

Schlussbericht

der Konsortialpartner

Konsortialpartner	FKZ
Bayerische Motoren Werke Aktiengesellschaft	01MV18004A
KOSTAL Industrie Elektrik GmbH	01MV18004B
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.	01MV18004F
Forschungsstelle für Energiewirtschaft GmbH	01MV18004C
TenneT TSO GmbH	01MV18004D
Bayernwerk Netz GmbH	01MV18004E
Karlsruher Institut für Technologie	01MV18004H
Universität Passau	01MV18004G
KEO GmbH	01MV18004I

über das Förderprojekt

BDL

Bidirektionales Lademanagement

Laufzeit: 01.05.2019 – 23.12.2022

öffentlich

Gefördert vom

**aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.
Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung
liegt bei den Autoren**



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Autoren	Konsortialpartner
Xaver Pfab, Dr. Jens Berger, Mark Pilkington, Dr. Alexander Ewald, Dr. Carsten Spengler, Dr. Bernhard Höss, Jan Pilarski, Simon Kehrlé	BMW AG
Dr. Armin von Preetzmann	Kostal GmbH
Mathias Müller, Adrian Ostermann, Elisabeth Springmann	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)
Timo Kern, Patrick Dossow:	Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE)
Erdem Uzun, Dr. Jürgen Neubarth	TenneT TSO GmbH
Wolfgang Duschl, Andreas Lesny, Dr. Frank Wirtz	Bayernwerk Netz GmbH
Manuel Ruppert, Tim Signer	Karlsruher Institut für Technologie
Franziska Kellerer, Johanna Zimmermann, Sebastian Hirsch	Universität Passau
Thomas Fishedick	KEO GmbH

Inhaltsübersicht

I	KURZE DARSTELLUNG	6
1.	Glossar	6
2.	Management Summary	8
3.	Einordnung Konsortial- und Verbundpartner.....	11
4.	Motivation und grundlegende Ziele	12
5.	Planung und Ablauf des Vorhabens.....	14
	Arbeitspakete	14
	Ursprungsterminplanung.....	15
	Tatsächlicher Terminplan.....	15
	Meilensteine (Plan vers. Ist).....	16
6.	Wissenschaftlicher und technischer Stand zu Beginn des Vorhabens	17
7.	Technischer Stand zum Ende des Vorhabens	21
	Gesamtsystem und Architektur.....	21
	Fahrzeug	23
	Rückspeisefähige EVSE.....	23
	Mobile App.....	24
	SMGW und EEBUS	25
	Kommunikationsprotokolle und Standardisierungen	27
	E2E Absicherung.....	32
8.	Wissenschaftlicher Stand zum Ende des Vorhabens	36
	Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und Regulatorik.....	36
	Akzeptanz und Vermarktbarkeit aus Kundensicht.....	37
II	EINGEHENDE DARSTELLUNG.....	39
9.	Darstellung der erzielten Ergebnisse und deren Verwendbarkeit aus Sicht der Teilprojekte	39
	Teilprojekt 1 Fahrzeugentwicklung und Bereitstellung für Pilotanwendungen	39
	Teilprojekt 2 Entwicklung rückspeisefähige EVSE	43
	Teilprojekt 3 Umfeldanalyse, Geschäftsmodelle & Regulatorik.....	51

Teilprojekt 4 Lokale Anwendungen „behind the meter“ (BMW)	70
Teilprojekt 5 Bereitstellung von Systemdienstleistungen	77
Teilprojekt 6 Nutzerforschung / Nutzerfreundlichkeit.....	78
Teilprojekt 7 Pilotbetrieb.....	87
Teilprojekt 8 Verteilnetz und intelligentes Messsystem	93
Teilprojekt EEBUS.....	116
10. Die betrachteten Use Cases	123
Die Anwendungsszenarien der Use Cases.....	124
V2H Eigenverbrauchserhöhung.....	124
V2H Notstromversorgung	133
V2G Intraday Handel (zeitliche Arbitrage).....	139
V2G Primärregelleistung.....	143
V2G Redispatch	150
V2B Spitzenlastkappung	158
V2G Spitzenglättung (§14a ENWG)	160
Reduzierung von CO2-Emissionen durch Kurzzeit-Zwischen-speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien	162
Bayernwerk UCs	168
11. Wichtigste Positionen zahlm äßiger Nachweis	194
12. Verwertbarkeit der Ergebnisse	194
13. Fazit und Ausblick	194
14. Erfolge oder geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse	197
Bachelorarbeiten	197
Masterarbeiten	198
Dissertationen	200
Konferenzbeiträge	200
Veröffentlichungen.....	206
Seminararbeiten.....	208
Veranstaltungen im BDL Kontext	210
15. Übersicht Standards	214
Länderspezifische Veröffentlichungen.....	214

Veröffentlichte internationale Standards.....	217
Standards in Vorbereitung	220
III ANHANG	222
16. Tabellenverzeichnis	222
17. Abbildungsverzeichnis	222
18. Literaturverzeichnis.....	228

I KURZE DARSTELLUNG

Hinweis: Das vorliegende Dokument wurde in einer gendergerechten Sprache verfasst. Wenn an bestimmten Stellen zur besseren Lesbarkeit die ursprüngliche Form verwendet wird, sind ebenfalls alle Personen unabhängig von ihrem Geschlecht gemeint.

1. Glossar

Abk.	Beschreibung
AC	Wechselstrom
AE	Antriebselektronik
aEMT	aktiver Externer Marktteilnehmer
API	Application Programming Interface. Anwendungsschnittstelle, genauer Schnittstelle zur Programmierung von Anwendungen
B2B	Business to Business
B2C	Business to Customer
BDL	Bidirektionales Lademanagement
BiLi	Smart Phone App
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BTSMGW	Billing Trigger SMGW. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
CBP	Crowed Balancing Platform
CCS	Combined Charging System
CEVC	Coordinated EV Charging. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
CharIN	Charging Interface Initiative. CharIN setzt sich für die Förderung des CCS als Ladestandard für alle batterieelektrischen Fahrzeuge ein
CLS	Controllable Local Systems
DBEVC	Dynamic Bidirectional EV Charging. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
DC	Gleichstrom
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
E2E	End - to – End. Ende zu Ende Prozess Gesamtbetrachtung (Vom Kunden zum Kunden)
EEBUS	EEBUS steht für eine gemeinsame, herstellerübergreifende und standardisierte Sprache für energierelevante Geräte im IoT.
EEBUS eV	Verein von (inter-)nationalen Herstellern von energierelevanten Geräten in dem in Arbeitsgruppen EEBUS Use Cases erdacht und standardisiert werden.
EEG	Erneuerbare Energie Gesetz
EFZ	Elektrofahrzeug
EMS	Energie Management System
ENTSO-E	European association for the cooperation of transmission system operators (TSOs) for electricity

EnWG	Energie Wirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange, Europäische Strombörse. Die europäische Strombörse EPEX SPOT SE (European Power Exchange) ist eine Börse für kurzfristigen Stromgroßhandel
EV	Electric Vehicle, Elektrofahrzeug
EVCC	EV Commissioning & Configuration. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
EVCEM	EV Charging Electricity Measurement. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
EVCS	EV Charging Summary. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment. Ladeeinrichtung
EVSECC	EVSE Commissioning & Configuration. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
FAQ	Frequently asked Questions. gesammelte Fragen und deren Beantwortung
FCR	frequency containment reserve. Erbringung von Flexibilität als Systemdienstleistung
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
FSP	Flexibility Service Provider
FuSi	Funktionssicherheit
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
GSM	Global System for Mobile Communications
GVB	Gesamtvorhabensbeschreibung
HA	Hausanschluss
HEMS	Heim Energie Management System
HW	Hardware
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEWT	Internationale Energiewirtschaftstagung
iMSys	Intelligentes Messsystem. Beschreibung siehe Text
INuZ	Intelligente Netze und Zähler
ISAaR	Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung
ISCBC	Increase of Self-Consumption by bi-directional EV Charging. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
KKW	Kernkraftwerk
LAN	Local Area Network
LCA	Life Cycle Assessment
LIM	Ladeinterfacemodul
LPC	Limitation of Power Consumption. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
LPP	Limitation of Power Production. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
MGCP	Monitoring of Grid Connection Point. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
MPC	Monitoring of Power Consumption. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
MQTT	Message Queuing Telemetry Transport. Offenes Nachrichtenprotokoll
MS	Meilenstein
NPM	Nationale Plattform Mobilität
OCA	Open Charge Alliance
OCPP	Open Charge Point Protocol. Beschreibung siehe Text

OPEV	Overload Protection by EV Charging Current Curtailment. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
OSCEV	Optimization of Self Consumption during EV Charging. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
Plim	Leistungslimitierung. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
POEN	Power Envelope. Siehe Tabelle im Teilprojekt EEBUS.
PQ	Präqualifizierung. Die Präqualifizierung, abgekürzt PQ, ist im Zusammenhang mit der Vergabe öffentlicher Aufträge ein Vorab-Prüfverfahren, mit dem die Eignung von Bieter:innen hinsichtlich ihrer Fachkenntnisse und Leistungen im Sinne der gesetzlichen Bestimmungen geprüft wird
PRL	Primärregelleistung. Beschreibung siehe Text
PV	Photovoltaik
RFID	radio-frequency identification. kontaktlose Datenaustausch zwischen einem RFID-Transponder und einem RFID-Schreib-/Lesegerät
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition. Ein SCADA-System (Supervisory Control and Data Acquisition) ist ein Steuerungssystem zur Erfassung, Analyse und Visualisierung von Daten.
SHIP	Smart Home Internet Protocol. Basis IP-Protokoll der EEBUS Kommunikation für Verbindungsherstellung und Verschlüsselung.
SMGW	Smart Meter Gateway. Das Smart-Meter-Gateway ist die zentrale Kommunikationseinheit eines Intelligenten Messsystems
SoC	State of Charge. Batterieladezustand
SPINE	Smart Premises Interoperable Neutral-message Exchange. Sprache der Energie im EEBUS Netzwerk.
TAF	Tarifanwendungsfall
TLS	Transport Layer Security. Transport Layer Security (TLS) ist ein weit verbreitetes Sicherheitsprotokoll, das Datenschutz und Datensicherheit für die Kommunikation über das Internet erleichtert
TP	Teilprojekt
TSO	Technical Standard Order Technische Standardverordnung
TVB	Teilvorhabensbeschreibung
UAG	Unterarbeitsgruppe
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V2B	Vehicle to Business. Fahrzeug Anbindung an Industrie/Gewerbe
V2G	Vehicle to Grid. Fahrzeug Anbindung ans Verteilnetz
V2H	Vehicle to Home. Fahrzeug Anbindung ans Heimnetz
VDE	Verband der Elektrotechnik
VNB	Verteilnetzbetreiber
WBBS	Wallbox Backend System
ZVEI	Verband der Elektro- und Digitalindustrie (vormals: Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie)

2. Management Summary

Das Verbund-Förderprojekt „Bidirektionales Lademanagement“ (BDL) wurde gestartet mit der Zielsetzung, auf Basis der sinnvollsten Anwendungsfälle eine wirtschaftliche

technische Lösung zu entwickeln und diese im Rahmen eines Pilotbetriebs im Kundeneinsatz zu testen und zu evaluieren. Ebenso sollte die in Deutschland derzeit geltende energiewirtschaftliche Regulatorik in Bezug auf mögliche Hemmnisse bei der Anwendung dieser neuen Technologie geprüft werden. Das BDL-Projekt konnte dazu folgende Ergebnisse erzielen:

1. Identifikation der wertigsten Anwendungsfälle (Use Cases) und deren Umsetzung und Darstellung im Pilotbetrieb:
 - Vehicle to Home (V2H), Eigenverbrauchsoptimierung in Haushalten mit Photovoltaik-Anlagen
 - Vehicle to Grid (V2G), Intraday-Vermarktung
 - Vehicle to Business (V2B), Peakshaving bei Gewerbekunden mit Lastgangmessung und Stromverbrauch über 100.000 kWh

2. Entwicklung einer technischen Lösung des bidirektionalen Ladens auf Basis des „Combined Charging Systems“ (CCS). Dabei werden für den elektrischen Leistungsfluss in beiden Richtungen die Gleichstromkontakte des CCS-Ladesteckers genutzt. Das Elektrofahrzeug benötigt keine Hardwareänderungen, sondern lediglich die Implementierung des ISO15118-20 Ladekommunikationsstandards. Die Wandlung von Wechsel- auf Gleichstrom erfolgt in der BDL-Wallbox, ebenso die Einhaltung aller geltenden Standards zur Netzkonformität. Die BDL-Systemarchitektur für das Gesamtsystem ist in der Lage, alle untersuchten Use Cases zu unterstützen und die dabei erforderlichen Stakeholder in das System einzubinden. Dazu wurden die Schnittstellenstandards ISO15118-20, OCPP2.01, EEBUS und das Smart Meter Gateway (SMGW) mit den jeweiligen Fachgremien aufeinander abgestimmt. Für die Weiterentwicklung des SMGW mit den kommenden Stufen 3 und 4 der SMWG Standardisierungs-Roadmap wurden umfassende Empfehlungen in die laufende SMGW-Standardisierung beim BMWK und BSI eingebracht.

3. Prüfung des deutschen Energierechts in Bezug auf mögliche Hemmnisse bei der Anwendung von BDL: Mit insgesamt drei Positionspapieren¹ wurden die Anwendungsfälle V2H sowie V2G (Erbringung von Systemdienstleistungen, Teilnahme am Intraday-Handel) bewertet:
 - Der Anwendungsfall V2H ist mit der derzeit geltende energiewirtschaftliche Regulatorik bereits umsetzbar.

¹ <http://www.ffe.de/projekte/bdl/>

- Der Anwendungsfall V2G stößt auf eine Reihe von Hemmnissen, zu denen klare Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung des Energierechts erarbeitet und in den Gesetzgebungsprozess eingebracht wurden mit dem Ziel, alle derzeit bestehenden Hemmnisse welche einer wirtschaftlichen Nutzung dieser Technologie entgegen stehen, abzubauen.
4. Aus der durchgeführten Pilotphase mit insgesamt 20 Privatkund:innen, vier Flottenkunden, 6 Verbundpartnern und drei Forschungspartnern konnten umfassende Ergebnisse aus dem Alltagsbetrieb mit BDL-Systemen erzielt werden:
- Das System wird von den Kund:innen überwiegend bereits als alltagstauglich eingeschätzt.
 - Insbesondere der Use Case V2H - PV Eigenverbrauchsoptimierung wird als sehr wertig eingestuft.
 - Der Use Case V2G Intraday-Handel hingegen erfordert eine umfangreichere Erläuterung gegenüber den Kund:innen und eine Weiterentwicklung des Rechtsrahmens, insbesondere eine Gleichstellung von BDL-befähigten Elektrofahrzeugen mit großen Pumpspeicherkraftwerken und Großspeichern. Es zeigten sich auch Schwachstellen bei der Erhebung und Weiterverarbeitung von Stromzählerdaten in 15-minütiger Auflösung.
 - In Liegenschaften von Gewerbeunternehmen mit Elektrofahrzeug-Fuhrpark kann BDL wirkungsvoll eingesetzt werden zur Kappung von Lastspitzen im Tageslastgang.
5. Nachweis der Wirtschaftlichkeit und des Vorteils bei der Reduzierung von CO₂-Emissionen:
- Für das BDL-System besteht eine positive Wirtschaftlichkeitsperspektive für die Kund:innen. In allen dargestellten Use Cases führt die Bewertung von Investitionskosten und möglichen jährlichen Einsparungen bei der Strombeschaffung oder gar Erlösen (V2G Intraday-Vermarktung) zu Amortisationszeiten von wenigen Jahren.
 - Das Energiesystem wird in erheblichem Umfang von der zusätzlich mit BDL-befähigten Elektrofahrzeugen nutzbaren Speicherkapazität profitieren mit reduziertem Bedarf nach erforderlicher Kraftwerks- und (Groß) Speicherkapazität.
 - Mit der Möglichkeit der Kurzzeit-Zwischenspeicherung von EE-Strommengen aus PV- oder Windkraftanlagen kann auch der Einsatz von fossilen Kraftwerken z.B. in den Nachtstunden und die daran gekoppelten CO₂-Emissionen reduziert werden.

3. Einordnung Konsortial- und Verbundpartner

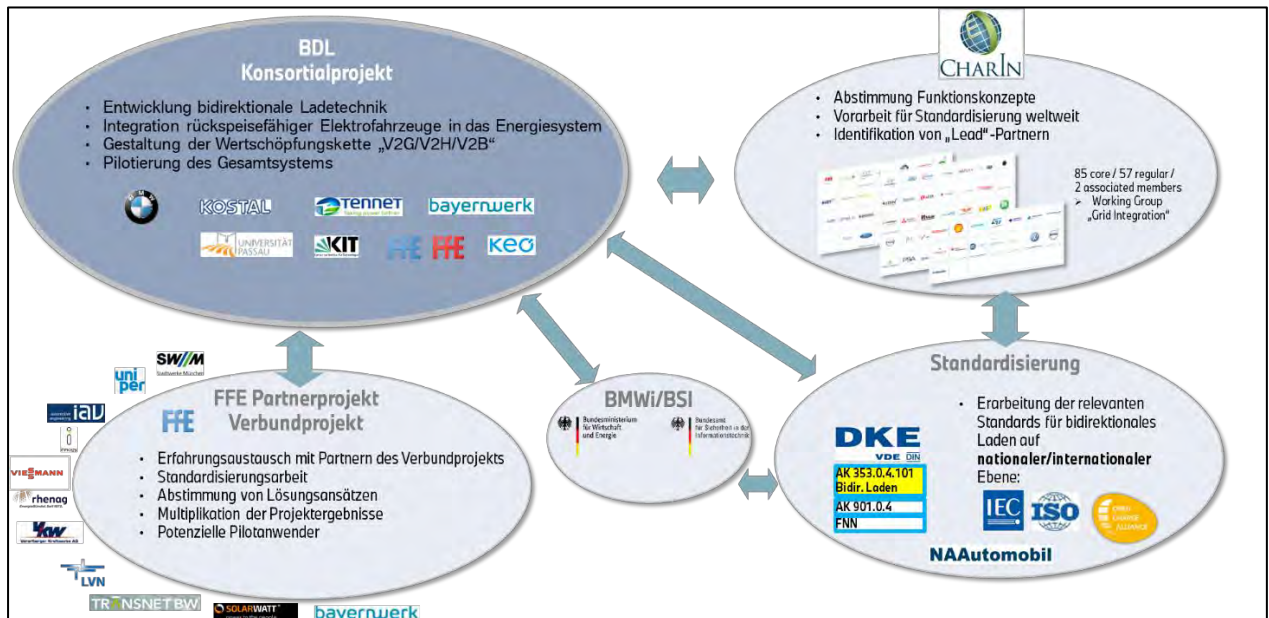


Abbildung 1: Schnittstellen im Konsortium

4. Motivation und grundlegende Ziele

In diesem Projekt stehen die Verwendung mobiler Speicher von Elektrofahrzeugen und deren effiziente Netzintegration im Mittelpunkt.

Hierzu sollen ein intelligentes bidirektionales Lademanagementsystem und die zugehörigen Komponenten von Elektrofahrzeugen entwickelt und im realen Umfeld erprobt werden, um die Flexibilität und Speicherkapazität der Elektrofahrzeuge aus System- und Akteurssicht optimal in das Energieversorgungssystem einbinden zu können.

Die dafür zu entwickelnden Lösungen dienen als erste Schritte für internationale, technologische und regulatorische Entwicklungen, um eine entsprechende Interoperabilität zu gewährleisten und eine wirtschaftlich gebotene Standardisierung zur Industrialisierung zu ermöglichen.

Das zu entwickelnde Lademanagementsystem soll hierbei verschiedene „Vehicle-to-x“-Anwendungsfälle (V2x) abdecken, die sich an zwei Grundmotivationen orientieren:

Einerseits sollen die Kaufhemmnisse auf Verbraucherseite sowohl durch eine Reduzierung der Bereitstellungskosten, als auch durch eine Reduzierung der Kosten auf Gesamtsystemebene (inkl. der dazugehörigen Ladeinfrastruktur und Energiesektorvernetzung) signifikant gesenkt werden, um damit den Markthochlauf der Elektromobilität nachhaltig voranzutreiben.

Andererseits soll eine optimale Einbindung der Fahrzeugbatterien in das zukünftige Energieversorgungssystem gewährleistet werden, mit dem Ziel die Energiewende voranzutreiben und sektorenübergreifend Treibhausgasemissionen kosteneffizient und nachhaltig zu reduzieren.

Darüber hinaus spielen wirtschaftliche Rahmenbedingungen und das jeweilige nationale regulatorische Umfeld eine zentrale Rolle bei der Identifizierung praktikabler Anwendungsfälle

Das Projekt geht somit in besonderem Maße auf den Anwendungszweck der Förderrichtlinie in den folgenden Punkten ein:

1. Entwicklung des ersten rückspeisefähigen deutschen Fahrzeugs und entsprechender Ladeinfrastruktur basierend auf dem CCS-Standard („Combined Charging System“)
2. Entwicklung der dazu erforderlichen Fahrzeugkomponenten wie
 - a. Batterie → weitere Steigerung der Zyklenfestigkeit und Verbesserung der Zustandsdiagnose
 - b. Onboard-Ladesystem → Befähigung zum bidirektionalen Laden

- c. Kommunikations-Bordnetz → hochdynamische Ladesteuerungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen
 - d. Anzeige-/Bediensystem (Fokus Smartphone App) → Erweiterung um die V2x-spezifischen Funktionen
3. Optimierung von Ladeinfrastruktur hinsichtlich Kosteneffizienz und Elektrik/Elektronik-Integration durch die Nutzung der Fahrzeugbatterie als Zwischenspeicher
 4. Reduktion von CO₂-Emissionen und Beitrag zum Markthochlauf der Elektromobilität durch Optimierung der Energie- und Betriebskosten (Senkung der Einstiegshürde)
 5. Industrieübergreifende Einbindung und relevante Beteiligung aller Akteure (Automobilhersteller, Ladeinfrastruktur-Hersteller, Netzbetreiber, Aggregatoren, Energieversorger, gewerbliche und private Anwender) einer künftigen Prozess- und Wertschöpfungskette zur Stärkung der Innovationskraft des Industriestandorts Deutschland
 6. Untersuchung, Bewertung und Absicherung der digitalen Kommunikation im Bereich Ladeinfrastruktur und Smart-Meter-Gateway-Kommunikation
 7. Einbindung bzw. Nutzung der Elektromobilität im Rahmen der künftigen Marktprozesse und Regulatorik (smart markets)
 8. Erforschung sicherer und standardisierter Abrechnungs- und Transaktionsmodelle unter Einsatz der Blockchain-Technologie
 9. Mitwirkung bei der Weiterentwicklung des aktuellen regulatorischen Rahmens in der Energiewirtschaft anhand einer rollenübergreifenden Betrachtung
 10. Praxisbezug durch ausführlichen Demonstratorbetrieb bzw. Feldtestphase
 11. Erhöhung der Wahrnehmung und Sensibilisierung der breiten Allgemeinheit hinsichtlich der Machbarkeit und Nachhaltigkeit deutscher Elektromobilität mittels begleitender Öffentlichkeitsarbeit

5. Planung und Ablauf des Vorhabens

Arbeitspakete

Das Förderprojekt „BDL“ gliederte sich in 9 Arbeitspakete, welche im Folgenden genauer dargestellt sind.

Arbeitspakete	TP Leitung	Arbeitsinhalte
TP1	BMW	Fahrzeugentwicklung und Bereitstellung für Pilotanwendungen
TP2	KOSTAL	Entwicklung rückspeisefähige EVSE
TP3	FfE	Umfeldanalyse, Geschäftsmodelle & Regulatorik
TP4	BMW	Lokale Anwendungen <behind the meter>
TP5	TenneT	Bereitstellung von Systemdienstleistungen
TP6	Universität Passau	Nutzerforschung / Nutzerfreundlichkeit
TP7	BMW	Pilotbetrieb
Projekterweiterung und Aufnahme der Fa. KEO in das Konsortium		
TP8	Bayernwerk	Intelligentes Messsystem
TP EEBUS	KEO	Weiterentwicklung des vorhandenen EEBUS-SW-Stack zur Kommunikation über ein intelligentes Messsystem

Tabelle 1: Arbeitspakete und Arbeitsinhalte

Ursprungsterminplanung

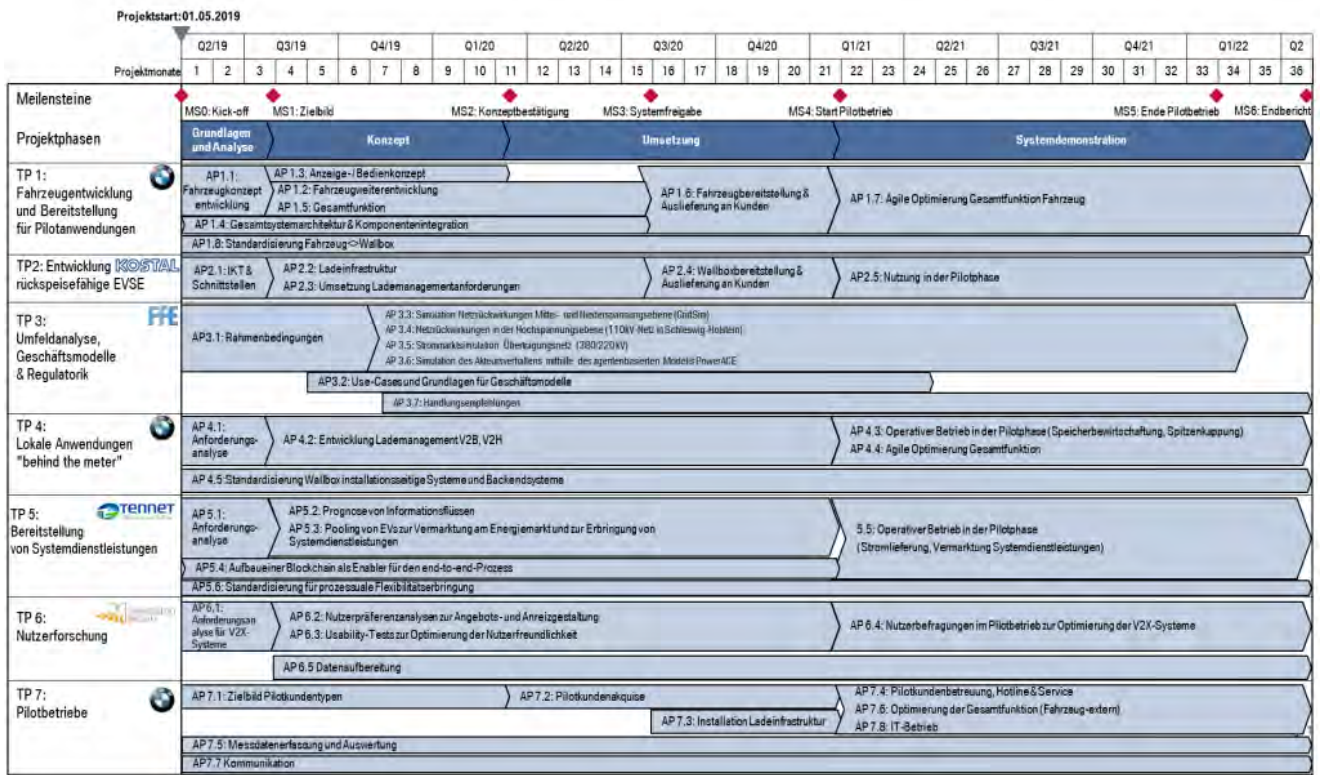


Abbildung 2: Terminplan zu Beginn des Vorhabens (laut GVB)

Tatsächlicher Terminplan

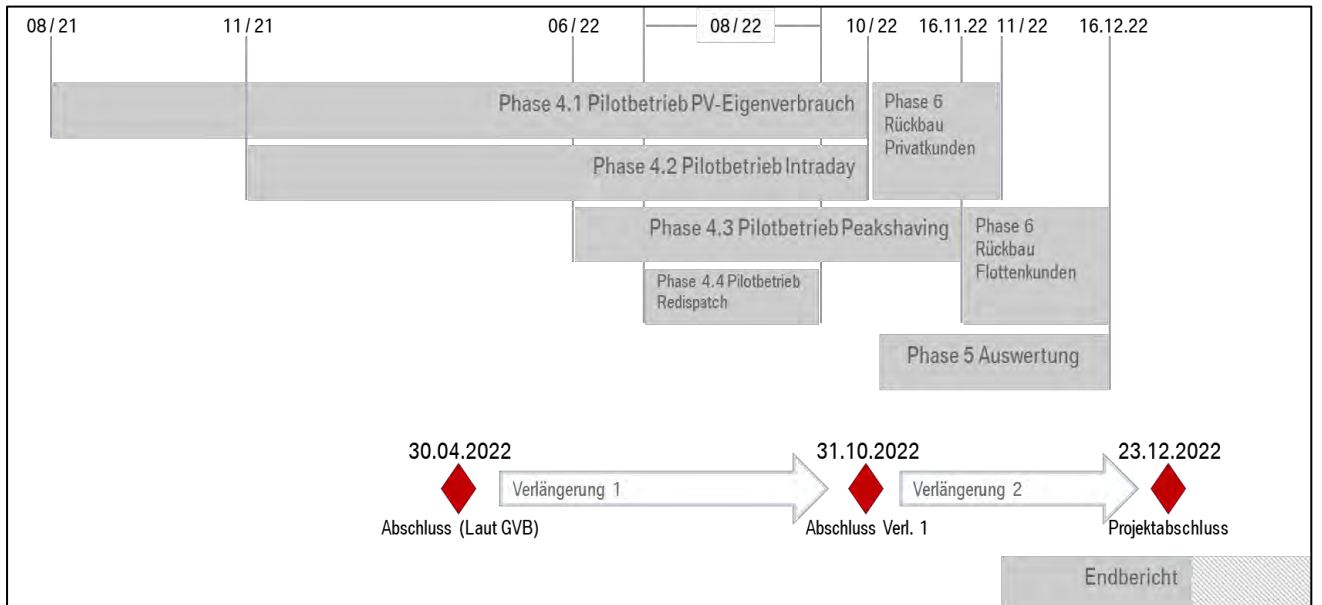


Abbildung 3: tatsächlicher (vereinfachter) Terminplan zum Ende des Projektes

Meilensteine (Plan vers. Ist)

Meilenstein	Monat Soll/Ist	Titel	Beschreibung
MS0	0/0	Kickoff	Kick-off Veranstaltung durchgeführt.
MS1	3/3	Zielbild	Freischaltung Meilenstein Zielbild bei allen Konsortialpartnern erfolgt.
MS2	11/11	Konzeptbestätigung	Freischaltung Meilenstein Konzeptbestätigung bei allen Konsortialpartnern und Teilprojekten erfolgt.
Corona – Pandemie ab 2020			
MS3	15/25	Systemfreigabe	Freischaltung Meilenstein Systemfreigabe bei allen Konsortialpartnern und Teilprojekten erfolgt am 27.5.2021.
MS4	21/27	Start Pilotbetrieb	Übergabeveranstaltung am 9.7.2021
MS5	33/42	Ende Pilotbetrieb	Abschluss Pilotbetrieb und Rückbau der Liegenschaften. Abschluss Kundenbefragung. Zusammenführung aller Messergebnisse
MS6	36/44	Endbericht	Abschlussveranstaltung am 25.11.2022

Tabelle 2: Meilensteine

Mit dem Beginn der Corona Pandemie im März 2020 wurde die Zusammenarbeit der Partner im Projekt erheblich erschwert. Es konnten zwar die zunehmenden Kontaktbeschränkungen in der Entwicklungsarbeit noch gut mit dem Einsatz von Online-Besprechungen (Teams) kompensiert werden, nicht jedoch zeitgleich abreißende Lieferketten für elektronische Bauteile für den Aufbau der BDL-Wallboxen (Verlängerung 1 in der Abbildung 3)

Auch der Test- und Absicherungsbetrieb konnte nur noch unter stark erschwerten Bedingungen fortgeführt werden. Ein weiteres Hemmnis stellte die Installation des BDL-Systems bei den Flottenkunden im Projekt dar: insbesondere der bei größeren Installationen ab 30kVA erforderliche Netz- und Anlagenschutz und dessen nachgewiesener Erfüllung führte bei diesen Kunden zu weiteren Terminverzügen

(Verlängerung 2 in der Abbildung 3), bis auch dort der Pilotbetrieb starten konnte. In Summe musste daher der Projektterminplan um 8 Monate gestreckt werden. In der Abbildung 3 sind die beiden Verlängerungen und die Pilotbetriebsdauer der V2X Use Cases dargestellt.

6. Wissenschaftlicher und technischer Stand zu Beginn des Vorhabens

Die im Projekt erarbeiteten technischen Lösungen und Geschäftsmodelle werden benötigt, um das gesamthafte Lösungsangebot für Elektromobilität bestehend aus Fahrzeugen, Ladeinfrastruktur und netzseitiger Integration aus Deutschland in eine weltweite Spitzenposition zu bringen.

Insgesamt bestand bei Projektstart eine hohe Unsicherheit bezüglich des Zusammenspiels zwischen Stromnetzen, Speicherkapazitäten, sowie der energiewirtschaftlichen Regularien beim Ausbau der erneuerbaren Energien. Letztere waren weiter zu entwickeln, um der Nutzbarkeit von mobilen Speichern überhaupt einen Lösungsraum zu geben.

Eine Nichterreichung der angestrebten Projektziele konnte nicht vollständig ausgeschlossen werden. Bei Zielverfehlung, vor allem aber bei geänderten Rahmenbedingungen, hätte das Projektergebnis möglicherweise nur eingeschränkt im Rahmen künftiger Geschäftsmodelle verwendet werden können. Des Weiteren bestand eine hohe Unschärfe darüber, ob sich das wirtschaftliche und technische Potenzial aller untersuchten Anwendungsfelder des bidirektionalen Lademanagements unter Berücksichtigung aller Anforderungen seitens der Nutzer, Fahrzeughersteller, Ladesäulenbetreiber, sowie der Energiewirtschaft in einem sich stark verändernden Umfeld (Energiewende/-märkte) heben lassen kann.

Der Fokus des Forschungsprojektvorhabens lag in der erfolgreichen Erforschung und Lösungsfindung zu den Aspekten:

1. Technische und wirtschaftliche Ansätze zur Versorgung der Elektromobilität mit erneuerbarer, CO₂-armer Energie
2. Erschließung von Synergiepotenzialen: Energiewende + Elektromobilität: Elektromobilität als Element eines zukünftigen Smart Markets
3. Erschließung des Ladeverhaltens / der Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen zur Netzstabilisierung
4. Identifikation nutzbarer Systemdienstleistungen und Vermarktungsszenarien: EV-Pool als virtueller Speicher, wirtschaftliche, profitable Geschäftsmodelle
5. Lösungen zur Beherrschung der Netzbelastung durch Elektromobilität, Analyse Netzbelastung und -leistungsfähigkeit

6. Konzeptentwicklung von Lastmanagementlösungen
7. Gesteuerter Heimladepunkt
8. IKT-Architekturen für hochdynamische und sichere Interaktionen in der Spannweite vom Elektrofahrzeug und dessen Nutzer über OEMs und Aggregatoren bis zum Netzbetreiber unter Einbeziehung der SmartMeter-Gateway-Kommunikation
9. Stabiles Laden beim Nutzer: Zuverlässiger Ladebetrieb auch in kritischen Netzlast-Situationen
10. Schutz des Nutzers vor unerwünschten Eingriffen Dritter beim Laden
11. Nutzerfreundliche, begeisternde Lösungen
12. Technische Lösungen mit Anspruch auf weltweite Einsatzfähigkeit & Kommunalität
13. Wahrung OEM-Produkthaftung im Rahmen der hohen Konnektivität

Um zu den einzelnen Aspekten und deren Wechselwirkungen Lösungen zu finden, sollten serienmäßige BMW i3 Fahrzeuge um eine Rückspeisefunktion erweitert werden. Zudem sollte eine rückspeisefähige Wallbox, sowie ein entsprechendes Backend-System entwickelt werden. Das Zusammenwirken im Alltagseinsatz realer Fahrzeugnutzer wird während der Pilotphase ausführlich erprobt. Dabei müssen die Kommunikationsschnittstellen zwischen den Teilsystemen Fahrzeug, Wallbox und Backend entsprechend definiert und umgesetzt werden. Zudem sollten die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen bewertet und ggf. Handlungsoptionen empfohlen werden. Begleitend sollen Forschungsfragen zu Netzwirkungen der V2G Ladestrategien auf verschiedenen Netzebenen adressiert und Rückkopplungseffekte zwischen Elektrofahrzeugen und ihren Nutzern sowie erneuerbarer Energieerzeugung, CO₂-Emissionen und Strommarkt untersucht werden

Mit diesen Schwerpunkten sollte eine Bewertung der Nutzenpotentiale in den Use Cases „vehicle to home“ (V2H), „vehicle to business“ (V2B) und „vehicle to grid“ (V2G) über die gesamte Wirkkette ermöglicht werden. Diese Wirkkette wird unter marktrealen Bedingungen von allen beteiligten Akteuren im Zusammenspiel getestet was einen markanten Hub gegenüber dem Stand der Technik darstellt.

Neben den technischen Risiken ist den Fragen der nutzerseitigen Akzeptanz und Vermarktbarkeit besonderes Augenmerk zu widmen: Werden die angestrebten Energie-Dienstleistungen nicht von den künftigen Nutzern von Elektrofahrzeugen und den Netzbetreibern angenommen, kann es selbst bei gegebener technischer Machbarkeit nicht zum Durchbruch kommen. Unklare Kundenpräferenzen als auch Unschärfen in der Beurteilung des Kundennutzens in den verschiedenen Use Cases bergen noch eine hohe Unsicherheit bezüglich den Erfolgsaussichten des neuen Ladekonzeptes.

Eine Übertragbarkeit der Ergebnisse in Bezug auf die Reduktion der Spitzenlast, die verbesserte Nutzung lokal erzeugter erneuerbarer Energie, sowie die Netzstabilisierung (z. B. durch Frequenzhaltung über eine große Anzahl an

Standorten) stellt die Grundlage für den Markterfolg des Lademanagements dar. Diese Übertragbarkeit könnte durch Nichtberücksichtigen verschiedener Faktoren in der Erprobungsphase nicht gegeben sein.

Bisherige fahrzeugseitige Arbeiten zeigen zwar einerseits die grundsätzliche Machbarkeit des Rückspeisens auf, andererseits jedoch auch neue Herausforderungen in Bezug auf Speicher- und Bordnetzauslegung mit höherem Energiedurchsatz und Betriebsdauer. Rückspeisen tangiert somit Grundelemente künftiger Fahrzeug-Architekturen

Projekterweiterung um SMGW und iMSys

Nutzerforschung. Das Thema Elektromobilität steht seit einigen Jahren verstärkt im Fokus wissenschaftlichen Interesses. Weltweit beschäftigen sich eine Vielzahl von Forschungsprojekten mit den verschiedenen Aspekten der Elektromobilität, wie zum Beispiel Charakteristika potenzieller Kund:innen für Elektromobilität (Lieven et al. 2011)², Adoptionsbarrieren und Widerständen (Egbue & Long 2012, Wiedmann et al. 2011^{3,4}), sowie Ansätzen zum Abbau kundenseitiger Barrieren gegenüber Elektromobilität durch komplementäre Mobilitätsdienstleistungen (Hinz, Schlereth & Zhou 2015)⁵ oder den Angebot von Zusatzdienstleistungen (Selzer & Moser 2017)⁶. Erste Arbeiten haben sich auch bereits mit dem Thema V2X (z.B. V2G und V2H) befasst. Allerdings lag der Fokus der meisten wissenschaftlichen Studien und Forschungsprojekte hierbei hauptsächlich auf den technischen Aspekten. Nur wenige von ihnen betrachten das Thema Nutzerverhalten im Kontext von V2X umfänglich (vgl. Everoze Partners Ltd 2018)⁷. Somit bestand zu Beginn des Innovationsprojekts BDL

² Lieven, T., Mühlmeier, S., Henkel, S., & Waller, J. F. (2011). Who Will Buy Electric Cars? An Empirical Study in Germany. *Transportation Research Part D*, 16(3), 236–243. doi:10.1016/j.trd.2010.12.001

³ Egbue, O., & Long, S. (2012). Barriers to Widespread Adoption of Electric Vehicles: An Analysis of Consumer Attitudes and Perceptions. *Energy Policy*, 48, 717–729. doi:10.1016/j.enpol.2012.06.009

⁴ Wiedmann, K.-P., Hennigs, N., Pankalla, L., Kassubek, M., & Seegebarth, B. (2011). Adoption Barriers and Resistance to Sustainable Solutions in the Automotive Sector. *Journal of Business Research*, 64(11), 1201–1206. doi:10.1016/j.jbusres.2011.06.023

⁵ Hinz, O., Schlereth, C., & Zhou, W. (2015). Fostering the Adoption of Electric Vehicles by Providing Complementary Mobility Services: A Two-Step Approach Using Best-Worst Scaling and Dual Response. *Journal of Business Economics*, 85(8), 921–951. doi:10.1007/s11573-015-0765-5

⁶ Selzer, V. L., & Moser, S. (2017). Abbau kundenseitiger Barrieren gegenüber Elektromobilität durch das Angebot von Zusatzdienstleistungen. In: Forschungsinstitut für innovative Arbeitsgestaltung und Prävention e.V. (Eds.), *Elektromobil durch die Zukunft - Zukunftsszenarien und neue Dienstleistungen für die Elektromobilität 2030*. Gelsenkirchen.

⁷ Everoze Partners Ltd (05.11.2018). V2G Global Roadtrip: Around the world in 50 projects. Online verfügbar unter: <https://www.evconsult.nl/wp-content/uploads/2018/10/Final-Report-UKPN001-S-01-I-V2G-global-review.pdf>. Zuletzt besucht: 31.01.2019.

wissenschaftlicher Forschungsbedarf, was nicht zuletzt ein kurz vor Projektstart veröffentlichtes wissenschaftliches Paper von Sovacool et al. (2018)⁸ feststellte: die Autoren zeigten anhand eines Literature Reviews auf, dass die soziale Dimension von V2G stark vernachlässigt worden war. Insbesondere die Untersuchung der Nutzerperspektive ist jedoch ein relevantes Forschungsthema, da das V2X-Potenzial stark von der Nutzerakzeptanz abhängig ist.

Hier setzte das vorliegende Vorhaben und legte mit einem eigenen Teilprojekt zur Nutzerforschung den Fokus bewusst auf die Kund:innen sowie deren Ansprüche. Der hohe Innovationsgrad des Gesamtvorhabens liegt insbesondere darin, dass die technische Entwicklung und das entsprechende Nutzerverhalten integriert betrachtet und parallel bearbeitet wurden. Durch die enge Verknüpfung der verschiedenen Teilprojekte wurden Ergebnisse aus der Nutzerforschung (u. a. praxismgerechte Empfehlungen zur Anreizgestaltung, Gestaltungsempfehlungen für die weitere Entwicklung der Soft- und Hardwarekomponenten) direkt an die Projektpartner weitergegeben. So konnte sichergestellt werden, dass die entwickelten Systeme kundenfreundlich und anreizkompatibel sind. Zudem wurde die wissenschaftliche Community durch Veröffentlichungen und Konferenzteilnahmen über nutzerspezifische Projektergebnissen informiert (siehe Kapitel: Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse). Mit der Publikation der Erkenntnisse wurden dabei auch Impulse für künftige Forschungsfragen in diesem Kontext gesetzt. Durch begleitende Öffentlichkeitsarbeit wurde zudem die Bevölkerung hinsichtlich der realen Chancen und Potenziale der angestrebten Lösungen im Bereich intelligente bidirektionale Lademanagementsysteme informiert.

⁸ Sovacool, B., Noel, L., Axsen, J., & Kempton, W. (2018). The neglected social dimensions to a vehicle-to-grid (V2G) transition: a critical and systematic review. *Environ. Res. Lett.* 13 013001. doi:10.1088/1748-9326/aa9c6d

7. Technischer Stand zum Ende des Vorhabens

Gesamtsystem und Architektur

Basierend auf den vielfältigen Use Cases, welche im BDL Projekt identifiziert, bewertet und priorisiert wurden, konnten die zur Umsetzung erforderlichen Anforderungen spezifiziert werden.

Gruppe	Use Case	Erlös-Ort	Kunden-gruppe	Regelung	Umsetzung im BDL Projekt
V2H	Eigenverbrauchserhöhung			Lokal	Privatkunden
V2H	Tarifoptimiertes Laden/Entladen			Lokal	-
V2H	Notstromversorgung			Lokal	-
V2G	Intraday-Handel			Zentral	Privatkunden
V2G	Day-Ahead Handel			Zentral	-
V2G	Primärregelleistung (PRL)			Lokal	Labor
V2G	Lokale Netzdienstleistung (§14a)			Zentral	Kunde
V2G	Redispatch			Zentral	Privatkunden
V2G	Blindleistungsbereitstellung			Zentral	Privatkunden
V2B	Spitzenlastkappung (Peak Shaving)			Lokal	Flottenkunden
V2B	Flottenmanagement			Lokal	-
Mobil	Mobile Powerbox	-		Lokal	
Legende:  Zu Hause/SLP-Kunde  Gewerbe/ RLM-Kunde  Netz/Markt/System					

Abbildung 4: Use Cases mit Regelung

Damit konnte die Gesamtarchitektur entwickelt werden: aufeinander aufbauend eine Variante für Privatkunden-Anwendungen und eine weitere für Anwendungen bei gewerblichen Flottenkunden mit Elektrofahrzeugen im Fuhrpark und erforderlicher Ladeinfrastruktur.

Beim Flottenkunden war in der Umsetzung nur ein Use Case geplant (Peak Shaving). Aus diesem Grunde war die Architektur beim Flottenkunden einfacher gestaltet als beim Privatkunden, wo verschiedene Use Cases zur Umsetzung geplant wurden.

Ziel war es, beim Privatkunden nur eine Architektur zu entwickeln mit der viele verschiedene Use Cases umgesetzt werden konnten. Die Use Cases hatten eine unterschiedliche Ausprägung und stellten ganz unterschiedliche Anforderungen an die Systemarchitektur. So ist für die V2H Use Cases (z.B. PV Eigenverbrauchserhöhung) eine lokale Regelung notwendig, um schnell genug auf die wechselnden Erzeugungs- und Verbrauchswerte beim Kunden reagieren zu können.

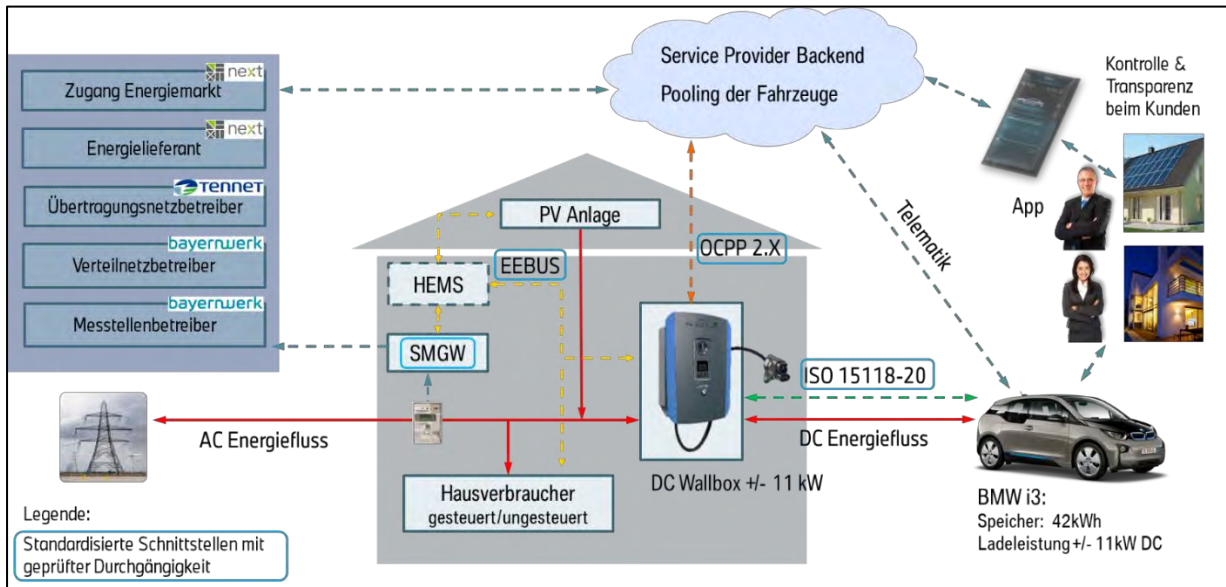


Abbildung 5: (vereinfachte) Darstellung des Gesamtsystems beim Privatkunden

Mit der Architektur beim Privatkunden war es möglich mehrere Use Cases umzusetzen. Dies führte aber zwangsläufig dazu dass die Anzahl der Komponenten, Stakeholder und Kommunikationsstrecken in der Gesamtarchitektur anstieg und damit auch die Komplexität. (siehe Abbildung 5)

Beim Flottenkunden wurde der Use Case Peak Shaving umgesetzt. Die Abbildung 6 zeigt die Architektur beim Flottenkunden:

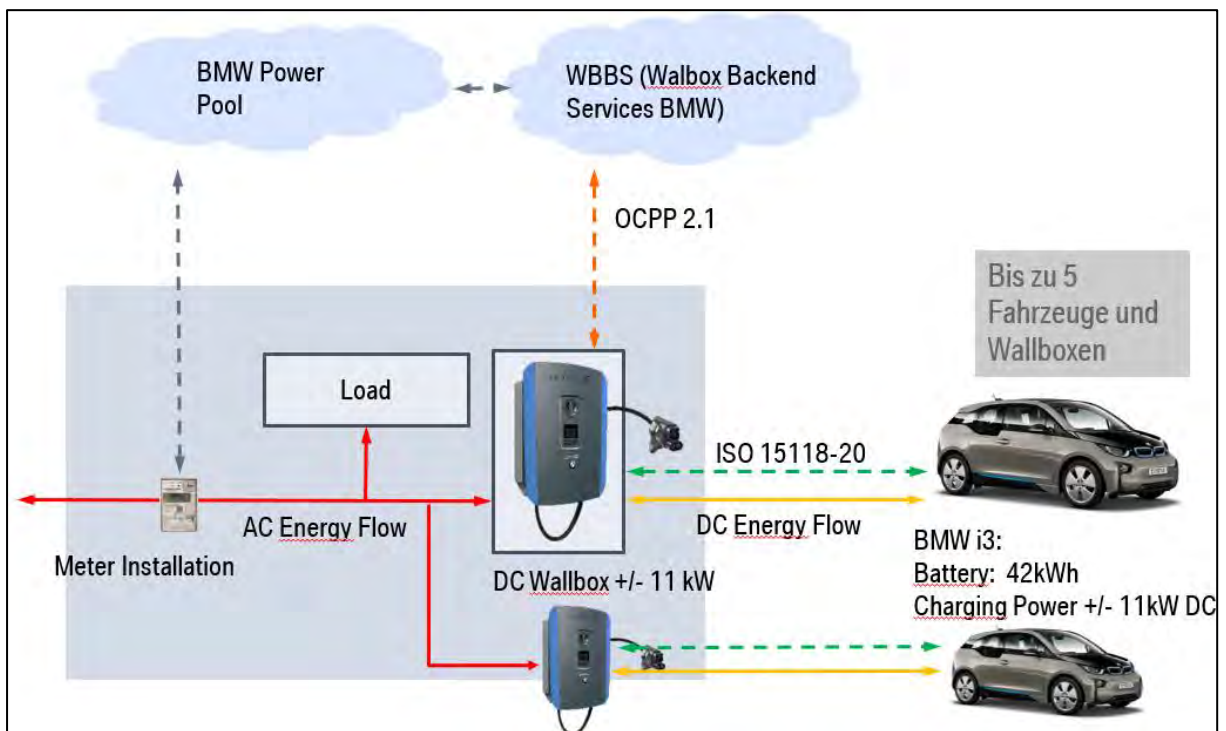


Abbildung 6: (vereinfachte) Darstellung des Gesamtsystems beim Flottenkunden

Fahrzeug



Es wurde im Ladeinterfacemodul der Ladestandard ISO15118-20 (Draft) implementiert. Dazu wurde der Nachrichtenkatalog spezifisch für die V2G-Kommunikation erweitert. Des Weiteren wurden Softwareanpassungen im Hochvolt-Powermanagement durchgeführt, um einen bidirektionalen Stromfluss sicherzustellen. Es wurde ferner ein Sicherheitskonzept erarbeitet und im Anschluss notwendige Tests zur Absicherung für eine Fahrzeugfreigabe für Pilotkunden durchgeführt. Die finale Straßenfreigabe als Voraussetzung für den Erhalt der Straßenzulassung erfolgte durch den TÜV Süd.

Die weitere Detaillierung der Komponente „Fahrzeug“ erfolgt im Teilprojekt 1 „Fahrzeugentwicklung und Bereitstellung für Pilotanwendungen“.

Rückspeisefähige EVSE



Bei der rückspeisefähigen EVSE (Bidirektionale DC-Wallbox) wurden Leistungselektronik und Kommunikationseinheit für den bidirektionalen Betrieb und damit zur Realisierung und Nutzung der Use Cases befähigt.

Leistungselektronik:

Die Leistungselektronik zur AC-DC- bzw. DC-AC-Wandlung wurde so ausgelegt, dass der Energiefluss in beiden Richtungen über denselben Strompfad jeweils bis zur maximalen Leistung möglich ist. Hardware und Regelungstechnik ermöglichen beim Netzanschluss die Einhaltung aller gängigen Netzanschlussregeln. Das Sicherheitskonzept wurde analog zum Anschluss stationärer Speicher an das Stromnetz ausgelegt.

Kommunikationseinheit:

Die Kommunikationseinheit stellt die Verbindung her zum Fahrzeug, zum Backend, zum SMGW (Smart Meter Gateway) und zum Nutzer. Als technische Mittel kamen dabei zum Einsatz:

- Zum Fahrzeug Power Line Kommunikation mittels Protokoll ISO 15118-20
- Zum Backend Protokoll OCPP 2.0.1 (ISO 63110) über Ethernet-Leitung, WLAN oder GSM

- Zum SMGW Protokoll EEBUS (VDE-AR 2829-6) über Ethernet-Leitung oder RS485
- Zum Nutzer über Display, Bedientasten und RFID-Leser zur Authentifizierung

Darüber hinaus kann an die EVSE ein Energiemeter am Netzanschlusspunkt angeschlossen werden. Über einen intelligenten Algorithmus in der EVSE kann damit im Zusammenspiel mit PV-Anlagen, der Eigenverbrauch im Haus optimiert werden.

Für das Gehäuse der benötigten Prototypen (Labor und Feldtests) kamen aus Kostengründen manuell modifizierte Gehäuse eines PV-Wechselrichters aus der Serienproduktion zum Einsatz (keine Lösung für eine spätere Industrialisierung).

Mobile App



Über die App haben die Privatkund:innen u.a. die Möglichkeit, die Ladezielzeiten einzugeben, den Ladevorgang zu beenden und erhält Information über die aktuellen und historischen Ladevorgänge. Details sind im Kapitel 4 beschrieben.

Wallbox Backend und Powerpool

Im Wallbox Backend wird über OCPP die Verbindung zur Wallbox hergestellt. Über das Wallbox Backend können Steuerbefehle an die Wallbox gesendet und die Wallbox Software aktualisiert werden.

Im Power Pool werden die Fahrzeuge zu einer Flotte aggregiert, so dass verschiedene V2G Use Case durchgeführt werden können. Zusätzlich wird die Schnittstelle zum Aggregator hergestellt.

In der Abbildung 6 ist die Backend Architektur dargestellt:

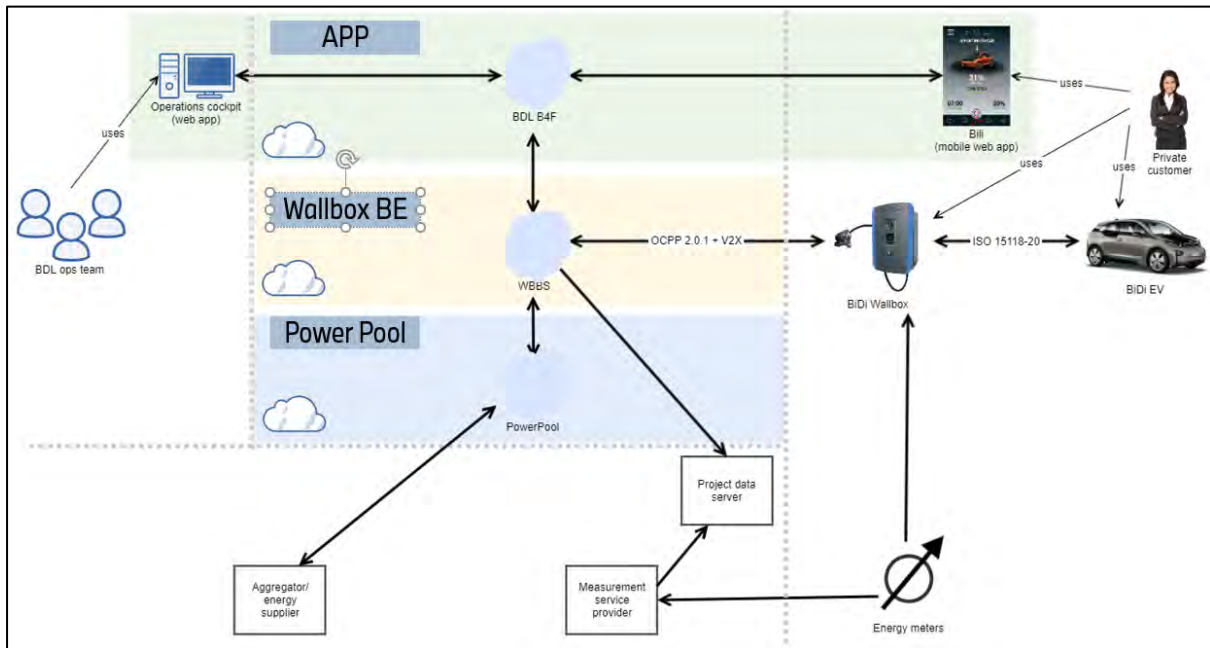


Abbildung 7: (vereinfachte) Darstellung Backend Architektur

SMGW und EEBUS



Im Zuge der Projekterweiterung, um das intelligente Messsystem (iMSys) im TP8 erfolgte die Integration der Zähler-, Mess- und Steuerungstechnik in die Gesamtarchitektur sowie der Aufbau von Systemen und Prozessen hinter dem iMSys.

Im TP EEBUS wurden dazu von der KEO GmbH die Grundlagen geschaffen. Dazu zählte die Integration des EEBUS (VDE-AR 2928-6) als lokales Kommunikationsglied zwischen SMGW und Flexibilität (BDL-Wallbox und auch dem HEMS z.B. der Firma Viessmann). Zusätzlich dazu wurde die Ausarbeitung von neuen und bereits definierter Anwendungsfälle, vor allem im Bereich Verteilnetz näher ausgestaltet und die hierfür notwendigen Umsetzungen angestoßen.

Hierbei galt es sowohl die Anwendung für „Teilflexibler Verbraucher“, als auch für „Vollflexible Verbraucher“ mit einem Viessmann Home Energy Management System zu berücksichtigen.

Die folgende Abbildung 8 und Abbildung 9 beschreiben die grobe Kommunikations- und Geräte-Architektur.

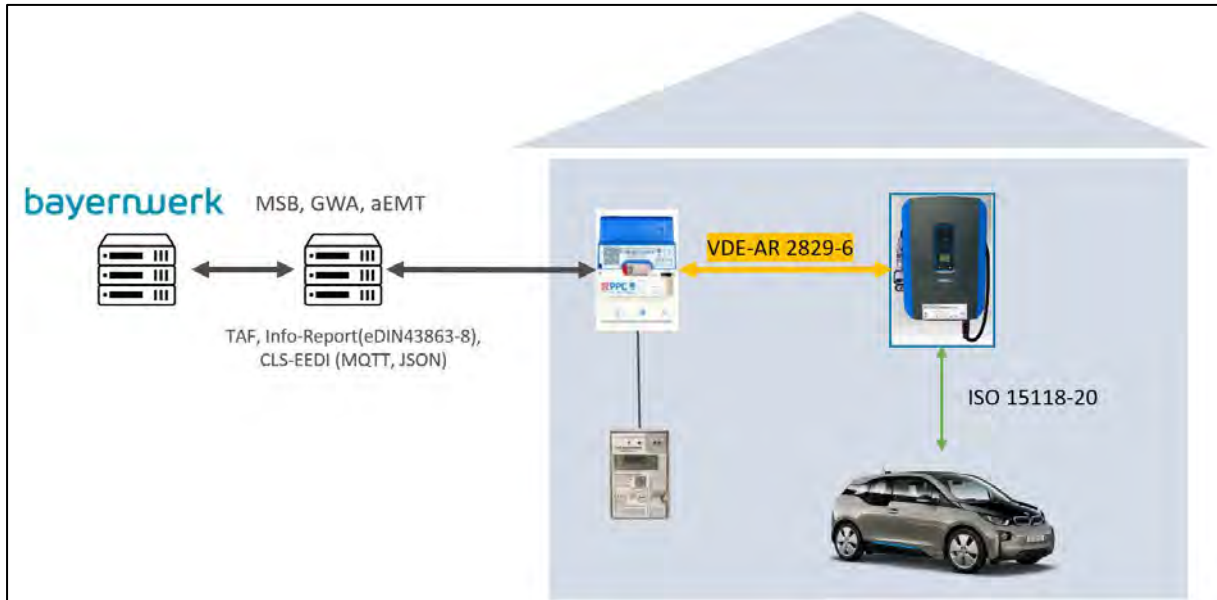


Abbildung 8: Anwendungsfall: Teilflexibler Verbraucher

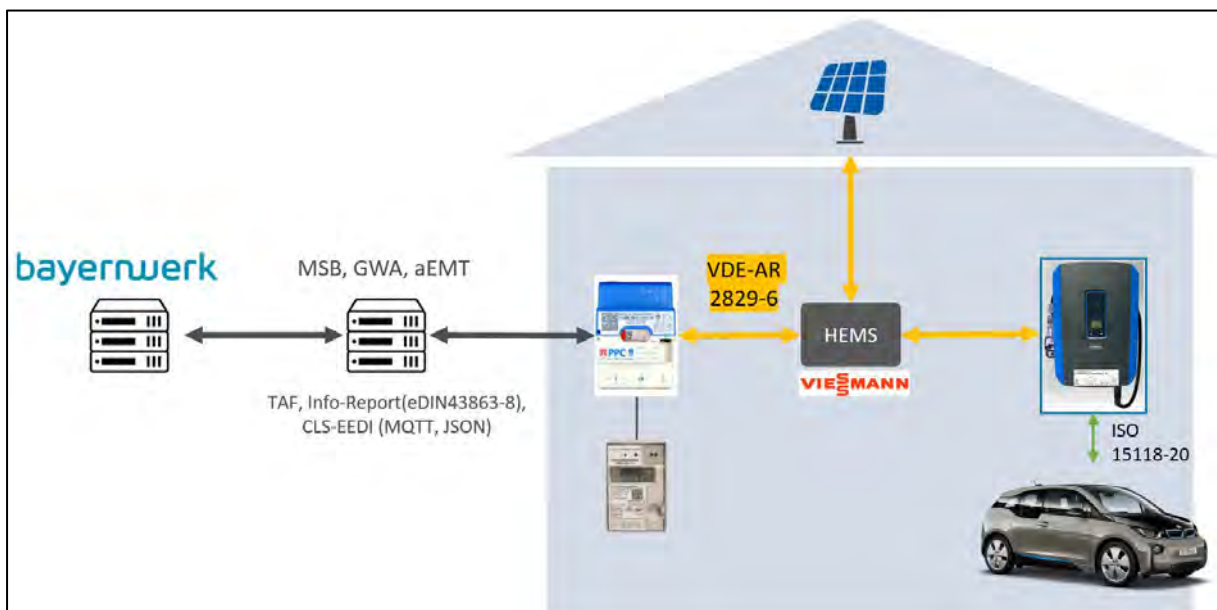


Abbildung 9: Anwendungsfall: Vollflexibler Verbraucher

Die weitere Detaillierung der Komponente „SMGW und EEBUS“ erfolgt im Teilprojekt 8 und im Teilprojekt EEBUS.

Kommunikationsprotokolle und Standardisierungen

OCPP (Version 2.0.1 mit V2X-Erweiterung): Im Projekt wurde das Kommunikationsprotokoll „OCPP“ (Open Charge Point Protocol) zwischen der Wallbox und dem BMW-Backend (WBBS) verwendet. Dieses Protokoll wurde von der internationalen Organisation „Open Charge Alliance“ (OCA) entwickelt und hat sich für die Schnittstelle Ladestation zum Ladestation-Management-System (Backend) in Europa weitgehend durchgesetzt.

OCPP 2.0.1 war aber für bidirektionales Laden zunächst nicht befähigt. Die OCA hat in 2019 ein Task Group für die Erweiterung der Funktionalitäten von OCPP mit bidirektionalen Laden gestartet. BMW, mit Unterstützung der Entwicklungsdienstleister Vispiron Systems, hat sich an diesem Task Group von Anfang an beteiligt und die Entwicklung dieser OCPP-Erweiterung intensiv begleitet. Von den insgesamt 16 neu entwickelten „OCPP Use Cases“ für V2X zum September 2022 haben BMW und Kostal diese untenstehenden 12 Use Cases mitspezifiziert und für die meisten einen Zwischenstand sowohl am BMW-Backend als in der Wallbox implementiert:

UC.V2X.01	V2X Authorization
UC.V2X.02	Charging only (V2X control)
UC.V2X.03a	Central V2X control with charging schedule
UC.V2X.04a	External V2X control during a charging profile from CSMS
UC.V2X.04b	External V2X control during a charging profile from an External System
UC.V2X.06a	Local V2X control for frequency support
UC.V2X.07	Local V2X control for load balancing
UC.V2X.08	Idle, minimizing energy consumption
UC.V2X.09	Going offline during V2X operation
UC.V2X.10	Resuming a V2X operation after an offline period
UC.V2X.11	Requesting priority charging remotely
UC.V2X.12	Requesting priority charging locally

Tabelle 3: OCPP V2X Use Cases

Im Projekt haben BMW und Kostal eng mit der OCA zusammengearbeitet, sodass die für das Pilotprojekt entwickelte Kommunikation zwischen Wallbox und BMW-Backend so nah wie möglich dem künftigen OCPP-Standard entspricht. Außerdem konnte die OCA viele Ideen und Lösungen vom BDL-Projekt als Input für diese V2X-Erweiterung nutzen.

Aus dieser Zusammenarbeit im V2X-Task Group bei der OCA soll in 2023 eine OCPP Version 2.1 veröffentlicht werden, die für bidirektionales Laden befähigt ist, die im BDL-Projekt berücksichtigten Use Cases unterstützt, und die Kompatibilität mit ISO 15118-20 sicherstellt.

ISO 15118-20: Die aus Sicht BDL zusätzlich erforderlichen Routinen wurden in das ISO Gremium eingebracht und weitgehend in dem aktuellen Entwurf umgesetzt. Der im Projekt BDL implementierte Arbeitsstand hat die Funktion des „Dynamic Mode“ vollständig umgesetzt, die Teilfunktionen des Zertifikatmanagements und die TLS-Verschlüsselung hingegen aus Gründen der Priorisierung nicht. Der IS der ISO 15118-20 Edition 1 wurde im April 2022 veröffentlicht.

IEC 61851-23: Die Edition 2.0 ist in Entwicklung und soll 07/2023 veröffentlicht werden. In dieser Version werden BDL Anforderung für das CCS-Ladesystem noch nicht enthalten sein. Nach der Ed 2.0 soll ein TS/TR erstellt werden mit BDL Anforderungen. Ein Vorschlag dazu wurde bereits erarbeitet.

IEC 61851-1 Ed.4.0 ist gerade in Bearbeitung. BDL Inhalte sollen in diese Edition eingearbeitet werden. Veröffentlichung ca. 2026. Die aus Sicht BDL zusätzlichen Anforderungen bzw. Ergänzungen werden zurzeit als Vorschlag erarbeitet und sollen in das IEC Gremium eingebracht werden.

EEBUS: zur Weiterentwicklung des EEBUS-Standards wurde die Firma KEO im Zuge der „SMGW“-Projektaufstockung in 6/2020 in das Konsortium aufgenommen. In Arbeit ist die Entwicklung und Implementierung der EEBUS-Schnittstelle zwischen Wallbox und dem SMGW. Einzelheiten siehe TP8.

Smartmeter Gateway (CLS-Schnittstelle): Mit der „SMGW“-Projektaufstockung konnte die Implementierung dieser Kommunikationsschnittstelle in Arbeit genommen werden.

Die Kommunikation im LAN (Local Area Network) zwischen dem SMGW von PPC und der Wallbox von Kostal und auch dem EMS von der Fa. Viessmann wurde basierend auf der VDE AR 2829-6 als EEBUS Kommunikation ausgeführt. Die interoperable EEBUS Kommunikation basiert auf den Definitionen der EEBUS Initiative e.V. Die Initiative kümmert sich in Arbeitsgruppen um die Definition von sicherer, M2M-Kommunikation zwischen energierelevanten Geräten aus den Bereichen Netz, Metering, Heizung und Klimatisierung, Wechselrichter, Elektromobilität usw. auf Basis von festgelegten Anwendungsfällen. Aktuell gibt es ca. 40 definierte Use Cases aus den unterschiedlichen Bereichen.

Die EEBUS Sprache ist das sogenannte SPINE mit entsprechenden Ressourcen und einem festgelegten Protokoll.

Das darunterliegende verschlüsselte Kommunikationsprotokoll heißt SHIP.

Im Rahmen des BDL-Förderprojektes wurde neben den bereits vorhandenen Use Cases ein neuer Use Case definiert und erprobt. Der „Mitarbeiterladen“ Use Case kurz

BTSMGW erkennt das zu ladende Fahrzeug an der Wallbox, erfragt beim SMGW, ob ein besonderer Tarifierungsfall für diesen Endnutzer vorliegt und übermittelt im positiven Fall am Ende des Ladens den speziellen Tarif incl. der abzurechnenden elektrischen Arbeit an das angeschlossene Abrechnungssystem im Backend.

Weitere Use Cases, die im BDL-Projekt erweitert, erprobt und bis zur Serienreife geführt wurden, sind z.B. „LPC“ und „LPP“ als Eingriff aus dem Netz um kurativ und „POEN“ um präventive auf eine Stromlage einwirken zu können.

Für die Umsetzung des POEN (Power Envelope) Use Cases wurde das CLS-Interface des SMGW genutzt. Hierfür wurde eine CLS-Connector-Software von der KEO realisiert und auf dem Endgerät (Kostal BDL-Wallbox), welches direkt über den CLS-Kanal mit dem am SMGW Backend vorhandene aEMT kommuniziert, realisiert. Der Aufbau der Kommunikation erfolgt vom Endgerät mit dem HKS-3 Protokoll. Die Daten, welche über den CLS-Kanal versendet werden, wurden zunächst als JSON Daten mit Hilfe eines definierten vereinfachten MQTT Protokolls versendet und empfangen. Dies entspricht im Wesentlichen, der von der KEO im Projektverlauf veröffentlichten, CLS.EEDI Protokoll- und Datendefinition.

Der folgende Auszug aus dem Gesamtarchitekturbild zeigt die Kommunikation über den transparenten CLS-Kanal des SMGW:

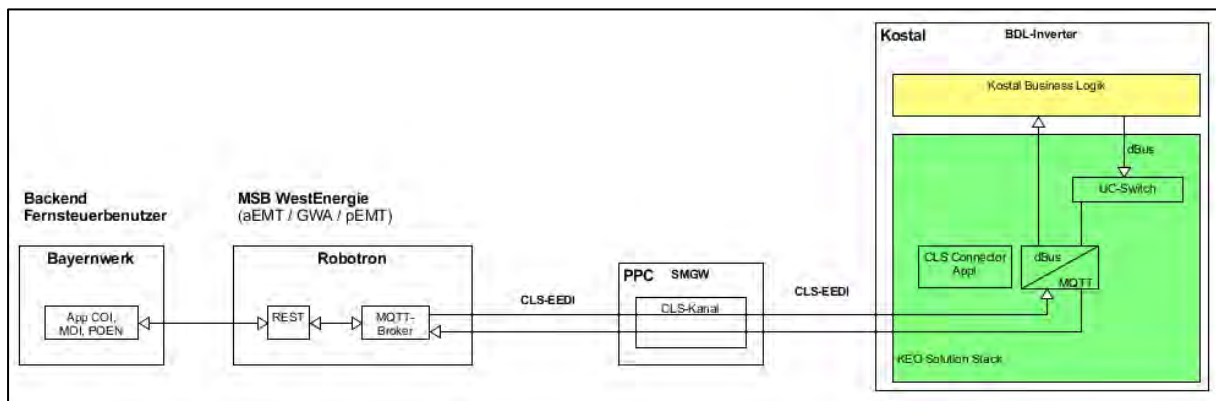


Abbildung 10: Auszug aus dem Gesamtarchitekturbild

Zusätzlich zu den oben genannten Use Cases wurde ein spezieller Use Case für das bidirektionale Laden definiert und im Rahmen des Projektes im Zusammenspiel zwischen einem EMS System und der entsprechenden Wallbox definiert, entwickelt und erprobt mit Namen Increase of Self-Consumption by bi-directional EV Charging bzw. Dynamic Bidirectional EV Charging.

Neben den direkten Arbeiten im BDL-Konsortium hat die KEO GmbH zusammen mit ihren Partnern im EEBUS eV verschiedenste Themen im Bereich Standardisierung unterstützt und im Sinne des BDL-Projektes auch international vorangetrieben.

So hat die EEBUS Initiative e.V im Rahmen des BDL-Projektes die entwickelten Use Cases „Dynamic Bidirectional EV Charging, Limitation of Power Consumption (LPC), Monitoring of Grid Connection (MGCP) Point und Power Envelope (POEN)“ an unterschiedlichen nationalen und internationalen Standardisierung Gruppen abgeleitet. Die EEBUS Initiative e.V. ist aktiv in DKE, CENELEC, ETSI, und IEC und nimmt aktiv an DKE K353 teil. Das Komitee 353 hat die Aufgabe der Erarbeitung von Normen für elektrische Systeme, die speziell für Elektro-Straßenfahrzeuge gestaltet sind.

EEBUS leitet dabei den Arbeitskreis AK353.0.12 „Standardschnittstelle für Ladepunkte/Ladestationen zur Anbindung an lokales Leistungs- und Energiemanagement“.

EEBUS hat die Edition 2 der Anwendungsregeln AR-E 2122-1000 erstellt, worin die entwickelte Use Cases LPC, und Dynamic Bidirectional EV Charging (BDEVC) eingebracht wurden. Diese Anwendungsregeln werden Anfang 2023 veröffentlicht.

Parallel leitet die EEBUS Initiative e.V. die internationale IEC TC69 PT63380 Gruppe und bringt dort die Use Cases LPC, und DBEVC ein. Der IEC 63380 Standard ist noch im Entwurfsstatus und wird voraussichtlich im Jahr 2024 veröffentlicht. Die EEBUS Initiative e.V. nimmt aktiv an der DKE K901 und K952 teil. Das Systemkomitee DKE/K 901 "Smart Energy" ist das Spiegelgremium zu IEC/System Committee "Smart Energy" und das Systemkomitee DKE/K 952 „Netzeleittechnik“ ist das Gremium zur Ausarbeitung von Normen für die Einrichtungen und Systeme der Netzeleittechnik, einschließlich Netzführungssysteme (EMS), Überwachen, Steuern und Datenerfassen (SCADA), Verteilnetzautomatisierung, Schutzsignalübertragung und zugehörigen Informationsaustausches in Echtzeit oder davon unabhängig für Planung, Betrieb und Instandhaltung von Elektrizitätsversorgungssystemen. EEBUS leitet den Arbeitskreis AK901.0.4 „Beschreibung eines technischen Informationsaustauschs an der Schnittstelle zur Liegenschaft und der darin befindlichen Elemente der Kundenanlagen“.

Der EEBUS hat die Edition 2 der Anwendungsregeln AR-E 2829-6-1 erstellt, worin die entwickelte Use Cases LPC, MPC und MGCP eingebracht wurden. Die Edition 2 wurde im Oktober 2022 veröffentlicht. Der Use Case POEN ist für die Edition 3 der Anwendungsregeln AR-E 2829-6-1 eingeplant. Der Entwurf der Edition 3 wurde schon kommuniziert und abgestimmt. Parallel leitet der EEBUS e.V. in IEC TC57 die Gruppe für die Revision des TR 62746-2 und bringt die Use Cases LPC, MPC, und MGCP auf die Internationale Ebene.

Zusätzlich dazu beteiligt sich die KEO an der Erstellung diverser BDL-Positionspapiere⁹ im Bereich V2H, V2G und V2Intraday, den Diskussionen im Bereich des FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb) des VDE, des ZVEI und andere Verbände bezüglich Standardisierung des Netzanschlusspunktes, als auch unterschiedlicher Task forces zum Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) und des „Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik“ (BSI).

Eine ausführliche Tabelle der Standards ist im Kapitel Übersicht Standards aufgeführt

DKE ad hoc AK 353.0.401 „Bidirektionales Laden“:

Die UAG 1 „Sicherheitsanforderungen“ wurde an einen Dienstleister als Entwicklungspartner vergeben. Ergebnisse sollen noch in 2022 erzielt werden und wieder in die UAG 1 zurückgespielt werden.

Stand 12/2022, Ergebnisse der Gefahren- und Risikoanalyse der aus dem Projekt ELSTA (Förderung der Elektromobilität durch Normung und Standardisierung, Projektpartner DIN, VDA, DKE) beauftragten Fa. Umlaut:

Die Analyse zeigt indikativ einen erheblich höheren Umsetzungs- und Absicherungsaufwand des AC Rückspeisekonzepts gegenüber dem in BDL angewendeten DC-Rückspeisekonzept.

Das Arbeitsdokument der UAG 2 „Funktionale Anforderungen“ wurde in 2/2020 final zur Kommunikation freigegeben und wurde seitdem bereits in diversen Fachgremien (CharIN Working Group „Grid Integration“, Workshop „Standardisierung der e-Mobil Begleitforschung“) vorgestellt.

In der UAG 3 „Kommunikation“ wurden vom BDL-Projekt kontinuierlich Inputs geliefert, um die Kommunikation zur Durchführung der in der UAG 2 definierten Use-Cases zu beschreiben, die benötigten Daten bei den jeweiligen Akteuren zu identifizieren und die Nachrichtensequenzen anzuordnen. Relevante Standards wie ISO 15118-20, OCPP und EEBUS wurden untersucht und für die Durchgängigkeitsprüfung der Kommunikation geprüft. Die Ergebnisse wurden in einem Dokument von ca. 150 Seiten festgehalten.

Die Belange des bidirektionalen Laden wurden auf Basis der bislang erarbeiteten Erkenntnisse auch eingebracht in die "Schwerpunkt-Roadmap Intelligentes Lastmanagement" der Nationalen Plattform Mobilität (NPM) AG 6 „Standardisierung“ (<https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/04/NPM-AG-6-Schwerpunkt-Roadmap-Intelligentes-Lastmanagement-1.pdf>)

⁹ <http://www.ffe.de/projekte/bdl/>

E2E Absicherung

Die BDL-Systemarchitektur zeigt die hohe Komplexität des BDL-Systems. Viele verschiedene Komponenten müssen zusammen funktionieren und miteinander kommunizieren.

Letztendlich erwarten die Kund:innen ein funktionierendes System: Das Fahrzeug muss zuverlässig zu gewünschter Abfahrtszeit auf den gewünschten Ziel SoC aufgeladen sein. Zusätzlich möchten die Kund:innen aber auch zuverlässig mit den BDL Use Cases Stromkosten und CO2 einsparen oder im V2G Use Case Einnahmen erzielen.

Damit das BDL System zuverlässig funktioniert, wurde das Gesamtsystem umfassend (Vollständigkeit der Komponenten, Vollständigkeit der Funktionen, Bedienschritte, Wechselwirkungen) am E2E Prüfplatz getestet. Bevor die Tests am E2E Prüfplatz durchgeführt wurden, wurden die einzelnen Komponenten an den entsprechenden Teilsystemen getestet.

Am E2E Prüfplatz müssen zum „Happy Path“ auch Fehlerfälle (z.B. Verbindungsaufall vom Mobilfunk) und die entsprechende Notlaufaktionen betrachtet werden.

Aufbau E2E Prüfplatz

Ziel beim Aufbau vom E2E Prüfplatz war möglichst 1:1 den Aufbau zu verwenden der auch beim Kunden installiert wurde. Am Prüfplatz konnten sowohl die V2H, V2G und die V2B Use Case abgesichert werden.

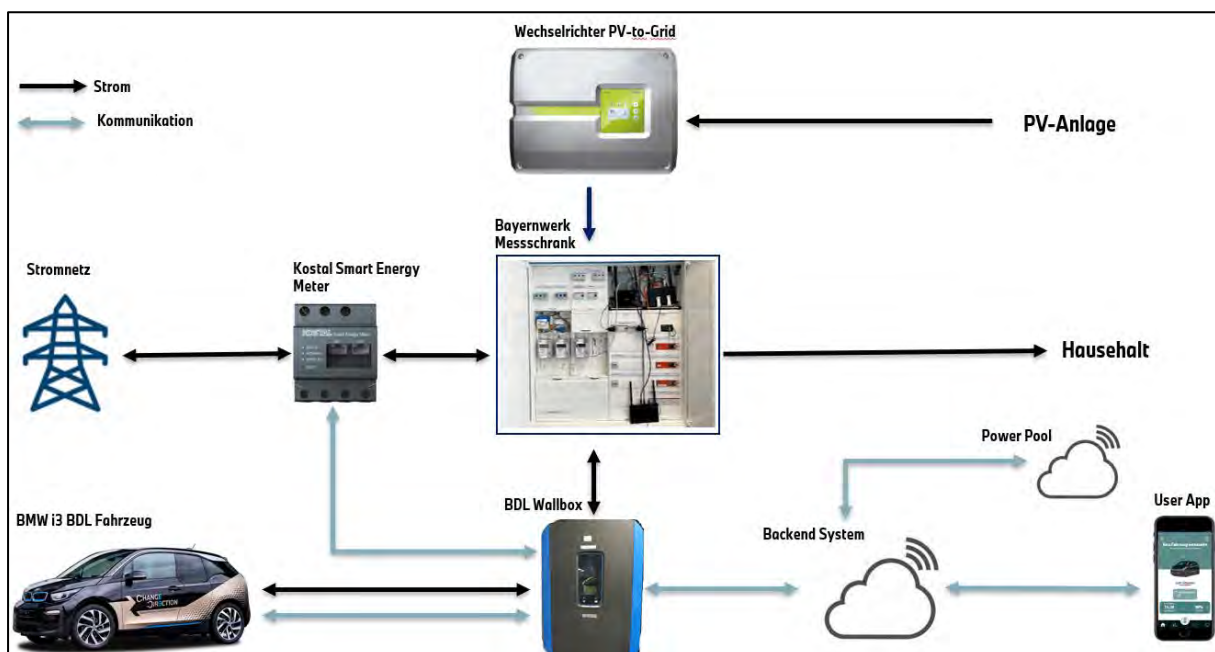


Abbildung 11: (vereinfachte) Darstellung des E2E Prüfplatzes

Der E2E Prüfplatz

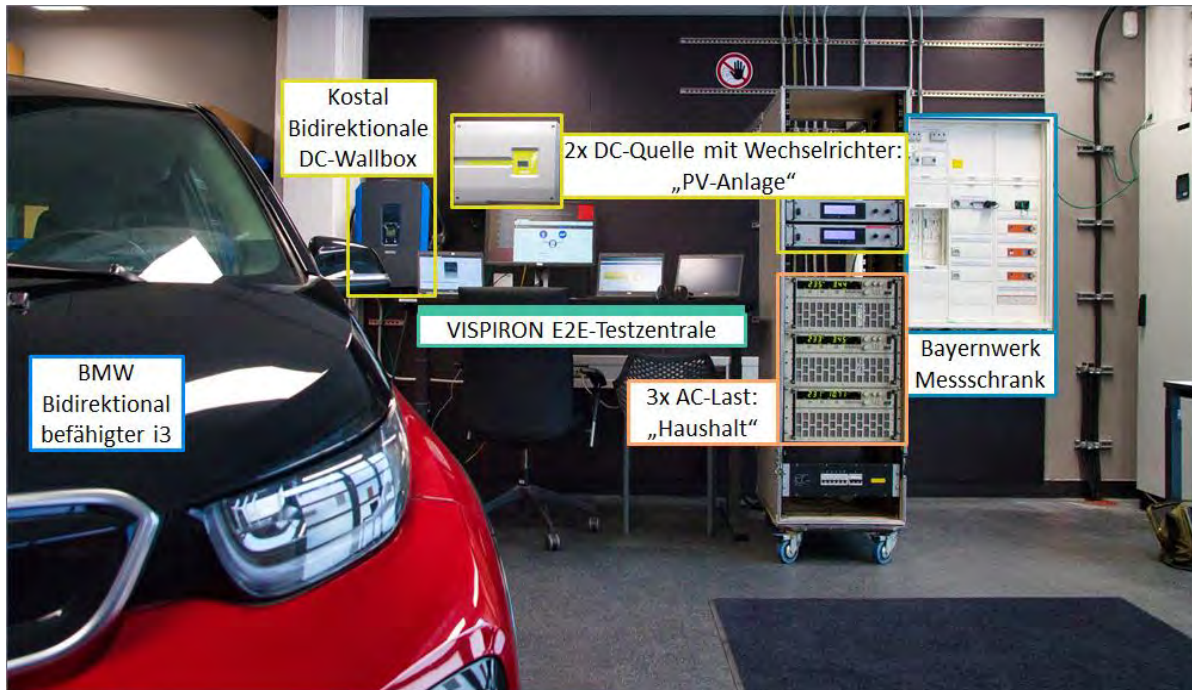


Abbildung 12: Foto vom E2E Prüfplatz

Daten und Zahlen E2E Prüfplatz.

Am E2E Prüfplatz wurden eine hohe Anzahl von Test Releases abgesichert und nach erfolgreicher Absicherung für den Kundeneinsatz freigegeben. In den folgenden Abbildungen (Abbildung 13, Abbildung 14, Abbildung 15, Abbildung 16) sieht man die Anzahl der Test Releases, der Testfälle und der Fehlertickets. Nicht jedes Test Release konnte für den Kundeneinsatz freigegeben werden. Es wurden 144 Testfälle für den E2E Prüfplatz entwickelt und in den verschiedenen Use Cases abgesichert.

Insgesamt wurden 207 Fehler am E2E Prüfplatz gefunden und gelöst bzw. nach Abstimmung mit allen Beteiligten für den Forschungsbetrieb akzeptiert.

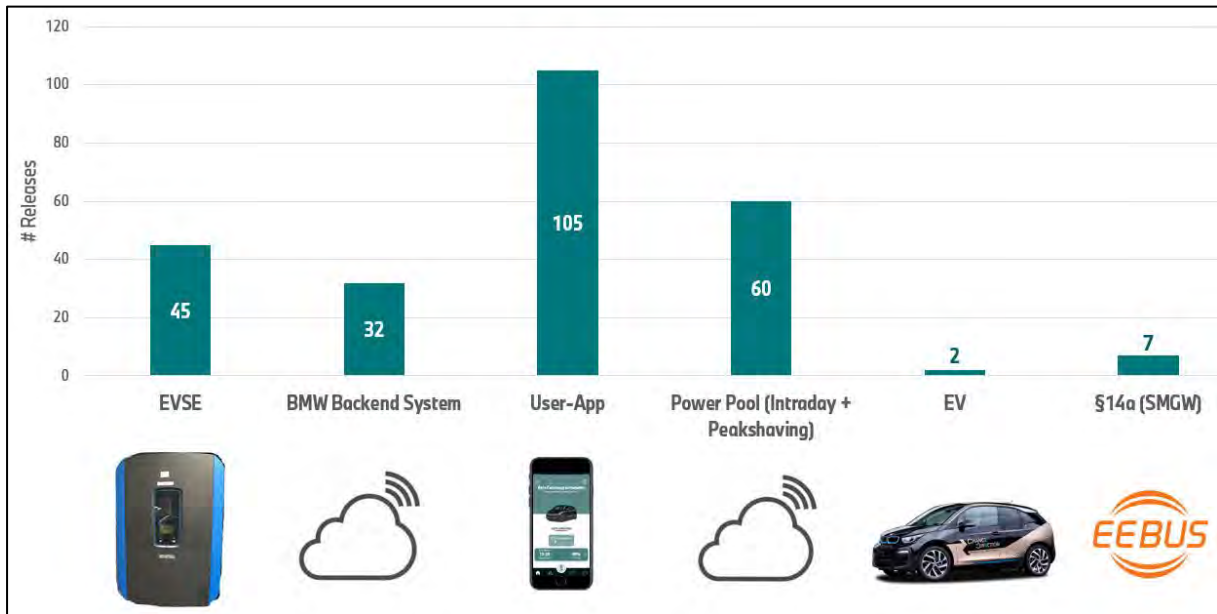


Abbildung 13: Anzahl der Test Releases am E2E Prüfplatz

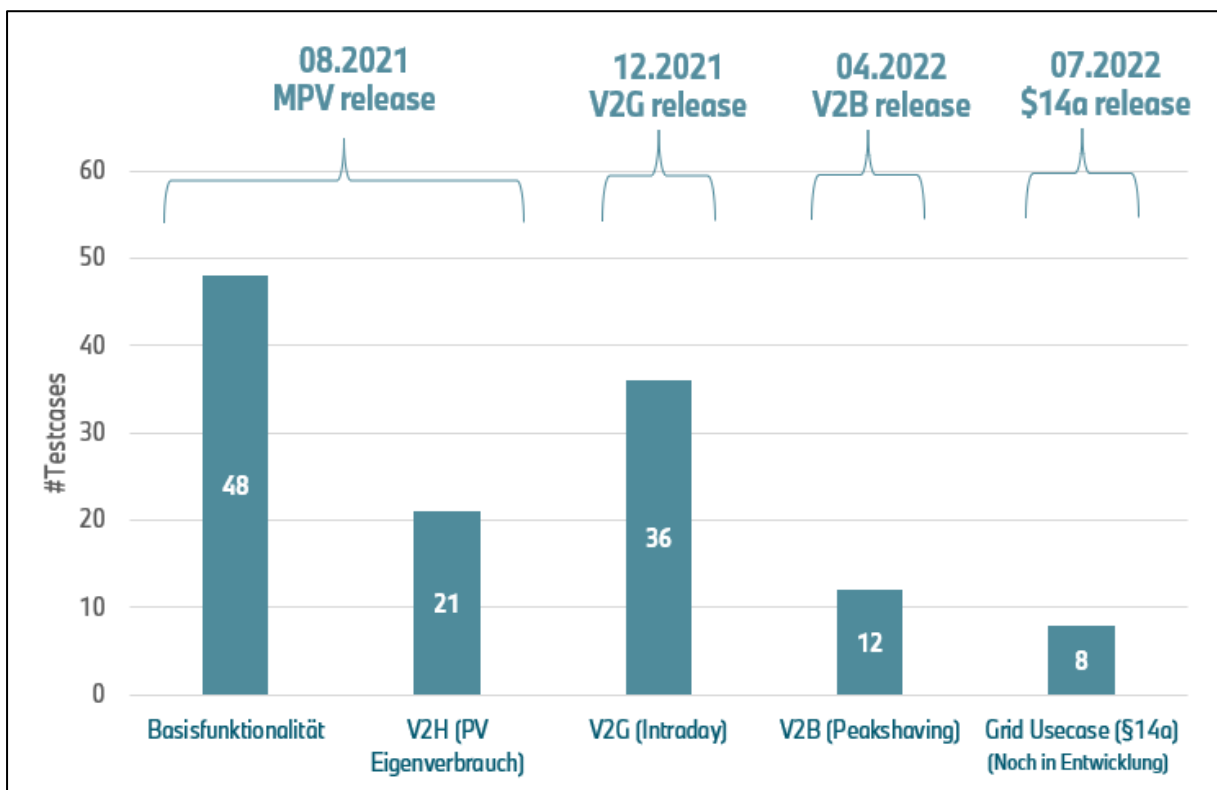


Abbildung 14: Anzahl der erstellten Testfälle (Use Case abhängig) für den E2E Prüfplatz

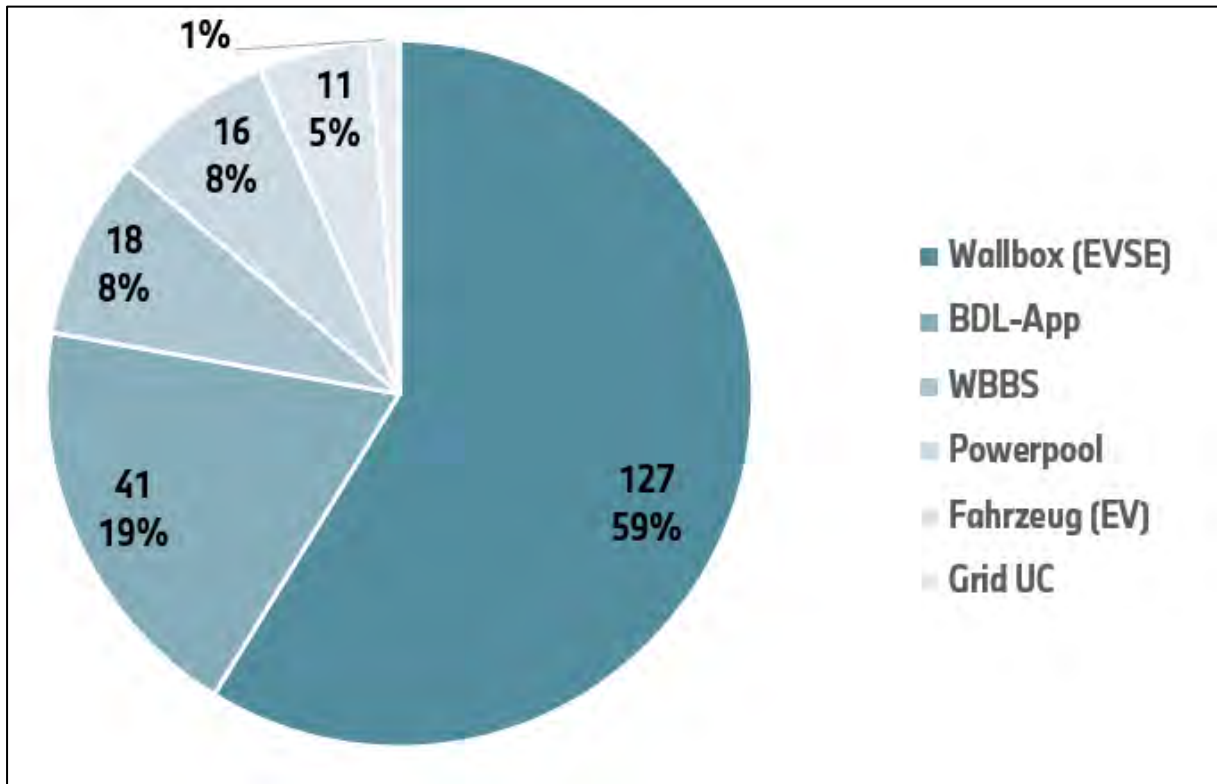


Abbildung 15: Anzahl der Fehler pro Komponente entdeckt am E2E Prüfplatz

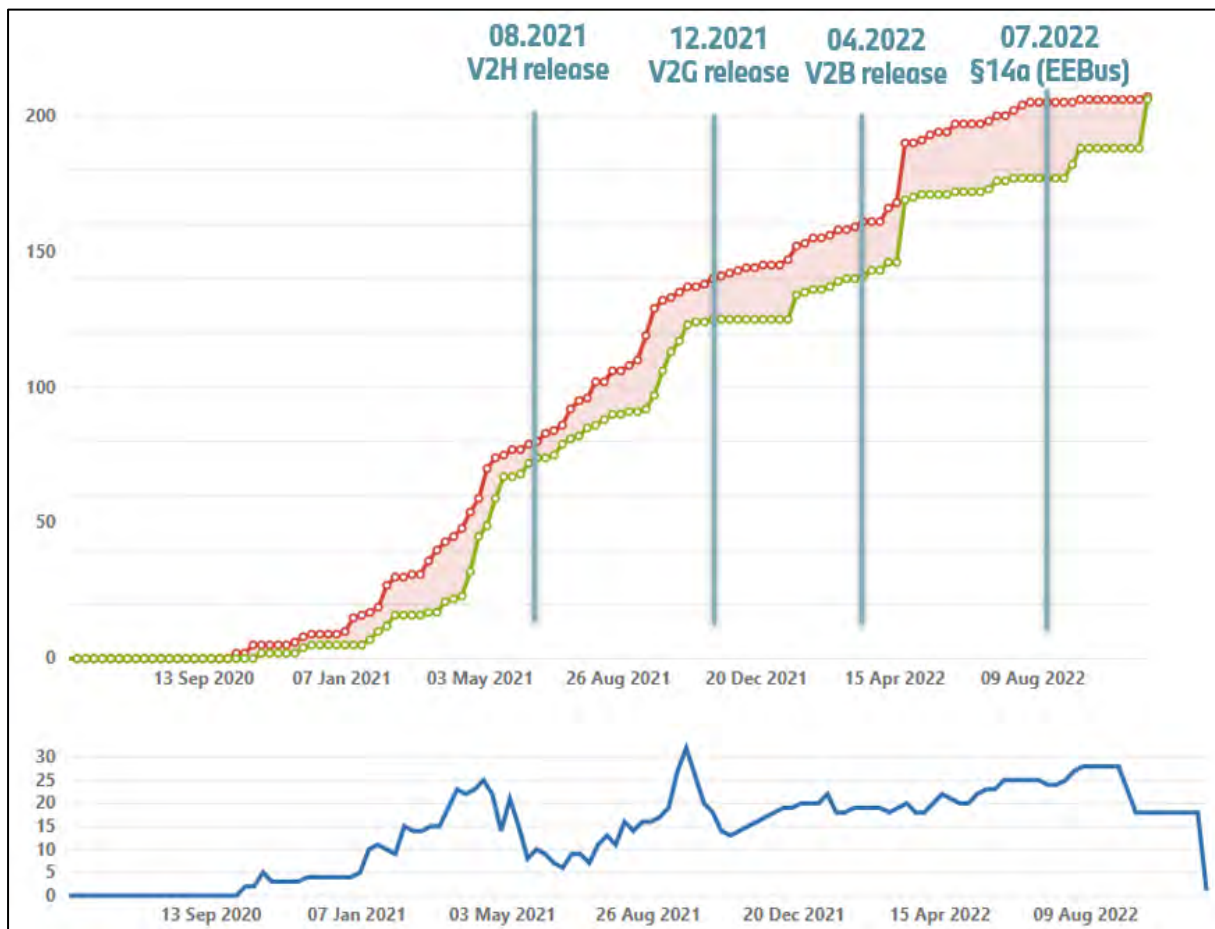


Abbildung 16: Fehlerabbaukurve am E2E Prüfplatz im Projektverlauf

8. Wissenschaftlicher Stand zum Ende des Vorhabens

Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und Regulatorik

Im Rahmen des Projekts wurden zahlreiche Use Cases (siehe Abbildung 4) identifiziert und detailliert beschrieben. Neben den Use Cases aus der Abbildung 4 wurden auch weitere Use Cases mit Netzbezug umfassend diskutiert und analysiert. Neben der Beschreibung wurden die Use Cases auch in die V2H, V2B, V2G Hauptgruppen bezüglich Ihres Wirk- und Erlösorts unterteilt.

Für die identifizierten Use Cases wurden Erlöspotenziale und deren wichtigste Einflussfaktoren ermittelt. Dabei wurde in zahlreichen Veröffentlichungen im Rahmen des BDL-Projekts, genau wie in weiteren Veröffentlichungen in der Literatur, auf die starke Sensitivität der Erlöspotenziale der Use Cases hingewiesen. Wichtige Einflussfaktoren sind beispielsweise Marktparameter, Nutzerparameter sowie Fahrzeug- und Wallboxparameter. Dadurch können Use Cases nicht mit einem mittleren Erlös beschrieben werden. Dies entspricht der aktuell konsistenten Meinung

in der Wissenschaft. Ein weiterer sehr wichtiger Einflussfaktor auf die Erlöse ist die Regulatorik, die im Rahmen des BDL-Projekts in drei Positionspapieren¹⁰ adressiert wurde. Darin ist auch detailliert der wissenschaftliche Stand der Regulatorik dargelegt. Im Laufe der Projektzeit wurden Forderungen, wie die Abschaffung der EEG-Umlage bereits umgesetzt. Andere Forderungen, wie die Gleichstellung bidirektionaler Elektrofahrzeuge mit stationären Speichern, sind bisher nur unzulänglich angegangen worden.

Der wissenschaftliche Stand im Bereich der Energiesystemmodellierung ist in den Veröffentlichungen dargestellt. Große Systemstudien Dritter zu bidirektionalen Elektrofahrzeugen mit Fokus auf das europäische Energiesystem konnten nicht identifiziert werden, so dass das BDL-Projekt hier den wissenschaftlichen Stand neu gesetzt hat. Die positiven Rückwirkungen bidirektionaler Elektrofahrzeuge auf das Energiesystem, wie der verringerte erforderliche Zubau von stationären Batteriespeichern und thermischen Kraftwerken sowie die Verringerung von Systemkosten, wurden nachgewiesen.

Ergänzend zum Stand der Technik vor Projektbeginn erfolgte im Projekt eine umfassende Analyse der resultierenden Netzbelastungen durch bidirektionale Elektrofahrzeuge, welche im Kapitel zum TP3 detaillierter erläutert wird. Die Analysen ergänzen sich mit den Erkenntnissen paralleler Studien und Forschungsarbeiten bzgl. der zu erwartenden Ladegleichzeitigkeiten. Insgesamt stellen die Elektrifizierungsziele der Wärme- und Mobilitätssektors hohe Anforderungen an die Verteilnetze und erfordern umfassende Ausbaumaßnahmen. Die Umfänge der Maßnahmen fallen je nach Art des Flexibilitätseinsatzes unterschiedlich aus.

Akzeptanz und Vermarktbarkeit aus Kundensicht

Im Rahmen des Teilprojekts Nutzerforschung wurden mit Hilfe unterschiedlicher Methoden zahlreiche Studien zur Förderung der Nutzerfreundlichkeit und -Akzeptanz des bidirektionalen Ladesystems durchgeführt, wobei die Ergebnisse kontinuierlich in die Entwicklung der Technologie eingebracht wurden. Zu Beginn des Projektes wurde im Rahmen der Anforderungsanalyse die bestehende Literatur zum Thema Nutzerforschung im Kontext von V2X aufgearbeitet und im Rahmen eines Konferenz- bzw. Buchbeitrags dem Fachpublikum sowie der interessierten Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt. Aufbauend auf den Erkenntnissen zum aktuellen Forschungsstand wurden Forschungsbedarfe identifiziert und im Rahmen von Nutzerpräferenzanalysen adressiert (siehe Kapitel zu TP6). Auch im Bereich der Usability-Forschung konnten durch die Forscherinnen und Forscher neue Erkenntnisse gewonnen und veröffentlicht

¹⁰ <http://www.ffe.de/projekte/bdl/>

werden; insbesondere die Neuartigkeit der Technologie und die veränderten Anforderungen an die Ansprache der Endkund:innen – diese müssen nicht nur zum Kauf, sondern zur täglichen Nutzung des Systems motiviert werden – tragen die Ergebnisse zum aktuellen wissenschaftlichen Stand bei (siehe Kapitel: Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse).

Ein Alleinstellungsmerkmal des BDL-Projekts ist zudem der einjährige Pilotbetrieb, welcher extensiv durch die Nutzerforschung mittels einer Vielzahl von Studien kontinuierlich begleitet wurde. In vergleichbarer Größe und Intensität angelegte Studien von dritter Seite zur Nutzung eines bidirektionalen Gesamtsystems in verschiedenen Anwendungsszenarien mit dezidiertem Fokus auf die Perspektive der Nutzerinnen und Nutzer konnten im nationalen Rahmen nicht identifiziert werden, sodass das BDL-Projekt auch diesbezüglich den Stand der Forschung neu gesetzt hat. Die Ergebnisse der Nutzerforschung aus dem Pilotbetrieb werden voraussichtlich Mitte 2023 im Rahmen einer Konferenz- bzw. eines Buchbeitrags vorgestellt.

II EINGEHENDE DARSTELLUNG

9. Darstellung der erzielten Ergebnisse und deren Verwendbarkeit aus Sicht der Teilprojekte

Teilprojekt 1 Fahrzeugentwicklung und Bereitstellung für Pilotanwendungen

Für den Pilotbetrieb mit einer Flotte von 50 Fahrzeugen wurde ein Konzept zur Befähigung eines BMW i3 (BMW-Entwicklungscode I01) für bidirektionales Laden erstellt. Dabei wurde das so genannte „DC-Rückspeisekonzept“ für die Umsetzung im BDL-Projekt festgelegt. In diesem Konzept werden die Gleichstromkontakte des CCS-Ladesystems sowohl zum Laden als auch zum Entladen genutzt, die Wandlung von Wechselspannung auf Gleichspannung und umgekehrt findet im bidirektionalen Wandler der BDL-Wallbox statt, ebenso die Netzformung und Einhaltung der technischen Anschlussregeln in den Niederspannungsnetzen (DE: VDE-AR-N-4100 und „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ (DE: DE: VDE-AR-N-4105). Ein Konzeptvergleich mit dem alternativen „AC-Rückspeisekonzept“ ist in Abbildung 16 dargestellt.

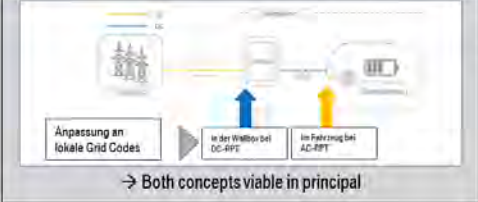
Markt und Wettbewerb		Pro's & Con's	
<ul style="list-style-type: none"> Trend zu DC-BPT, einige OEM untersuchen auch AC-Konzept (Renault, Hyundai) Erste DC-BDL Wallboxen im Markt verfügbar 		Pro's DC-BPT <ul style="list-style-type: none"> Erfüllung aller Netz-Spezifikationen durch den Wallbox-OEM Etablierte Technologie und Prozesse wie bei PV-Invertern (Leistungselektronik) Etablierter CCS Ladestandard Zertifizierung & Standardisierung wie bei PV-Invertern 	Con's DC-BPT <ul style="list-style-type: none"> Höhere Kosten im Vergleich zu einer Standard AC-Wallbox.
Konzeptbeschreibung (Quelle: VDA)  <p>→ Both concepts viable in principal</p>		Pro's AC-BPT <ul style="list-style-type: none"> Niedrigere Kosten einer AC-Wallbox (Keine Leistungselektronik), aber Kostenmehrung im Vergleich zu einer Standard-AC Wallbox unidirektional 	Con's AC-BPT <ul style="list-style-type: none"> Bidirektionaler OnBoard-Lader → Zusatzkosten, Bauraum, Gewicht Hohe Entwicklungskosten zur Erfüllung der unterschiedlichen Marktanforderungen, Variantenhandling (27 EU Länder → 20 verschiedene Grid Codes → 20 Software Versionen) Erfüllung aller Sicherheitsanforderungen „OnBoard“ z.B. galvanische Trennung CE-Zertifizierung des Fahrzeugs, bzw. ggf. nur als Gesamtsystem.

Abbildung 17: Konzeptvergleich DC- vs. AC-Rückspeisekonzept

Auf dieser Basis konnte der Änderungsaufwand im Fahrzeug eng begrenzt gehalten werden.

Betroffene Steuergeräte im Fahrzeug sind:

- Ladeinterfacemodul (LIM) zur Kommunikation zwischen Wallbox und Fahrzeug
- Antriebselektronik (AE) mit Funktion zum Laden des Hochvoltspeichers

Die Anpassungsbedarfe für beide Steuergeräte wurden identifiziert und es wurden Lösungskonzepte mit den betroffenen Fachabteilungen bei BMW erarbeitet. Die Entwicklung des zum bidirektionalen Laden befähigten Ladeinterfacemoduls wurde durch BMW an die Fa. Kostal Automobil-Elektrik als Zulieferer vergeben. Die Anpassungen der Funktionen in der Antriebselektronik wurden BMW-intern vorgenommen.

Das Ladeinterfacemodul ist die Schnittstelle im Fahrzeug für die Kommunikation mit der Wallbox. Für DC-Laden ist im Serienfahrzeug nur eine Kommunikation nach DIN SPEC 70121 umgesetzt. Bidirektionales Laden ist in dieser Norm nicht vorgesehen. Daher wurde zusätzlich für bidirektionales Laden ein Entwurf der ISO 15118-20-Norm umgesetzt. Da diese Norm noch nicht veröffentlicht ist, wurde ein Entwurfsstand festgelegt der als Basis für die Implementierung durch den LIM-Lieferanten diente.

Die Anpassungsbedarfe in den Ladefunktionen der Antriebselektronik wurden identifiziert. Neben einer Erweiterung des bestehenden Zustandsautomaten um einen neuen Zustand für das Entladen wurde die Belegung der Nachrichten entsprechend der Norm ISO 15118-20 ausgearbeitet. Durch geeignetes Signal-Mapping konnte erreicht werden, keine Änderungen an den bestehenden Nachrichtenkatalogen für die Bussysteme im Fahrzeug vornehmen zu müssen. Damit verringerten sich die Entwicklungszeit und das Entwicklungsrisiko für das Fahrzeug signifikant.

Nach der in 2020 erfolgten technischen Inbetriebnahme der BDL-Funktion zwischen Fahrzeug und der BDL-Wallbox wurden die fahrzeugseitigen Maßnahmen so weit abgesichert, dass die für die Erhaltung der Betriebserlaubnis der Fahrzeuge in Kundenhand erforderliche „Straßenfreigabeempfehlung für die Antriebskomponenten (FuSi) mit einer Sonderfreigabe für den BDL-Pilotbetrieb“ durch den zuständigen Sicherheitsverantwortlichen erteilt werden konnte.

Das Ziel: „Die Bereitstellung von 50 BMW i3 Fahrzeugen mit Befähigung zum bidirektionalen Laden auf Basis des CCS-Ladesystemstandards unter Beibehaltung der allg. Betriebserlaubnis, daher geeignet für einen uneingeschränkten Betrieb bei den Pilotkund:innen während der Pilotierungsphase“ konnte also wie geplant umgesetzt werden.

Die Zulassung der Fahrzeuge erfolgte auf Basis von Einzelgutachten durch den TÜV Süd. Die ersten Fahrzeuge wurden im Mai 2021 abgenommen. Die sich daran anschließende Pilotphase ergab fahrzeugseitig keine besonderen Vorkommnisse.

Im Förderprojekt waren ebenfalls Simulationen verschiedener Use Cases für bidirektionales Laden vorgesehen. Dafür wurde erhoben, welche Simulationsprogramme bei BMW aktuell eingesetzt werden, um Lade- bzw. Entladevorgänge zu simulieren. Neben bestehenden Programmen zur Simulation von bidirektionalem Laden existieren z.B. Programme zur Simulation des

Langzeitverhaltens des Hochvoltspeichers sowie von Komponenten des Elektroantriebs beim Laden. Die bestehenden Modelle wurden um bidirektionale Ladevorgänge erweitert, um ein besseres Verständnis über den Einfluss der Alterung des Hochvoltspeichers durch bidirektionales Laden zu bekommen.

Die Schädigungsfaktoren lassen sich in zyklische und kalendarische Alterung gliedern. Einen negativen Einfluss auf die Alterung durch BDL lässt sich bei der zyklischen Alterung feststellen. Insbesondere durch den zu erwartenden höheren Ladungsdurchsatz und die Erhöhung der Betriebsstunden. Die für den Anwender interessantesten Use Cases haben einen Einfluss insbesondere durch eine deutlich verringerte Relaxationszeit und eine zusätzliche Beanspruchung der verbauten Elektronik.

Aufgrund der Tatsache, dass für die relevanten Use Cases nur mit einer geringen Leistung geladen und entladen wird stellt der Punkt Ladeleistung für aktuelle Speichergenerationen nur einen sehr geringen Alterungsfaktor dar.

Einen negativen Einfluss auf die Lebensdauer hat auch der Faktor der kalendarischen Alterung. Hier haben insbesondere Zeitanteile in hohen SOC-Bereichen einen negativen Einfluss. Zielbild beim bidirektionalen Laden ist es, dass sich die Kund:innen durch Eingabe eines Ladeziels, gekennzeichnet durch eine nächste Abfahrtszeit und einem Ziel-SoC der kleiner ist als 100%, einen „Flexibilitäts-Freiraum“ definiert, innerhalb dessen Speicherkapazität für die Zwischenspeicherung von Energie erst möglich wird. Während des Pilotbetriebs wurden von den Kund:innen Werte von 40-70% SoC gesetzt, nur im seltenen Bedarfsfall auch 100% SoC. Damit wurde von den Kund:innen im Alltag der in Bezug auf die kalendarische Alterung sensitive Wert von 100% SoC weitestgehend vermieden. Vor diesem Hintergrund und mit Hilfe einer entsprechenden Betriebsstrategie ist es möglich, hier sogar einen positiven Alterungseffekt zu erzielen.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass sich durch die Wahl einer geeigneten Betriebsstrategie der negative Einfluss durch bidirektionales Laden auf ein Minimum reduzieren lässt. Siehe auch Abbildung 18.

ALTERUNGSMECHANISMEN DURCH BIDIREKTIONALES LADEN (BDL).

	Zyklische Alterung			Kalendrische Alterung
Schädigungsmechanismen	Ladungsdurchsatz	Ladeleistung	Betriebsstunden	Zeitanteile im hohen SOC-Bereich
Einfluss der BDL-Funktion	Erhöhung des Ladungsdurchsatzes durch BDL	Geringe Ladeleistung bei BDL	<ul style="list-style-type: none"> Verringerte Relaxationszeiten Auswirkungen auf Lebensdauer der Elektronik 	Ideale SOC-Bereiche im Dauerbetrieb möglich
	Erhöhte Alterung durch BDL	Gering erhöhte Alterung durch BDL	Erhöhte Alterung durch BDL	Verringerte Alterung durch BDL
	 Ziel: Minimierung des negativen Einflusses auf die Lebensdauer des HVS durch optimierte BDL-Betriebsstrategie			

Abbildung 18: Alterungsmechanismen durch bidirektionales Laden

Auf Basis der oben erzielten Erkenntnisse wurden Maßnahmen abgeleitet, um zum einen den Kund:innen eine möglichst breit einsetzbare bidirektionale Ladefunktion zu ermöglichen und um auf der anderen Seite die Lebensdauererwartungen des Hochvoltspeichers nicht in einem schädlichen Maße zu reduzieren. Diese Maßnahmen dazu sind in Abbildung 19 dargestellt.

GRUNDLAGEN ZUR ERSTELLUNG EINER OPTIMIERTEN BDL-BETRIEBSSTRATEGIE.



	Zyklische Alterung			Kalendrische Alterung
Schädigungsmechanismen	Ladungsdurchsatz	Ladeleistung	Betriebsstunden	Zeitanteile im hohen SOC-Bereich
Maßnahmen für die BDL-Funktion	 Maßnahme 1 Abschaltung der BDL-Funktion abhängig vom bisherigen Nutzungsprofil	 Maßnahme 2 Beschränkung der BDL-Funktion auf eine maximale Leistung	 Maßnahme 3 Reduzierung der Betriebsstunden durch Vorgabe von Minimalleistungen zum Laden und Entladen	 Maßnahme 4 Beschränkung der BDL-Funktion auf bestimmte SOC-Bereiche
	 Ziel: Minimierung des negativen Einflusses auf die Lebensdauer des HVS durch optimierte BDL-Betriebsstrategie			

Abbildung 19: Grundlagen zur Erstellung einer optimierten BDL-Betriebsstrategie

Teilprojekt 2 Entwicklung rückspeisefähige EVSE

Für das BDL-Projekt wurden in der EVSE die Leistungselektronik, die Kommunikationseinheit und die funktionalen Eigenschaften der Bidirektionalen Wallbox überwiegend neu entwickelt, so dass die erfolgreiche Ausführung und Untersuchung der Use Cases (s.u.) stattfinden konnte. Je nach Use Case diente die EVSE dabei entweder für eine übergeordnete Steuerung als ausführendes Stellglied oder als agierendes Organ mit eigener Steuerungsintelligenz. Für einige Teilfunktionen konnten bestehende Lösungen aus anderen existierenden Produkten mit Anpassungen übernommen werden. Dies gilt z.B. für die AC-seitige Anbindung an das Stromversorgungsnetz, die sehr ähnlich ausgelegt ist wie bei stationären Batteriespeichern.

Nach erfolgreichem Abschluss der internen Labortests und der E2E-Tests wurden für die Pilotversuche im Feld und bei den Projektpartnern in Summe 70 Prototypen zur Verfügung gestellt.

Dieses Kapitel beschreibt die Arbeiten und die erreichten Ergebnisse aus Sicht der Wallbox. Die mit der bidirektionalen EVSE im Gesamtsystem erzielten Ergebnisse sind weiter unten bei den Use Cases beschrieben.

Leistungselektronik und Gehäuse:

Die Leistungselektronik weist einen gemeinsamen Strompfad auf, der für beide Energieflussrichtungen die maximale Leistung ermöglicht. Sowohl Anforderungen aus der bidirektionalen Netzankopplung als auch die galvanische Trennung zum Fahrzeug sind berücksichtigt. Dafür ist grundsätzlich eine 3-stufige Topologie notwendig (Abbildung 19):

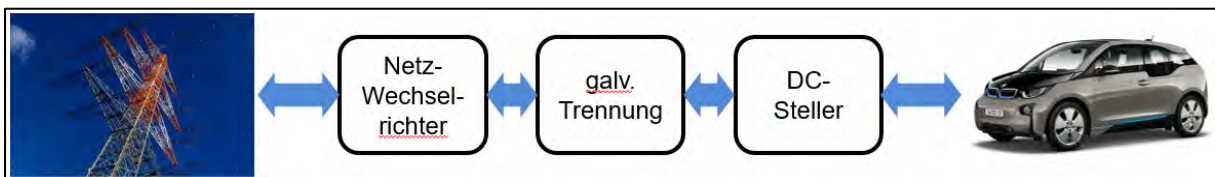


Abbildung 20: 3-stufige Topologie für bidirektionalen Betrieb zwischen Netz und Fahrzeug

Die drei Stufen der Leistungselektronik wurden durchgängig mit modernen Halbleitern in SiC-Technologie realisiert. Dies erlaubt sowohl gute Wirkungsgrade als auch einen kompakten Aufbau.

Zur Senkung der Kosten für die Prototypen wurde ein vorhandenes Gehäuse eines PV-Wechselrichters so modifiziert, dass die Elektronik der bidirektionalen EVSE aufgenommen werden konnte. Dabei waren aber dennoch einige Änderungen im Bereich der Kühlung, der Aufnahme der Leiterplatten und für die Bedieneinheit notwendig (Abbildung 21):



Abbildung 21: Fertiges EVSE-Gehäuse und interne Ansichten der Leistungselektronik

Wichtigste Aufgabe der Leistungselektronik und der zugehörigen Regelungstechnik ist die kontinuierliche Verstellung des Leistungsflusses in beiden Richtungen zwischen Null und dem Maximalwert. Beim Laden arbeitet die Wallbox als AC/DC-Wandler und speist Strom in die Fahrzeugbatterie ein. Beim Entladen arbeitet sie als DC/AC-Wandler und entlädt die Batterie in das Stromversorgungsnetz. Im folgenden Bild ist dargestellt, wie der Strom von einem maximalen Wert für das Laden kontinuierlich durch Null hindurch bis zum Maximalwert für das Entladen verstellt wird und umgekehrt (Abbildung 22):

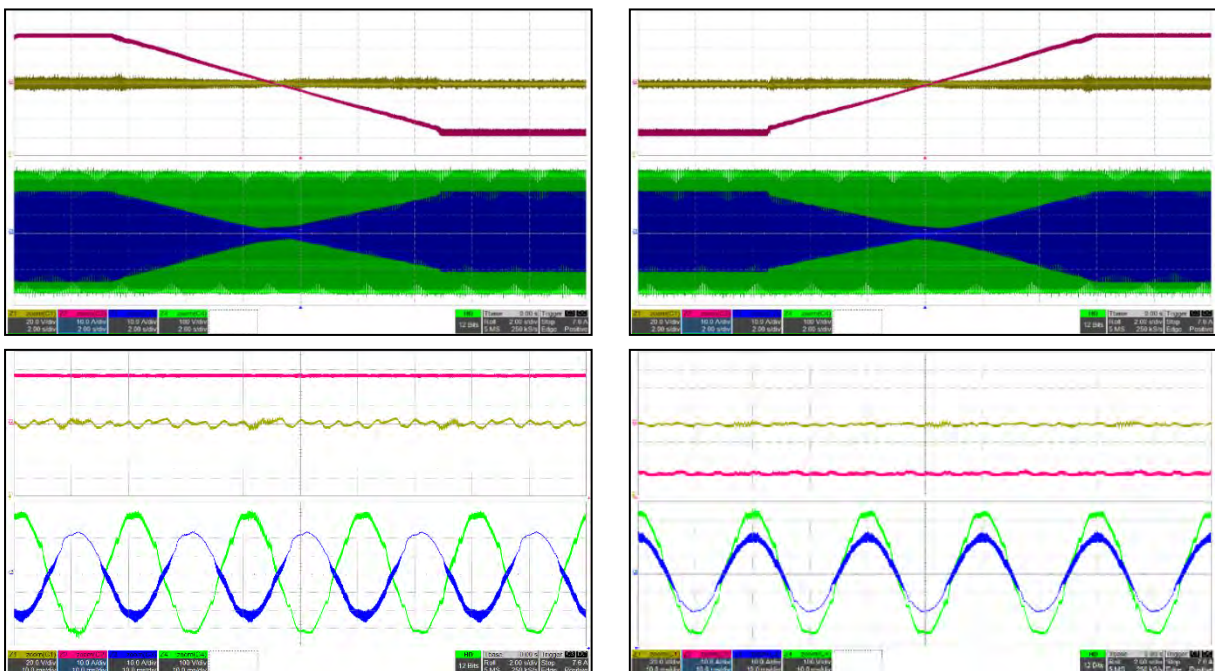


Abbildung 22: Verstellung des Leistungsflusses von maximal Entladen nach maximal Laden (links) und umgekehrt (rechts)

Oben sind die DC-Verläufe sichtbar, mittig die AC-Verläufe und unten die AC-Verläufe gespreizt. Auf der AC-Seite sind Netzspannungen und –ströme entweder gleich- oder gegenphasig, d.h. es fließt reiner Wirkstrom. Die Leistungselektronik ist grundsätzlich auch Blindstromfähig, dazu Details weiter unten bei den Funktionen und bei den Use Cases.

Die Leistungselektronik mit ihrer Regelungstechnik wurde mit einem leistungsfähigen RISC-Micro-Controller versehen. Damit sind hohe Taktfrequenzen für die Halbleiter und eine Reduktion von Gewicht und Volumen induktiver Komponenten möglich.

Eine wesentliche Kenngröße der Leistungselektronik ist ihr Wirkungsgrad in verschiedenen Betriebszuständen insbesondere bei unterschiedlichen Lasten. Das folgende Bild zeigt exemplarisch einen Verlauf des Wirkungsgrades wie er im BDL-Projekt erreicht werden konnte (Abbildung 23):

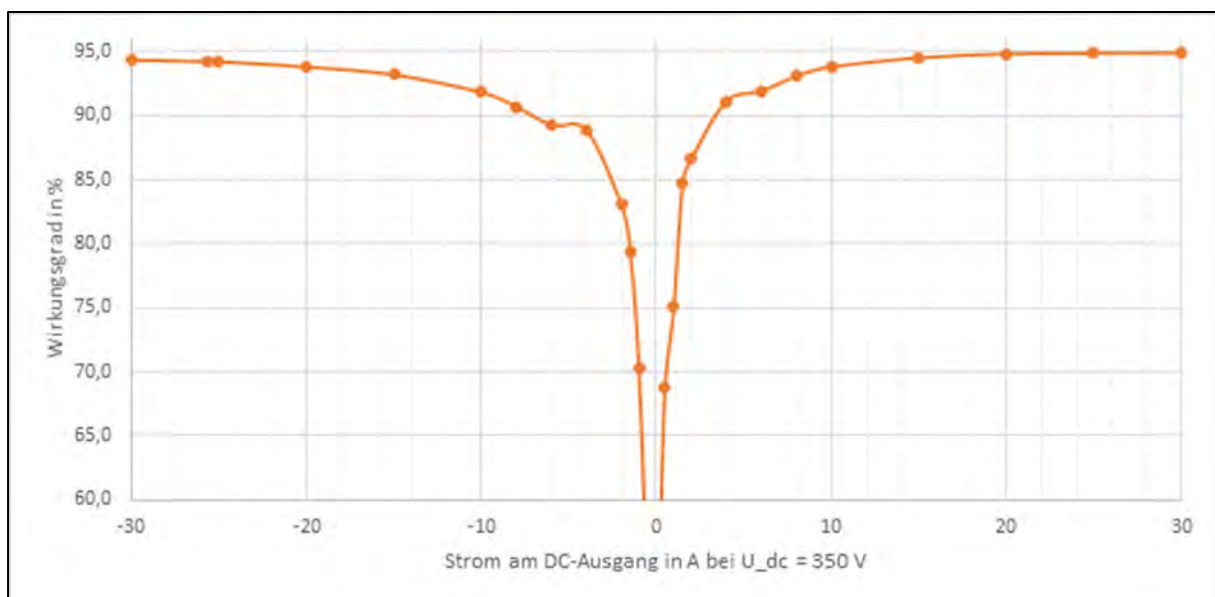


Abbildung 23: Verlauf des Wirkungsgrades der Wallbox für Entladen (linker Teil) und Laden (rechter Teil)

Auffällig ist in diesem Verlauf der durchgängig niedrigere Wirkungsgrad beim Entladen, speziell im Bereich mittlerer und kleiner Leistungen (Strom < 20 A). Hier sind aber bei einer späteren Serienentwicklung noch einige Verbesserungen realistisch erreichbar, ebenso wie eine Anhebung des maximalen Wirkungsgrades auf ca. 96% auf beiden Seiten. Damit wird sich die Wirtschaftlichkeit der Use Cases im späteren realen Betrieb nochmal verbessern. Ein Wirkungsgrad von 97 bis 98 Prozent, wie er heute im Bereich von Wechselrichtern für PV und stationäre Speicher üblich ist, ist für eine bidirektionale

DC-Wallbox aufgrund der notwendigen 3-stufigen Topologie mit galvanischer Trennung nicht realistisch erreichbar.

Die Leistungselektronik und die damit verbundene Regelungstechnik hat ihre grundsätzliche Eignung für ein Bidirektionales Laden vollumfänglich bewiesen. Die Ergebnisse können für eine Verwertung bei der Entwicklung einer serientauglichen Bidirektionalen DC-Wallbox unmittelbar verwendet werden. Das aus Kosten- und Zeitgründen für die Prototypen gewählte Konzept der Modifikation eines vorhandenen Gehäuses ist dagegen aufgrund der damit verbunden nicht fertigungsgerechten Technik für Einzelteile und Zusammenbau nicht für die weitere Verwendung geeignet.

Kommunikationseinheit:

Gemäß der Systemarchitektur wird die Bidirektionale EVSE über verschiedene Kommunikationsschnittstellen mit dem Fahrzeug, mit dem Backend und mit dem SMGW verbunden. Eine weitere Schnittstelle ermöglicht das Einlesen von Leistungsdaten aus einem digitalen Energiemeter. Das folgende Bild zeigt diese Schnittstellen mit ihren Kommunikationsprotokollen in der Übersicht (Abbildung 24):

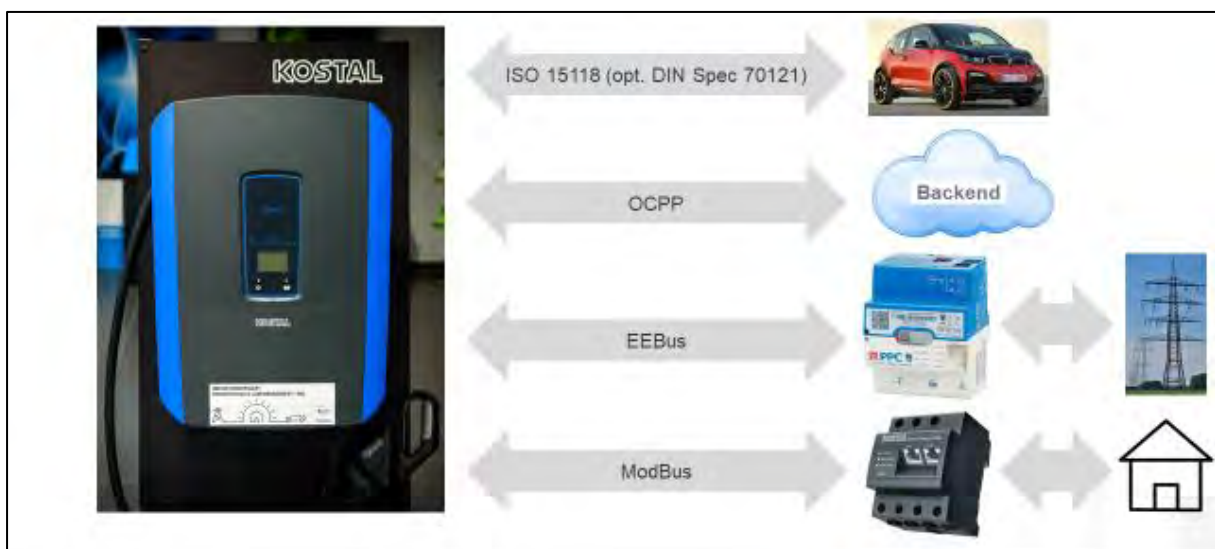


Abbildung 24: Bidirektionale EVSE mit ihren Kommunikationsschnittstellen im System

Für bidirektionalen Betrieb wurde die Schnittstelle zum Fahrzeug über das Protokoll ISO 15118-20 realisiert. Dies wird über eine Power Line Kommunikation (PLC) zwischen Wallbox und Fahrzeug übertragen. Da zum Zeitpunkt der BDL-Entwicklung diese Norm noch nicht final verabschiedet war, wurde der Entwurfsstand aus dem Frühjahr 2020 als Arbeitsbasis verwendet. Um im Feldtest auch andere Fahrzeuge laden zu können wurde zusätzlich eine Kommunikation nach DIN SPEC 70121 realisiert. Die Wallbox erkennt nach dem Anstecken den Typ des Fahrzeuges und stellt sicher, dass nur BMW I3-Fahrzeuge aus dem BDL-Projekt bidirektional betrieben

werden. Ein normales Laden anderer Fahrzeuge ist aber auch jederzeit möglich, wobei dann keinerlei Daten erfasst werden.

Die Implementierung der endgültigen Fassung der ISO 15118-20 in einer späteren Serienentwicklung wird keine Einschränkung der im BDL-Projekt erzielten Ergebnisse bewirken.

Die Schnittstelle zum Backend kommuniziert über OCPP 2.0.1 gemäß ISO 63110, womit im Gegensatz zum üblichen Stand (OCPP 1.6) auch bidirektionaler Betrieb unterstützt wird. Im Rahmen des BDL-Projektes wurden neben den auf dieser Schnittstelle im Standard vorgesehenen Daten und Steuerbefehlen auch zusätzliche Messdaten in hoher zeitlicher Auflösung übertragen, die dann für die wissenschaftliche Bewertung der Use Cases verwendet werden konnten.

Die Schnittstelle zum Backend ist üblicherweise eine Internet-Verbindung. Um je nach örtlicher Gegebenheit im Feldtest diese Verbindung zu ermöglichen wurde die BDL-Wallbox hierzu mit Verbindungsalternativen über LAN-Kabel, WLAN und GSM-Mobilfunknetz ausgerüstet.

Die Schnittstelle zum SMGW (Smart Meter Gateway) ist über eine EEBUS-Kommunikation gemäß VDE-AR 2829-6 realisiert, da die CLS-Übertragung in einem Zusatzmodul direkt am SMGW terminiert wird. In den Feldtests war die EVSE direkt mit dem SMGW verbunden. Grundsätzlich ist diese Schnittstelle aber auch geeignet, um mit einem getrennten (Home-)Energiemanagement zu kommunizieren, das dann seinerseits mit dem SMGW verbunden ist. Dies wurde in 2 Installationen bei einem Verbundpartner nachgewiesen und erprobt.

Die Schnittstelle zum Energiemeter ist über eine Modbus-Kommunikation realisiert. Dies ist ein einfaches standardisiertes Protokoll, das häufig in der Installationstechnik und Industrie-Automation verwendet wird. In den Feldtest-Installationen bei Privatkund:innen wird hiermit der Stromfluss am Netzanschlusspunkt gemessen, um damit eine Erhöhung des PV-Eigenverbrauches zu erreichen (s.u. bei Funktionen). Perspektivisch macht es Sinn anstelle des Energiemeters Daten aus der modernen Messeinrichtung (mMe) zu verwenden, so dass für den Nutzer die Kosten für ein getrenntes Energiemeter entfallen. Hierzu muss aber die Messfrequenz und die Datenrate bei mMe und SMGW deutlich erhöht werden. Entsprechende Untersuchungen wurden im Zuge des BDL-Projektes durchgeführt (s.u. bei „Bayernwerk UCs“)

Neben den M2M-Schnittstellen im System bietet die Kommunikationseinheit auch Schnittstellen zum Nutzer bzw. Bediener zur Verfügung. Diese sind einfach zugänglich im Frontdeckel des Gehäuses angeordnet.

- Ein RFID-Leser ermöglicht über eine entsprechende Transponder-Karte eine Authentifizierung des Nutzers, z.B. für den Use Case „Mitarbeiterladen zuhause“.

- Eine Displayanzeige zeigt dem Nutzer den Betriebsstatus und verschiedene Messdaten an.
- Bedientasten ermöglichen ein Eingreifen in den ansonsten automatischen Ladevorgang (Sofort Laden, Stoppen) und wechseln zwischen verschiedenen Darstellungen im Display.

Alle im BDL-Projekt verwendeten Schnittstellen haben ihre Eignung für die betrachteten und erprobten Use Cases unter Beweis gestellt. Im Einzelfall vorgenommene Anpassungen oder Erweiterungen bestehender Standards schränken diese Aussage nicht ein. Im Rahmen der Implementierung der Kommunikationsstandards und beim Betrieb konnten einige Optionen zur Verbesserung und Erweiterung identifiziert werden, die bei den entsprechenden Standardisierungsgremien als Änderungswunsch vorgestellt wurden.

Funktionsumfänge in der Wallbox:

Neben dem Betrieb der Leistungselektronik und dem Handling der Kommunikationsschnittstellen wurden in der Wallbox einige Systemfunktionen realisiert:

- Eine Ladesteuerung stellt in Abstimmung mit dem Backend sicher, dass sowohl Mindestladung der Batterie, Nutzung der Batterie für die unterschiedlichen Use Cases als auch vom Nutzer gewünschte Ladung und Abfahrtszeit gewährleistet werden. Der Fahrwunsch des Nutzers hat dabei die höchste Priorität. Um den Ladevorgang, egal für welchen Use Case, aus der Wallbox heraus zu steuern wird der sog. „Dynamic Mode“ aus der ISO 15118-20 verwendet. Hierbei verhält sich die Fahrzeugbatterie ähnlich wie eine stationäre Batterie weitestgehend passiv und die Kontrolle über die Ladung geht entweder direkt von der Wallbox aus oder wird von einem übergeordneten System über die Wallbox ausgeübt.
- Bei der Eigenverbrauchserhöhung von selbsterzeugtem Solarstrom übernimmt die bidirektionale Wallbox das Energiemanagement. Hierzu wird mit dem oben beschriebenen Energiemeter der Stromfluss am Netzanschlusspunkt gemessen und das Laden und Entladen der Fahrzeugbatterie so gesteuert, dass möglichst viel PV-Leistung im Haus verbleibt. Die dafür eingesetzten Algorithmen sind weitestgehend identisch mit stationären Batterien an PV-Anlagen.
- Für viele der weiter unten beschriebenen Use Cases arbeitet die Wallbox als von extern gesteuertes Stellglied. Die Algorithmen zur Kontrolle des Ladevorgangs und des Ladezustands liegen in einem übergeordneten System, z.B. dem Backend oder einem anderen Energiemanagementsystem (HEMS). Im BDL-Projekt wurde die Steuerung der Wallbox von extern über das SMGW mittels EEBUS, über das Backend über OCPP und über ein HEMS mittels EEBUS realisiert und erprobt. Die damit möglichen Use Cases sind weiter unten beschrieben.

- Im Rahmen der Leistungsgrenzen der Wallbox kann unabhängig vom eigentlichen Lade- oder Entladevorgang Blindleistung für das Stromnetz bereitgestellt werden. Dies bietet dem Verteilnetzbetreiber Möglichkeiten zur Verbesserung seiner Spannungsqualität und zur Befriedigung eines anderswo entstandenen Blindleistungsbedarfes. Eine nähere Beschreibung dieser Anwendung findet sich bei den „Bayernwerk UCs“ weiter unten.

Test, Absicherung und Qualifizierung:

Um im Feldtest einen sicheren und zuverlässigen Betrieb zu ermöglichen, wurde die Entwicklung der BDL-Wallbox mit Tests begleitet bzw. abgeschlossen. Diese Tests orientierten sich inhaltlich und in der Vorgehensweise an einem Serienprodukt, waren aber im Umfang reduziert. Die bei KOSTAL durchgeführten Tests einzelner Wallboxen waren dabei der Absicherung im System (End-to-End-Test) vorgeschaltet.



Abbildung 25: Funktionstestplatz für BDL-Wallbox, hier mit BiDi-fähigem BMW i3

Dieser Überblick zeigt skizzenhaft die durchgeführten Tests:

- Bei den Funktionstests ((Abbildung 25) wurden alle hier beschriebenen Eigenschaften der Wallbox bzgl. Fähigkeiten der Leistungselektronik, Kommunikationseigenschaften und Funktionsumfänge überprüft.
- Da im Vorfeld nicht alle Einbaubedingungen im Feldtest bekannt waren wurden einige elementare Umwelttests durchgeführt. Dies waren insbesondere Tests mit Temperatur, Temperaturwechsel und Nässe/Feuchtigkeit.
- EMV-Tests dienen zur Absicherung, dass von den Wallboxen keine unzulässigen Störungen anderer Geräte ausgehen und andererseits auch die Wallboxen nicht durch üblicherweise auftretende EMV-Emissionen anderer Geräte gestört werden können. Die Tests wurden zunächst begleitend zur laufenden Entwicklung mit internen Einrichtungen durchgeführt und abschließend incl. notwendiger

Wiederholungsmessungen bei einem externen akkreditierten Messlabor (EMC-Test NRW).

- Die Tests zur Einhaltung der Netzanschlussregeln erfolgten durchgängig intern. Dabei konnten vorhandene Messeinrichtungen verwendet werden, die für die Entwicklung von PV- und Speicherwechselrichtern zur Verfügung standen. Es wurden ausschließlich Anforderungen für den Einsatz in Deutschland nach VDE AR N 4105 umgesetzt und getestet. Eine aufwändige Umsetzung der unterschiedlichen Anforderungen anderer europäischer Länder bleibt einer späteren Serienentwicklung vorbehalten. Da die Prototypen der BDL-Wallbox nur in begrenzter Stückzahl und in einem begrenzten Zeitraum im Feld im Betrieb sind wurde ebenso auf die für Serienprodukte notwendige aber ressourcen-, zeit- und kostenintensive externe Zertifizierung verzichtet.

Nach erfolgreichem Abschluss aller Tests wurde für die Prototypen im Feldtest eine EU-Konformitätserklärung ausgestellt, deren Kopf hier (Abbildung 26) dargestellt ist:

INDUSTRIE ELEKTRIK		KOSTAL	
EU-Konformitätserklärung			
Dokument-Nr./ Monat. Jahr:		DOC02555615-0000 / 05.2021	
Für das nachfolgend bezeichnete Erzeugnis			
Produktbezeichnung:	BIDIREKTIONALES LADEMANAGEMENT (BDL) DC WALLBOX		
Modellnummer Kostal:	10524701		
Modellnummer Kunde:	---		
wird hiermit erklärt, dass es die grundlegenden Anforderungen erfüllt, die in den nachfolgend bezeichneten Harmonisierungsrechtsvorschriften festgelegt sind:			
Richtlinie 2014/53/EU – Funkanlagenrichtlinie (ABl. L 153 vom 22.05.2014, S. 62)			
Richtlinie 2011/65/EU – RoHS-Richtlinie (ABl. L 174 vom 01.07.2011, S. 88)			

Abbildung 26: Kopf der EU-Konformitätserklärung („CE-Erklärung“) für die BDL-Wallbox

Gemäß den Regeln der Europäischen Union werden hiermit im Falle der BDL-Wallbox die Einhaltung der Anforderungen für

- Elektrische Sicherheit
- EMV
- Funkanlagen (hier: WLAN und GSM)
- RoHS (Beschränkung der Verwendung bestimmter gefährlicher Stoffe)

bestätigt.

Wie oben schon beschrieben, beschreibt dieser Abschnitt die BDL-Wallbox an ihren Schnittstellen und teilweise in ihren inneren Eigenschaften. Der damit verbundene Einfluss auf das Gesamtsystem und auf die Use Cases ist an anderen Stellen in diesem Bericht beschrieben.

Teilprojekt 3 Umfeldanalyse, Geschäftsmodelle & Regulatorik

Im Rahmen des TP 3 wurden zunächst in Zusammenarbeit mit über 40 Experten 14 Use Cases für bidirektionales Laden identifiziert und beschrieben. Diese stellen sowohl markt- und netz- als auch systemdienliche Einsatzfelder dar und sind in Abbildung 4 dargestellt. Alle Use Cases lassen sich anhand des Erlösortes (Vehicle-to-Home, Vehicle-to-Business und Vehicle-to-Grid) klassifizieren. In den ersten beiden Fällen wird der Erlös durch eine Veränderung des Lastganges hinter dem Zähler erzielt. Im Vehicle-to-Grid-Fall wird der Erlös als Gegenleistung für die Flexibilitätsbereitstellung durch einen weiteren Akteur, z. B. ein Aggregator oder Vermarkter, weitergegeben. Zudem kann die Regelung zentral oder lokal erfolgen. Eine zentrale Regelung über ein Backend kann z. B. für den Arbitragehandel eingesetzt werden. Eine lokale Regelung kann z.B. bei der PV-Eigenverbrauchserhöhung in Form einer Nulllastregelung am Netzverknüpfungspunkt Anwendung finden.

Im Folgenden sollen die drei Hauptanwendungsfälle Eigenverbrauchserhöhung, Spitzenlastkappung und zeitliche Arbitrage (Intraday) genauer erläutert werden.

Im Falle der Eigenverbrauchserhöhung wird in Verbindung mit einer PV-Anlage der Anteil des Stroms, der über das Netz bezogen wird, minimiert und der Anteil des durch die PV-Anlage selbst erzeugten Stroms am Eigenverbrauch maximiert. Der durch die PV-Anlage erzeugte Überschussstrom wird in der Batterie des Elektrofahrzeugs zwischengespeichert und bei Bedarf in das Hausnetz zurückgespeist. Der Batteriespeicher des Elektrofahrzeugs kann so die volatile Erzeugung der PV-Anlage ausgleichen. Infolgedessen kann der Verbrauch des selbst erzeugten Stroms lokal optimiert werden.

Der Anwendungsfall Spitzenlastkappung hat das Ziel die Lastspitze an einem (Unternehmens-)Standort mit registrierender Leistungsmessung (RLM) durch gesteuertes Laden/Entladen von bidirektionalen Elektrofahrzeugen zu reduzieren. Das Elektrofahrzeug wird hierzu in Zeiten mit geringer Last am Standort geladen und in den Zeiten der höchsten Lastspitze entladen. Hierdurch lässt sich die maximale Last und somit der zu bezahlende Leistungspreis hierfür reduzieren.

Im Anwendungsfall der zeitlichen Arbitrage wird die Lade- und Entladeflexibilität des Elektrofahrzeuges am Spotmarkt (Day-Ahead- und Intraday-Markt) vermarktet. In Zeiten, in denen der Strompreis niedrig ist, wird das Elektrofahrzeug geladen. In

Zeiten, in denen der Strompreis hoch ist, wird das Elektrofahrzeug entladen. Durch dieses Arbitrage Geschäft können Erlöse generiert werden.

Zur **Erlösabschätzung** und Bewertung der Use Cases wurden an der FfE die Modellumgebung¹¹ mit dem Optimierungsmodul ResOpt (Residential Optimizer) entwickelt. Im Rahmen des BDL-Projekts wurden mit Hilfe dieser Modelle unterschiedliche Use Cases bewertet. Zur Bewertung wurden Szenarien gebildet und mittels Sensitivitäten die wesentlichen Einflussfaktoren herausgearbeitet. Eine wichtige Erkenntnis dieser Sensitivitäten war, dass es kaum möglich ist mittlere Erlöspotenziale für einen Use Case anzugeben. Alle Use Cases weisen stark variierende Erlöspotenziale in Abhängigkeit von Marktparametern, Nutzerparametern sowie EV- und EVSE-Parametern auf. Für alle analysierten Use Cases wurden folglich Steckbriefe¹² erstellt, die auf 5-6 Seiten einen Use Case prägnant beschreiben. Diese Steckbriefe beinhalten eine Beurteilung der Erlöspotenziale bzw. sonstigen Mehrwerte eines Use Cases, eine Diskussion der wichtigsten Einflussfaktoren des Use Cases auf diese Mehrwerte sowie regulatorische Herausforderungen und Handlungsempfehlungen. Weiterhin wurde die Modellierung der Use Cases zeitliche Arbitrage im Journal energies¹³, PV-Eigenverbrauchsoptimierung in Applied Energy¹⁴, CO₂-optimeirtes Laden und Entladen sowie die Bereitstellung von Engpassmanagement in der Dissertation von Steffen Fattler¹⁵ und Spitzenlastkappung auf der IEWT-Konferenz mathematisch im Detail beschrieben. Verwiesen sei hier auch auf die Dissertation von Timo Kern¹⁶, die eine Zusammenführung der Publikationen beinhaltet.

Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor auf die Erlöspotenziale stellen die regulatorischen Randbedingungen dar. Hierzu wurden von BDL-Konsortium drei Positionspapiere zu

¹¹ <https://www.ffe.de/tools/eflame-electric-flexibility-assessment-modeling-environment/>

¹² <https://www.ffe.de/news/erloespotenziale-oekologische-mehrwerte-und-kosten-von-gesteuertem-und-bidirektionalem-laden/>

¹³ Kern, Timo et al.: Integrating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles into the Electricity Markets. In: Energies 2020, 13(21), 5812; Basel: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2020. <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/21/5812>

¹⁴ Kern, Timo et al.: Revenue opportunities by integrating combined vehicle-to-home and vehicle-to-grid applications in smart homes. In: Applied Energy online. München: FfE München, 2021. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921014586>

¹⁵ Fattler, Steffen: Economic and Environmental Assessment of Electric Vehicle Charging Strategies. Dissertation. Herausgegeben durch die TU München, geprüft von Wagner, Ulrich und Wietschel, Martin: München, 2021. <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1601943/1601943.pdf>

¹⁶ T. Kern: Assessment of the Added Value of Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles for the User and the Energy System. Herausgegeben durch TU München (TUM), geprüft von Wagner, Ulrich und Haas, Reinhard: München, 2023.

den Use Cases PV-Eigenverbrauchsoptimierung¹⁷, V2G Systemdienstleistungen¹⁸ und V2G zeitlich Arbitrage mittels Intraday-Trading¹⁹ veröffentlicht. In diesen Positionspapieren sind auch regulatorische Hemmnisse in Bezug auf die Erlöspotenziale von Use Cases diskutiert. Insbesondere die Gegebenheit, dass auf in bidirektionalen Elektrofahrzeugen zwischengespeicherten Strom, nach wie vor hohe Abgaben, Umlagen, Steuern und Netzentgelte bezahlt werden müssen, macht V2G Use Cases oft unwirtschaftlich. Hier besteht akuter Handlungsbedarf seitens der Regulatorik, diese Hemmnisse zu beseitigen, um V2G Use Cases, deren systemischer Mehrwert an anderer Stelle herausgestellt wurde, zu ermöglichen.

Weiterhin wurden durch die FfE im Rahmen des BDL-Projekts Mehrkosten für die Technologien des gesteuerten und bidirektionalen Ladens zusammengetragen. Hierfür wurde die Expertise innerhalb des Projekts von Netzbetreibern, Automobilherstellern und Wallboxherstellern genutzt. Die Mehrkosten wurden ebenfalls in einem Steckbrief²⁰ und detaillierter in einer Publikation in Energy Reports²¹ veröffentlicht. Die heute noch hohen Mehrkosten des bidirektionalen Ladens werden durch eine große Kostendegression insbesondere der bidirektionalen Wallbox in den zukünftigen Jahren stark abnehmen.

Abschließend konnte die Wirtschaftlichkeit der Use Cases analysiert werden, in dem annuitätische Kosten von annuitätischen Erlöse abgezogen wurden. Abbildung 27 stellt hierzu die erwartete Wirtschaftlichkeit der Use Cases PV-Eigenverbrauchsoptimierung (V2H), zeitlichen Arbitrage (V2G) und Spitzenlastkappung (V2B) für die Jahre 2020 bis 2040 dar. Alle Use Cases können in Zukunft wirtschaftlich werden. Während V2H in Zukunft dabei eine sehr hohe Sicherheit der Wirtschaftlichkeit aufweist, ist die Wirtschaftlichkeit im Bereich V2B individuell abhängig vom jeweiligen Unternehmen und insbesondere den zugrunde liegenden Leistungspreisen. Für V2G kommt es vor allem auf die regulatorische Entwicklung im Bereich der Abgaben, Umlagen, Steuern und Netzentgelte an.

¹⁷ <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/betrachtung-der-umsetzung-des-bidirektionalen-lademanagements-im-kontext-von-vehicle-to-home-v2h-2/>

¹⁸ <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/positionspapier-zur-bereitstellung-von-systemdienstleistungen-aus-elektrofahrzeugen-mit-bidirektionalem-lademanagement/>

¹⁹ <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/positionspapier-zur-vehicle-to-intraday-anwendung/>

²⁰ https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/01/Steckbrief_BDL_Mehrkosten-3.pdf

²¹ Dossow, Patrick et al.: Profitability of V2X Under Uncertainty: Relevant Influencing Factors and Implications for Future Business Models. In: Energy Reports (Special Chapter of ICEEEP Proceedings). München: FfE, 2022. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722022594>

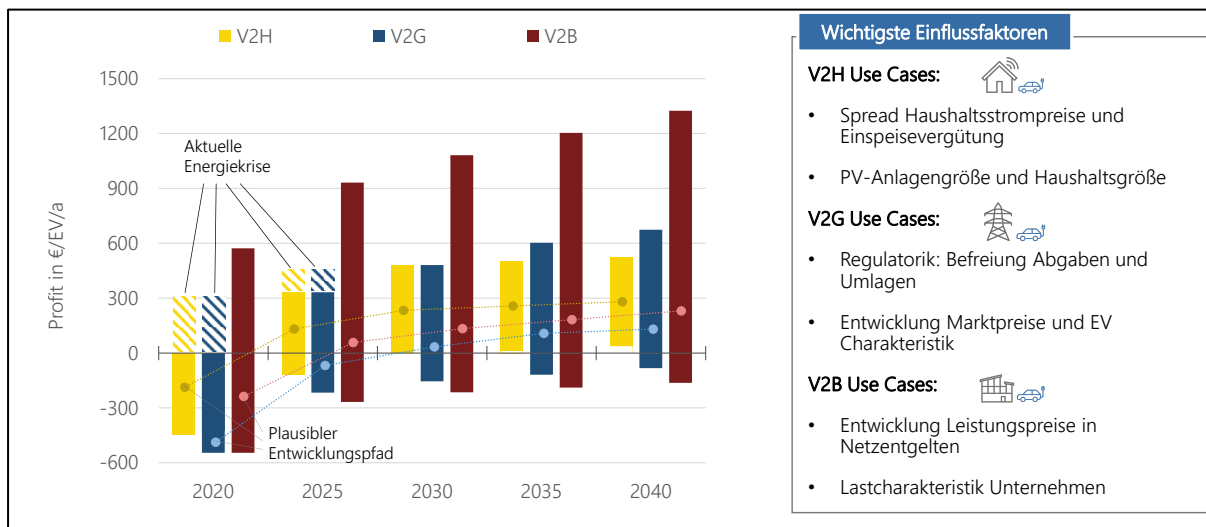


Abbildung 27: Bewertung des Profits (Erlöse abzüglich Kosten) von bidirektionalen Elektrofahrzeugen aus Akteursicht

Im Bereich der **Energiesystemmodellierung** wurden Untersuchungen hinsichtlich der Integration von bidirektionalen Elektrofahrzeugen in die Strommärkte und in den Bereitstellungsprozess von Engpassmanagement durchgeführt. Es wurde herausgestellt, dass sich durch bidirektionale Elektrofahrzeuge vielfältige Mehrwerte für das Energiesystem ergeben. Die folgenden Ausführungen wurden bereits im Positionspapier des BDL-Projekts zum Intraday Use Case²² und in einer Publikation in Energy Reports²³ diskutiert. Weiterhin fand eine Zusammenfassung in der im Rahmen des BDL-Projekts eingereichten Dissertation von Timo Kern statt²⁴, die im Folgenden teils wörtlich zitiert ist.

Aus systemischer Sicht führt eine Integration bidirektionaler Elektrofahrzeuge in die Strommärkte grundsätzlich zu einer höheren Liquidität am Strommarkt, die zu volkswirtschaftlichen Mehrwerten führt. In einer Veröffentlichung der FfE München im Rahmen des BDL-Projektes wurden energiesystemoptimale Durchdringungsraten von bidirektionalen Elektrofahrzeugen im europäischen Energiesystem bestimmt und deren Auswirkungen auf andere Elemente analysiert. Mit den hinterlegten zusätzlichen Investitionskosten für bidirektionale Elektrofahrzeuge werden aus Systemsicht bis 2050 ca. 30% der Elektrofahrzeuge mit einem bidirektionalen Lademanagement

²² <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/positionspapier-zur-vehicle-to-intraday-anwendung/>

²³ Kern, Timo et al.: Modeling and Evaluating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles in the Future European Energy System. In: Energy Reports ICACER 2022 conference proceedings. Amsterdam: FfE München, 2022. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722022120?via%3Dihub>

²⁴T. Kern: Assessment of the Added Value of Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles for the User and the Energy System Herausgegeben durch TU München (TUM), geprüft von Wagner, Ulrich und Haas, Reinhard: München, 2023.

ausgerüstet. Abbildung 28 zeigt dazu im BDL-Szenario gegenüber dem Referenz-Szenario die Auswirkung der Strommarktintegration von bidirektionalen Elektrofahrzeugen auf andere Elemente im europäischen Energiesystem auf:

PV-Energie kann deutlich besser integriert werden, da bidirektionale Elektrofahrzeuge als Tagesspeicher agieren und so den Marktwert der PV-Energie steigern. Freiflächen-PV-Anlagen sind aus Sicht der Stromgestehungskosten die günstigste volatile, erneuerbare Technologie und haben zudem weniger Akzeptanzprobleme als die Windenergie.

Im Szenario mit bidirektionalem Laden werden deutlich weniger Kapazitäten von Gas- und Wasserstoffkraftwerken zur Wahrung der Versorgungssicherheit benötigt als im Referenz-Szenario.

Durch die Aufrüstung der Elektrofahrzeuge mit einem bidirektionalen Lademanagement wird eine sehr große Speicherkapazität erschlossen. Der Zubau von Großbatteriespeichern innerhalb des Modells findet nicht mehr statt. Dadurch kann der Rohstoffbedarf signifikant reduziert werden.

Bidirektionale Elektrofahrzeuge haben potenziell folglich vielfache positive Auswirkungen, die durch deren Integration in den Strommarkt erschlossen werden können. Daraus resultieren im BDL-Szenario geringere europäische Energiesystemkosten, die beispielsweise im Jahr 2045 um 9 Mrd. €/a unter den Energiesystemkosten im Referenz-Szenario von gut 320 Mrd. €/a liegen.

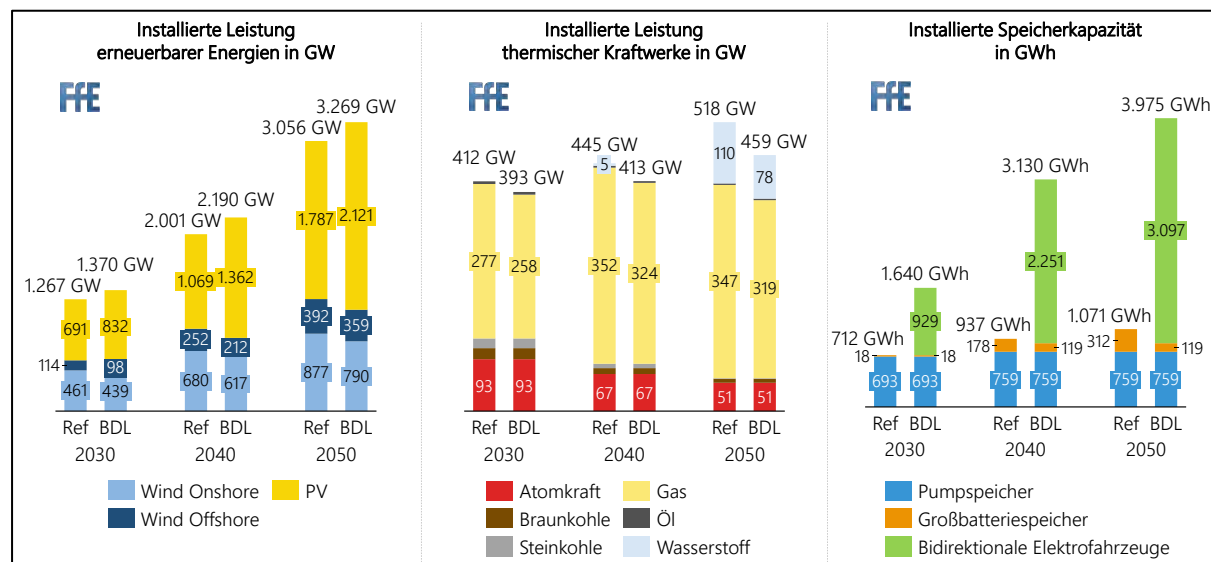


Abbildung 28: Installierte Leistung erneuerbarer Energien, thermischer Kraftwerke und installierte Speicherkapazität mobiler und stationärer Speicher für die Jahre 2030 bis 2050 für die beiden Szenarien Ref und BDL

Weiterhin wurde in einer IEEE-Veröffentlichung²⁵ der Mehrwert einer Bereitstellung von Engpassmanagement durch bidirektionale Elektrofahrzeuge untersucht. Da die Netzsimulationen mit Optimierung des Engpassmanagements sehr komplex sind, beschränkt sich diese Untersuchung auf das Jahr 2030. Es wurde ein Vergleich von zwei Übertragungsnetzsimulationen durchgeführt:

Ref-Netz: Übertragungsnetzlauf mit Optimierung des Engpassmanagements ohne bidirektionale EVs

BDL-Netz: Übertragungsnetzlauf mit Optimierung des Engpassmanagements mit bidirektionalen EVs

Beide Optimierungen des Übertragungsnetzes basieren auf dem Marktlauf des BDL-Szenarios. Die Mengen des Engpassmanagements steigen in beiden Durchläufen im Vergleich zu den heutigen Mengen stark an. Im *Ref-Netz* beträgt das Volumen des positiven Engpassmanagements in Europa für das Jahr 2030 600 TWh im Vergleich zu einer Gesamtstromerzeugung von 5.000 TWh. Das deutsche positive Engpassmanagementvolumen von 160 TWh im *Ref-Netz* deutet auf hohe Mengen an Engpassmanagement hin, die nicht zu den im deutschen Netzentwicklungsplan simulierten Mengen von rund 7 TWh im Jahr 2035 im Basisszenario passen. Die Gründe hierfür werden in der Veröffentlichung diskutiert. Dazu gehören die fehlende Modellierung des Freileitungs-Monitorings, die unsichere Regionalisierung von zugebauten Anlagen und die vereinfachte Modellierung eines literarisierten Lastflusses. Auch das endogen kostenoptimierte Szenario sowie die Parametrierung der Anlagen im Energiesystem stimmen nicht mit dem Szenario des Netzentwicklungsplans überein.

Dennoch lassen sich aus dem Vergleich zwischen dem *BDL-Netz* und dem *Ref-Kraftwerken* erzeugt werden, wodurch 12 Millionen Tonnen CO₂ eingespart werden. Verglichen mit den modellierten Gesamtemissionen des Energiesektors im Jahr 2030 von knapp 500 Mio. t CO₂ entspricht dies einer Emissionsreduktion von 2,5 %.

Auch wenn die absolut reduzierten Zahlen des Engpassmanagements durch Kraftwerke und erneuerbare Energien durch die hohen Gesamtvolumina des Engpassmanagements begünstigt werden, ist der positive Effekt der bidirektionalen EVs offensichtlich. Abbildung 29 zeigt die regionale Verteilung von positivem und negativem Engpassmanagement pro Technologie und Übertragungsnetz-knoten. Die dezentrale Verteilung der bidirektionalen EVs erweist sich als Vorteil. Bidirektionale

²⁵ Kern, Timo; Wendlinger, Christian: Added Value of Providing Transmission Grid Congestion Management via Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2022. DOI: 10.1109/EEM54602.2022.9921051
<https://ieeexplore.ieee.org/document/9921051>

EVs in der Nähe von Knotenpunkten mit hohen Abregelungen von erneuerbaren Energien (z.B. in Norddeutschland) können durch negatives Engpassmanagement Abregelungen reduzieren. Durch positives Engpassmanagement wird dann der ursprüngliche Fahrplan innerhalb der Zeitscheibe wiederhergestellt. In Süddeutschland hingegen wird häufig zuerst das positive Engpassmanagement eingesetzt und damit der Einsatz von thermischen Kraftwerken verdrängt. Hier muss der Fahrplan dann zu anderen Zeiten durch negatives Engpassmanagement wiederhergestellt werden.

Es wurde auch die regionale Verteilung des Engpassmanagements pro Technologie für den *Ref-Netzlauf* sowie die mittlere Leitungsauslastung der beiden Läufe dargestellt und analysiert. Viele Übertragungsnetzleitungen weisen eine sehr hohe Auslastung auf. Insbesondere bei Wind-Offshore-Anlagen erfolgt die Abregelung jedoch häufig unmittelbar nach dem Netzanschlusspunkt.

Netz Szenario Rückschlüsse auf den Mehrwert von bidirektionalen EVs im Engpassmanagement ziehen. Der Einsatz von bidirektionalen EVs im Engpassmanagement reduziert 26 TWh positiven Redispatch von thermischen Kraftwerken, 9 TWh negativen Redispatch von thermischen Kraftwerken und 23 TWh Abregelung von erneuerbaren Energien. Dies führt dazu, dass 17 TWh weniger Strom in thermischen Kraftwerken erzeugt werden, wodurch sich 12 Millionen Tonnen CO₂ einsparen lassen. Verglichen mit den modellierten Gesamtemissionen des Energiesektors im Jahr 2030 von knapp 500 Millionen Tonnen CO₂ entspricht dies einer Emissionsreduktion von 2,5 %.

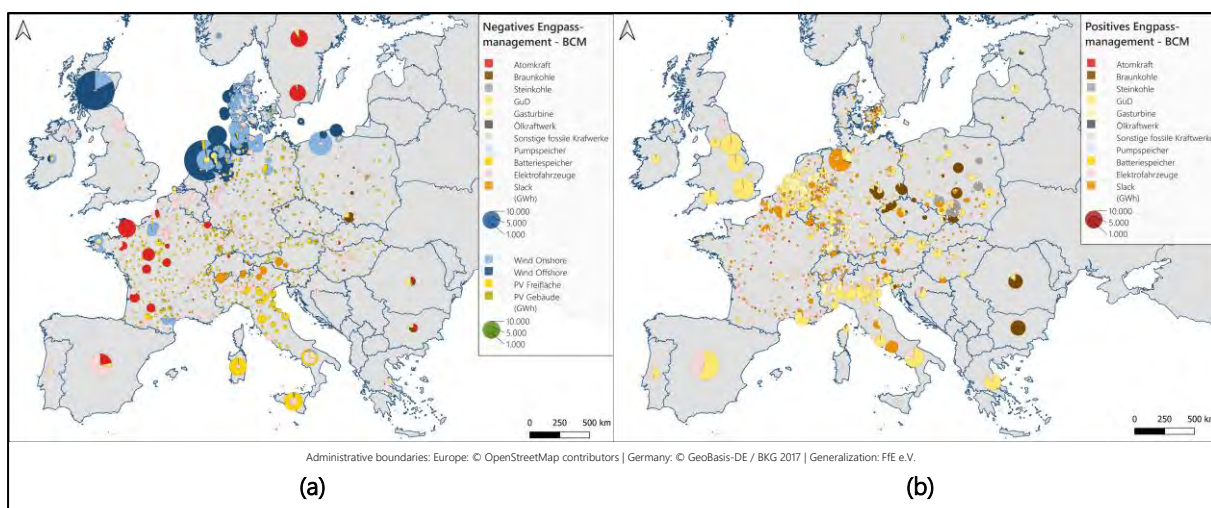


Abbildung 29: Negatives (a) und positives (b) Engpassmanagement pro Netzknoten aufgeteilt auf verschiedene Technologien für den BCM-Netzlauf

Insgesamt lässt sich neben den im vorangegangenen Abschnitt aufgezeigten Mehrwert von bidirektionalen EVs für die Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems auch ein potenzieller Mehrwert für die Bereitstellung von

Engpassmanagement aufzeigen. Letztlich sind jedoch vertiefende Analysen mit einer für das zugrunde liegende Marktszenario geeigneten Parametrisierung des Übertragungsnetzes erforderlich.

Im Bereich der **Verteilnetz-Simulationen** wurde an der FfE für das Verteilnetzmodell **GridSim** weiterentwickelt und zahlreiche Simulationen durchgeführt. Im Folgenden werden die Hauptergebnisse zusammengefasst, welche detailliert in der Dissertation²⁶ von Mathias Müller mit dem Titel „Netzintegration dezentraler Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf ausgewählte Anwendungsfälle für bidirektionale Elektrofahrzeuge“ und im BDL-Abschlussbericht der FfE dargestellt werden.

Für die Bewertung wurden mehrere tausend Netzdaten inkl. der zugehörigen Netzbelegung von Bayernwerk aufbereitet und nach einem Filter-Prozess ca. 1200 Netze für die weitere Betrachtung ausgewählt. Eine Analyse der relevanten Netzcharakteristika zeigte eine große Heterogenität innerhalb der Stichprobe, wobei diese überwiegend im ländlichen Raum verordnet sind und nur von einem Netzbetreiber stammen.²⁷

Basierend auf den aktuellen Verbrauchern und Erzeugern sowie den entwickelten Szenarien für die dezentralen Flexibilitätsoptionen wurden mittels Regionalisierung ein konsistenter Hochlauf von 2020 bis zum Jahr 2050 in diesen Netzen modelliert, welcher in Abbildung 30 dargestellt ist. Durch die Elektrifizierung steigt der Verbrauch bis zum Jahr 2050 um 250 % und wird zu 40 % von Wärmepumpen verursacht. Elektrofahrzeuge sind für 23 % des Verbrauchs verantwortlich, was in der Größenordnung der heutigen Haushaltslast liegt (25 %). Neben dem Energieverbrauch steigt auch die flexible Last stark an. Insgesamt wird diese verdreißigfacht und überwiegend von den Elektrofahrzeugen, für welche jeweils eine 11 kW Ladesäule angenommen wurde, verursacht.²⁸

²⁶ M. Müller: Netzintegration dezentraler Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf ausgewählte Anwendungsfälle für bidirektionale Elektrofahrzeuge. Herausgegeben durch TU München (TUM), geprüft von Wagner, Ulrich und Witzmann, Rolf. München, 2023. <https://mediatum.ub.tum.de/1686443>

²⁷ Y. Schulze et al.: Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe. In: 12. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2021.

²⁸ M. Müller, Y. Blume, J. Reinhard: Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load. In: Energy 255, 124537. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124537>

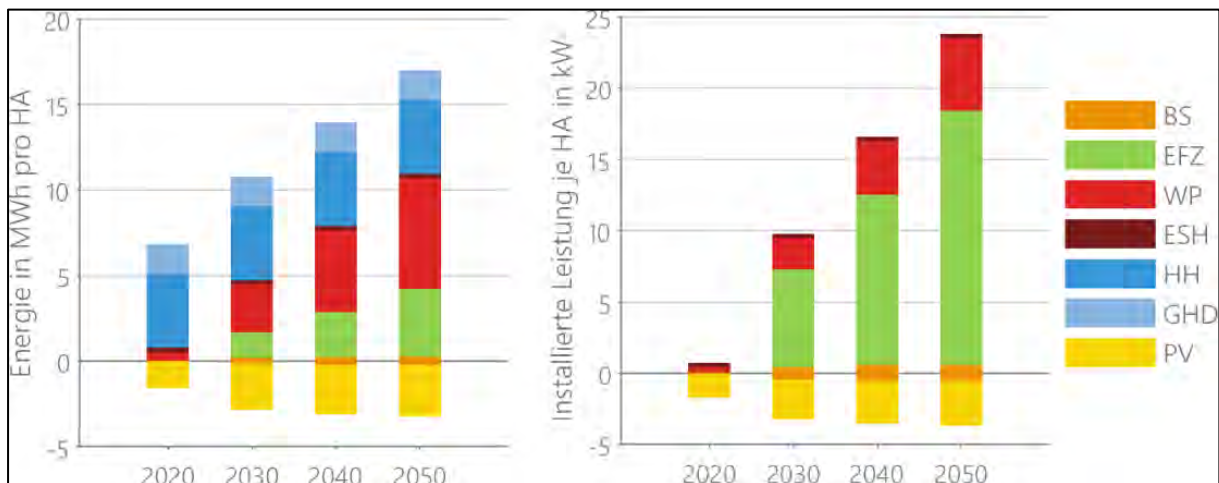


Abbildung 30: Energiebedarf nach Verbrauchsarten und installierte Leistungen der Flexibilitätsoptionen je Hausanschluss (nach²⁹)

Neben der Datenaufbereitung und Szenarioerstellung lag ein Hauptfokus auf der Erweiterung des Modells ResOpt und dessen Integration in GridSim. Die Umsetzung der einzelnen Use Cases im Optimierungsmodell wird detailliert in³⁰erläutert.

Die Kernergebnisse bezüglich der Netzbelastungen zeigen, dass in den nächsten Jahren bzw. Jahrzehnten auf Grund der Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors bis zum Jahr 2040 in 43 % der Niederspannungsnetze Ausbaumaßnahmen notwendig sind. Hierbei werden alle Netze, in denen entweder die maximal auftretende Transformator- bzw. Leitungsauslastung über 100 % liegt oder die Spannung außerhalb des erlaubten Bereichs von $\pm 6\%$ (Verkleinerung des gemäß DIN EN 50160 $\pm 10\%$ erlaubten Bereichs nach³¹, da nur Betrachtung Netzebenen 6 und 7) ist. Der Effekt auf die Netzbelastung durch bidirektionales Laden ist stark abhängig vom gewählten Use Case. Je nach Use Case variieren die resultierenden gleichzeitigen Ladeleistungen der Elektrofahrzeuge in den untersuchten Netzgebieten stark zwischen 2,4 kW (entspricht einer Ladegleichzeitigkeit von 22 % im V2H Use Case) und 10 kW (90 % Ladegleichzeitigkeit im V2G Use Case) pro Fahrzeug. Diese Veränderungen der Ladegleichzeitigkeiten haben schlussendlich auch Einfluss auf die Anzahl der Netze mit Ausbaubedarf, welche in Abbildung 31 dargestellt sind.

²⁹ M. Müller; Y. Blume; J. Reinhard: Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load. In: Energy 255, 124537. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124537>

³⁰ M. Müller: Netzintegration dezentraler Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf ausgewählte Anwendungsfälle für bidirektionale Elektrofahrzeuge. Herausgegeben durch TU München (TUM), geprüft von Wagner, Ulrich und Witzmann, Rolf: München, 2023. <https://mediatum.ub.tum.de/1686443>.

³¹ Deutsche Energie-Agentur GmbH, Hg., „dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“, Berlin, 11. Dez. 2012. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf.

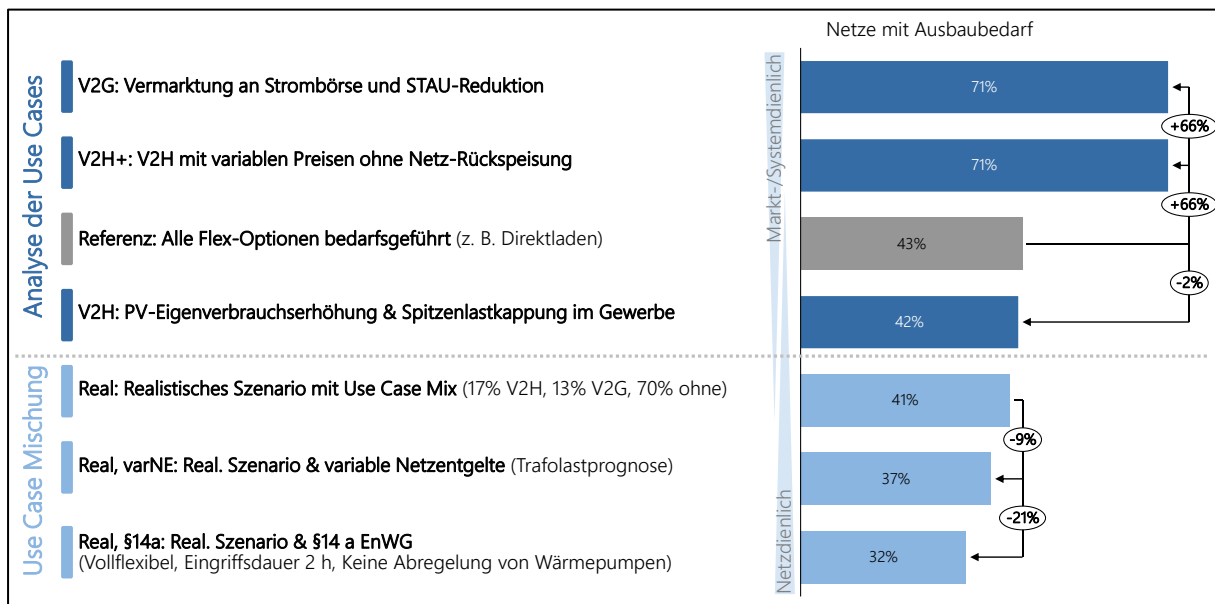


Abbildung 31: Übersicht der Netze mit Ausbaubedarf in den unterschiedlichen Use Cases für die bidirektionalen Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher im Jahr 2040.

Das Direktladen der Elektrofahrzeuge stellt die Referenz dar (in grau), in der 43 % der Netze in mindestens einem Zeitschritt überlastet sind. Sofern alle Haushalte und somit die Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher preislich optimiert (V2H+) werden, steigt die Anzahl der Netze mit Ausbaubedarf auf 71 %. Eine zusätzliche Rückspeisung ins Stromnetz (V2G) erhöht zwar die umgesetzte Energie und die Umfänge der Überlastungen, aber nicht die Anzahl der betroffenen Netzgebiete. Die reine Eigenverbrauchsoptimierung bzw. Spitzenlastkappung bei den Gewerbebetrieben (V2H) hat trotz erhöhtem Eigenverbrauch nur geringe Vorteile hinsichtlich der überlasteten Netze (-2 %).^{32,33}

Da es unwahrscheinlich ist, dass alle Elektrofahrzeuge zukünftig bidirektional sind und denselben Use Case ausführen wurde in Anlehnung an die Ergebnisse aus der Energiesystemanalyse³⁴ und in Abstimmung mit Experten ein realistisches Szenario entwickelt. In diesem Szenario wird angenommen, dass bei 30 % der Hausanschlüsse eine Optimierung stattfindet, wodurch 36 % der Elektrofahrzeuge bidirektional sind. Die weiteren Elektrofahrzeuge werden unidirektional direkt geladen. Zudem werden an den optimierten Hausanschlüssen unterschiedliche Kostenstrukturen angenommen und somit eine Verteilung der Use Cases PV-Eigenverbrauchserhöhung,

³² M. Müller, Y. Blume, J. Reinhard: „Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load“, Energy, Jg. 255, S. 124537, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.124537.

³³ Y. Schulze, N. Jooß, M. Müller: „Netzbelastungen durch optimal am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge“ in Zukünftige Stromnetze, 2022

³⁴ T. Kern, S. Kigle: „Modeling and Evaluating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles in the Future European Energy System“, Proceedings ICACER 2022

Spitzenlastkappung und zeitliche Arbitrage erreicht. Insgesamt an 17 % der HAs (bzw. 19 % der EFZs) wird der Use Case PV-Eigenverbrauchserhöhung und an 13 % der HAs (17 % der EFZs) der Use Case zeitliche Arbitrage betrieben. In diesem Szenario wird zudem die Ansteckwahrscheinlichkeit der nicht optimierten Elektrofahrzeuge verringert, so dass im Mittel nur bei einem Ladezustand unterhalb von 50 % angesteckt wird. Zusätzlich wird eine Blindleistungsregelung in Abhängigkeit der Spannung (Q(U)-Regelung) bei PV-Anlagen und Elektrofahrzeugen angenommen. Diese Use Case Durchmischung führt dazu, dass trotz einem V2G Anteil insgesamt weniger Netze überlastet sind (41 %).

Des Weiteren wurden zwei Varianten für netzdienliche Ladestrategien in das Modell implementiert. Dies sind einerseits variable Netznutzungsentgelte für preisoptimierte Kund:innen sowie eine Weiterentwicklung des §14 a EnWG. Durch variable Netzentgelte, welche basierend auf einer Transformatorauslastungsprognose erstellt wurden, konnten 9 % der zuvor überlasteten Netze engpassfrei betrieben werden. Zur Einordnung muss hier beachtet werden, dass zahlreiche Netze auch ohne Elektrofahrzeuge auf Grund der Wärmepumpen überlastet wären. Würden nur die Netze in denen Elektrofahrzeuge zu Überlastungen führen betrachten, steigt der Anteil der engpassfreien Netze auf ca. 24 %. Neben der betroffenen Anzahl der Netze sinkt auch die Dauer der Überlastungen deutlich. Eine detaillierte Analyse des Use Cases findet sich in ³⁵. Durch direkte Steuerung durch den Netzbetreiber im Engpassfall nach dem Modell der Spitzenglättung können 21 % der zuvor überlasteten Netze engpassfrei betrieben werden. Auf Grund der maximalen Eingriffsdauer von 2 Stunden je Tag und die jederzeit am HA erlaubte Leistung von 5 kW reduziert das Potenzial dieser Maßnahme. Die Analysen haben zudem gezeigt, dass durch dieses Modell Netzausbau überwiegend zeitlich verzögert, aber nicht gänzlich vermieden werden kann.³⁶Netzurückwirkungen in der Hochspannungsebene

Mit dem Ziel die Netzurückwirkungen auf Hochspannungsebene zu untersuchen, wurde vom KIT eine Methodik entwickelt und implementiert, welche die Nutzung von im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelter erneuerbarer Energien u.a. durch bidirektionale Elektrofahrzeuge im Verteilnetz untersucht. Die Untersuchung wurde mittels einer Modellkopplung von drei Modellen der Verkehrs-, Stromsystem- und Netzsimulation durchgeführt: Ausgangsbasis war das auf Mobilitätsnachfragemodell MobiFlex, mithilfe dessen Lastverschiebepotentiale von Elektrofahrzeugen bestimmt werden können. Die Potentiale wurden in der Folge im lastflussoptimierenden Engpassmanagementmodell des Hochspannungsnetzes anhand der

³⁵ Y. Blume, et al.: Effects of variable grid fees on distribution grids with optimized bidirectional battery electric vehicles. In: 6th Grid Service Markets Symposium (GSM); Luzern: Hochschule Luzern, 2022.

³⁶ M. Müller: Avoiding low-voltage grid overloads through curative grid operator intervention with focus on electric vehicles. In: 6th E-Mobility Power System Integration Symposium. The Hague: FfE, 2022

Einspeisemanagement-Schwerpunktregion Schleswig-Holstein bewertet. Zuletzt wurden die energiewirtschaftlichen Implikationen mithilfe eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodells (Curtailement2Vehicle-Modell) analysiert, welches das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen einerseits mit Überschussstrom sowie andererseits über lokale Elektrizitätsmärkte ermöglicht. Die Methodik ermöglicht es die Wechselwirkungen zwischen dem Engpassmanagement eines Verteilnetzbetreibers und dem Lademanagement eines Aggregators zu untersuchen. Eine detaillierte Beschreibung der Modellierung sowie erweiterte Ergebnisse unter Berücksichtigung von Sensitivitäten kann der im Rahmen des Forschungsprojekts BDL entstandenen Dissertation von Sabrina Ried³⁷ entnommen werden.

Im Projektverlauf wurden sechs Szenarien für die BDL-Curtailement2Vehicle-Rechnungen definiert. Dabei wurde eine Methodik entwickelt, welche unter Berücksichtigung von Mindestladeständen die Flexibilitäten von Elektrofahrzeugen ermittelt. Dadurch können die Reichweitenanforderungen der E-PKW-Kunden in den Analysen berücksichtigt werden. Weiter wurden eine kostenminimierende sowie eine überschussstromminimierende (oder "EE-maximierende") Ladestrategie in den Berechnungen betrachtet. Die wesentlichen zugrundeliegenden Annahmen können der untenstehenden Tabelle entnommen werden.

³⁷ Ried, S. (2021). Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Verteilnetzen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien - Ein Beitrag zur Kopplung von Elektrizitäts- und Verkehrssektor. DOI: 10.5445/IR/1000130549

Szenario	2030			2040		
	Ungesteuert	Uni	BDL	Ungesteuert	Uni	BDL
EV- Anteil	28%			54%		
Lademodi	Sofort	Gesteuert	BDL	Sofort	Gesteuert	BDL
Sicherheits-SOC	ASAP	20%		ASAP	20%	
Ziel-SOC	ASAP	70%		ASAP	70%	
Ladeort	Zuhause					
Ladestrategie	-	EE-maximierend	-	-	EE-maximierend	-
Batteriegröße	50 kWh					
Ladeleistung	11 kW					

Tabelle 4: Berechnungsannahmen zur Ladestrategie

Abbildung 32 zeigt die aggregierten wöchentlichen Ladeleistungen in den verschiedenen Szenarien. Insbesondere das Lastprofil des ungesteuerten Ladens unterscheidet sich stark vom Lastprofil des uni- und bidirektionalen gesteuerten Ladens. Im ungesteuerten Lademodus wird das Fahrzeug geladen, sobald es über die Wallbox mit dem Stromnetz verbunden ist. Im gesteuerten Fall werden die Fahrzeuge dagegen in der Regel zu Zeiten geladen, in denen es ein großes Angebot an überschüssigem EE-Strom gibt. Im bidirektionalen Szenario kann dieser überschüssige Strom auch ins Netz zurückgespeist werden, sodass der Anteil erneuerbarer Energie weiter erhöht wird. Die aggregierte Ladeleistung hängt direkt mit der Größe der Elektrofahrzeugflotte zusammen. Daher ist die Spitzenlast im Jahr 2040 fast doppelt so hoch wie im Jahr 2030.

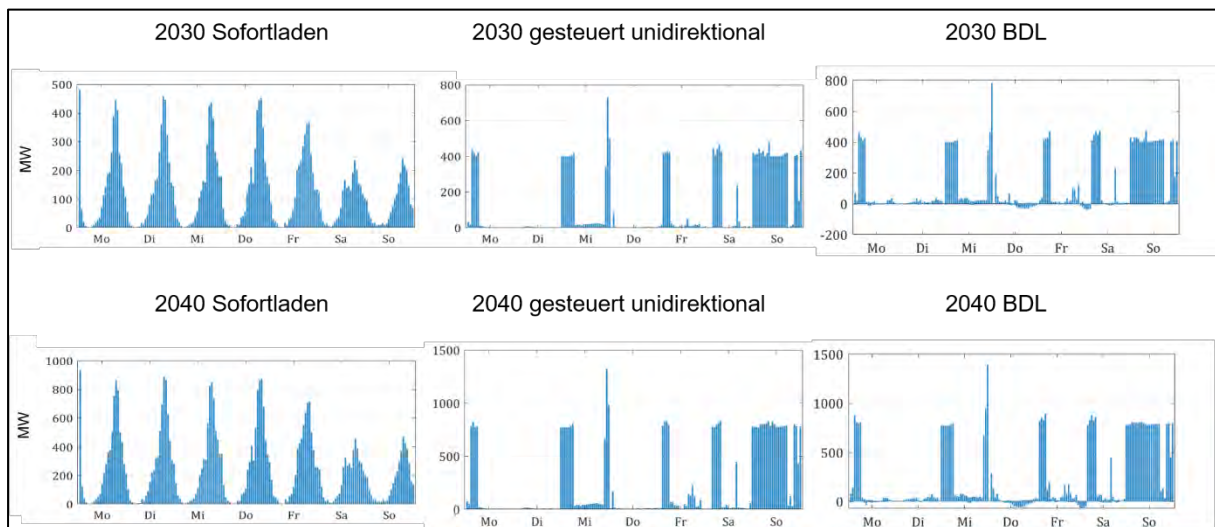


Abbildung 32: Durchschnittliche wöchentliche Ladeleistung aller E-PKW

Abbildung 33 visualisiert die EE-Anteile und die Gesamtladekosten exemplarisch für Schleswig-Holstein. Dabei konnte in den Simulationen gezeigt werden, dass durch den Einsatz von bidirektionalem Laden der Anteil erneuerbarer, abzuregelnder Ladeenergie (Überschussstrom) deutlich auf durchschnittlich 11 % gesteigert werden kann. Dabei können maximal 19 % der EE-Abregelungen vermieden werden. Hohe EE-Anteile werden, aufgrund des häufigen Abrufes von Einspeisemanagement, insbesondere in küstennahen Regionen erzielt. Hier kann durch den Einsatz von bidirektionalem Laden der EE-Anteil auf über 80 % gesteigert werden. Die Gesamtladekosten im Szenario des sofortigen Ladens unterscheiden sich nicht wesentlich von den Kosten im Szenario des kontrollierten Ladens. Dies ist auf den hohen Anteil der vom Markt bezogenen Energie in beiden Szenarien zurückzuführen. Die Kosten für den Stromeinkauf werden in den BDL-Szenarien zwar durch Einnahmen von bis zu 75 €/Jahr überkompensiert, die jährlichen Gesamtladekosten sinken jedoch aufgrund anderer Strompreiskomponenten selbst an den Netzknoten mit Abregelung nur um durchschnittlich 20-27 %.

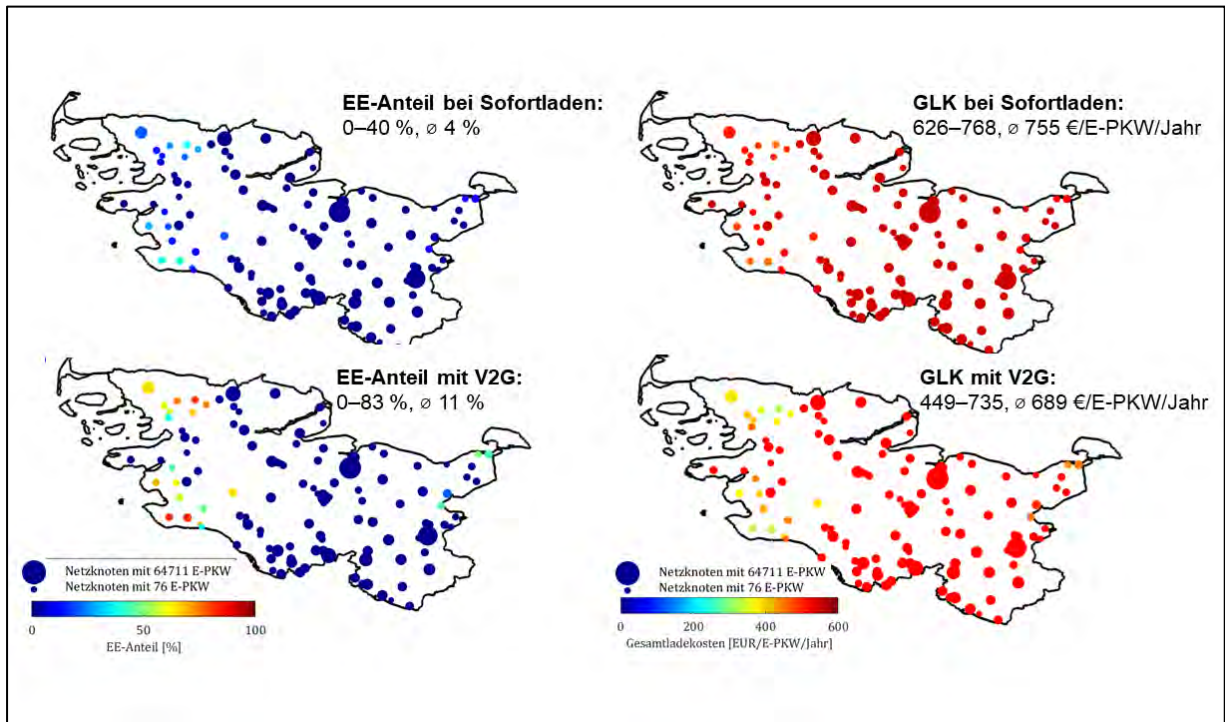


Abbildung 33: Räumliche Verteilung des durchschnittlichen EE-Anteils und der Gesamtladekosten (GLK) im Jahr 2040

Im BDL-Szenario stellen E-PKW an Netznoten mit EE- Abregelung ihre Batterien als rückspeisefähige Flexibilität zur Verfügung. Dadurch steigt die Anzahl der Batterievollzyklen dieser E- PKW im Jahr 2030 um bis zu 70 %. Durchschnittlich erhöht sich die Anzahl der Batterievollzyklen jedoch nur um ca. 25 %. Aufgrund der größeren E-PKW-Flotte, verringert sich zudem die verstärkte Nutzung der Batterien bis zum Jahr 2040. Die Anzahl der jährlichen Vollzyklen ist dann noch maximal um 50 % größer als jene von E-PKW ohne V2G. Die verstärkte Nutzung von EE-Strom hat zur Folge, dass die CO₂-Emissionen eines E-PKW im Falle des uni- und bidirektionalen gesteuerten Ladens von ca. 105 gCO₂/km auf ca. 95 gCO₂/km sinken.

Simulation des Akteursverhaltens mithilfe des agentenbasierten Simulationsmodells PowerACE

Zur Untersuchung des Akteursverhaltens und der Wechselwirkungen bidirektionaler Ladeflotten mit dem europäischen Elektrizitätsmarkt wurde am KIT das agentenbasierten Simulationsmodells PowerACE erweitert. Gesteuertes und bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen wird dabei durch die Integration eines Agenten mit der Rolle des EV-Aggregators umgesetzt. Dieser Agent vermarktet die Strombedarfe und Flexibilitäten von Elektrofahrzeugen am in der Simulation dargestellten Day-Ahead Markt. Zur Abbildung der bidirektionalen Ladefähigkeit und der Untersuchung der Rückwirkungen auf den europäischen Strommarkt wurden drei Modellierungsansätze gekoppelt. Zunächst wurde die Entwicklung der

Elektrofahrzeugzulassungen in Deutschland mittels eines Bass-Diffusions-Modell dargestellt. Anhand von Zielzahlen bestimmter Stichjahre und jährlichen Zulassungszahlen werden so Szenarien für die langfristige Entwicklung der EV-Durchdringung entwickelt. Anschließend werden den prognostizierten EV-Flotten mittels eines weiterentwickelten Adaptionmodells geeignete Fahrprofile basierend auf Daten von individuellem Mobilitätsbedarf zugeordnet. Diese Fahrprofile enthalten detaillierte Informationen über das Mobilitätsverhalten von Elektrofahrzeugen in Deutschland und ermöglichen so eine Abschätzung der Flexibilitätspotentiale (Ladeort, Standzeit, Ladeleistungen) von Elektrofahrzeugen. Zuletzt wurde zur Untersuchung der Strommarkteffekte ein Ladeplanungs-Algorithmus entwickelt und in die agentenbasierte Simulationsumgebung integriert, mithilfe welchem optimale Zeitpunkte sowie die Länge von Lade- und Entladevorgängen bestimmt werden können. Das Ziel der als Optimierungsproblem formulierten Ladeplanung ist dabei die Minimierung der Ladekosten. Die Logik des implementierten Agenten stellt sicher, dass die Mobilitätsbedürfnisse der Kund:innen für alle Ladevarianten stets befriedigt werden.

Mithilfe dieser in PowerACE integrierten Methodik können eine Vielzahl von Strommarkteffekten untersucht werden. So führt das Modell in stündlicher Auflösung Angebot- und Nachfragegebote zusammen und berechnet daraus das Strommarktergebnis, welches u.a. Informationen über Preise, Nachfrage, Erneuerbare Einspeisung, Kraftwerks- und Flexibilitätseinsatz enthält. Darüber hinaus werden einmal jährlich Investitionsentscheidungen über Kraftwerks- und Flexibilitätsneubau getroffen. Dabei werden die kostenoptimalen Investitionen unter Berücksichtigung von beispielsweise politischen Rahmenbedingungen, Interkonnektorenkapazität, CO₂- und Brennstoffpreisen getätigt. Eine schematische Darstellung des Strommarktmodells PowerACE sowie wichtiger Agenten ist in Abbildung 34 abgebildet.

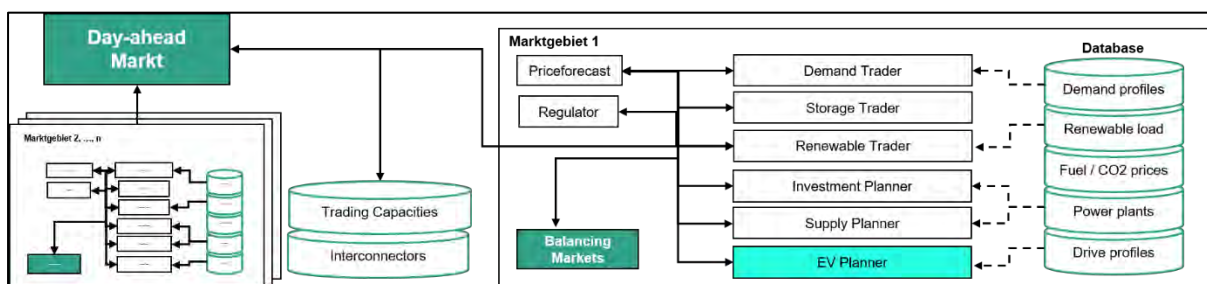


Abbildung 34: Schematische Darstellung des agentenbasierten Simulationsmodells PowerACE

Im Rahmen von BDL wurden verschiedene Szenarien für die PowerACE-Strommarktsimulationen definiert und untersucht. Hierbei wurden Parameter wie beispielsweise Fahrzeuganzahl, Ladeleistung und Mindestreichweite definiert und verschiedenen Lademodi (ungesteuertes, gesteuertes und bidirektionales Laden) betrachtet. Außerdem wurden in den Szenarien die technischen und regulatorischen

Marktbedingungen der Strommarktsimulationen definiert. Die entwickelten Szenarien wurden hierbei bereits vor Beginn der derzeitigen Ukraine Krise definiert und berücksichtigen daher nicht die veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie höhere Preise für Primärenergieträger und gestiegene Anforderungen an die Versorgungssicherheit.

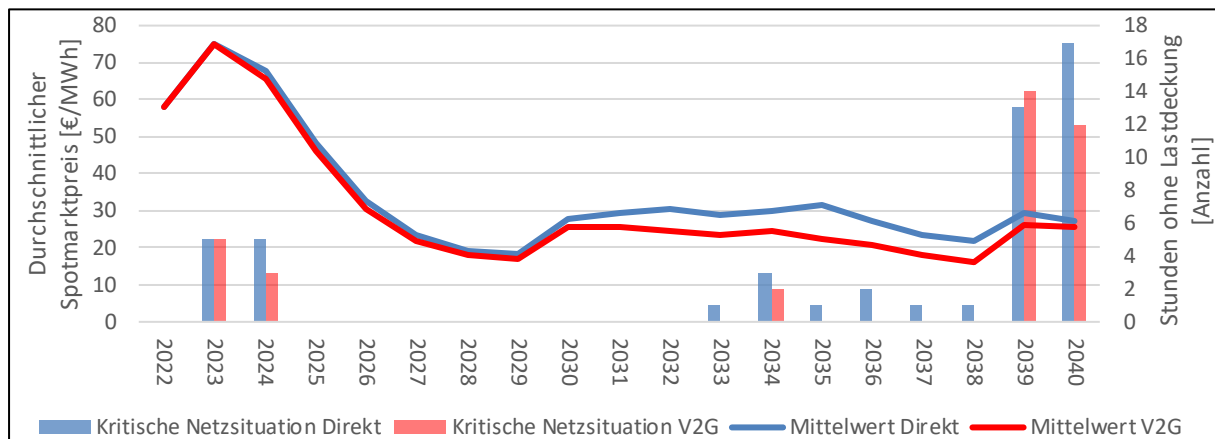


Abbildung 35: Jährliche Durchschnittsstrompreise im Szenario mit direktem ungesteuerten und V2G gesteuerten Laden

Die simulativen Ergebnisse der Entwicklung des Strommarkts für die Varianten direktes Laden und bidirektionales Laden sind in Abbildung 35 dargestellt. Die jährlichen Durchschnittspreise steigen in Folge des Atomausstiegs im Jahr 2023 auf durchschnittlich ca. 75 €/MWh an. Im Anschluss sinken die Preise in den betrachteten Szenarien, wobei sich mit zunehmender Anzahl an Elektrofahrzeugen zeigt, dass bidirektionales Laden im Vergleich mit ungesteuerten Laden zu einem bis zu 10 €/MWh niedrigeren durchschnittlichen Preisniveau führt. Dies ist primär auf die zusätzliche Flexibilität durch angepasste Ladevorgänge zurückzuführen, welche ebenfalls zu einer niedrigeren Anzahl an Stunden ohne vollständige Lastdeckung beitragen. Das Absinken des durchschnittlichen Preisniveaus in den 2030er Jahren ist u.a. auf den Zubau erneuerbarer Energien zurückzuführen, welche gemäß der Gebotsstrategie Strom zu Grenzkosten von 0 €/MWh bieten. Weiter haben Variationsrechnungen mit 15 Mio. Fahrzeugen bis 2030 im Vergleich zum Basisszenario mit 10 Mio. Fahrzeugen bis 2030 gezeigt, dass ein schneller Hochlauf der Elektromobilität ein um ca. 5 €/MWh höheres Strompreisniveau zur Folge hat. Diese Erhöhung des Preisniveaus kann durch den Einsatz von bidirektionaler Ladetechnologie (über-)kompensiert werden.

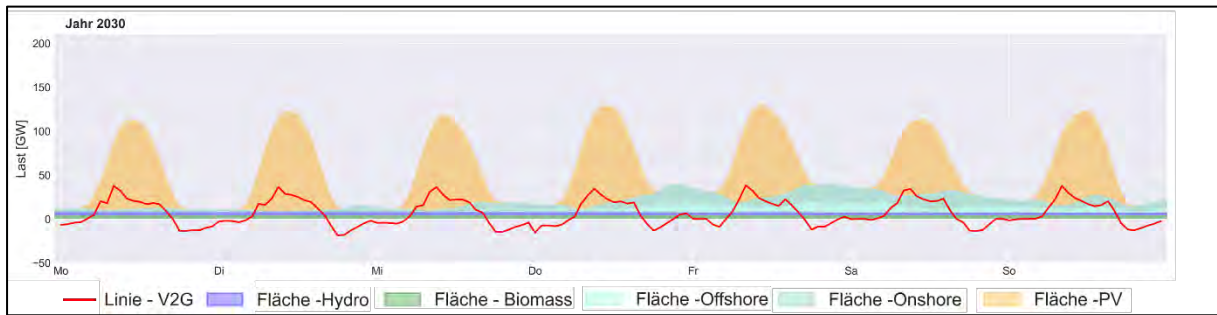


Abbildung 36: Exemplarischer Lastgang bidirektionaler Elektrofahrzeuge und Einspeisung Erneuerbarer Energien

Abbildung 36 zeigt einen exemplarischen Lastgang mit dem Einsatzprofil der bidirektional ladenden Elektrofahrzeugflotte sowie die Einspeisung aus erneuerbarer Erzeugungsanlagen. Insbesondere der starke Ausbau von Photovoltaikanlagen führt dazu, dass am Strommarkt eine gewisse Regelmäßigkeit zu beobachten ist, bei welcher häufig mittags ein Überschuss und abends Knappheit an erneuerbarer Energie herrscht. Die resultierende Residuallast wird durch den Einsatz von bidirektionalem Laden geglättet und führt zu positiven Erträgen. Abbildung 6 zeigt die marktbedingte Abregelung erneuerbarer Energien. Die vermehrte Nutzung erneuerbarer Energien im Falle bidirektional ladender Elektrofahrzeuge führt zu einer Reduktion marktbedingter Abregelung erneuerbarer Energie um bis zu 30 % in den Jahren 2030-2040.

Weiter zeigen die Simulationen, dass der Arbitrage-Handel durch bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge auch auf Ebene der Einzelfahrzeuge vorteilhaft sein kann. In Abbildung 37 sind die Ladekosten verschiedener Haushalte im Falle direkten und bidirektionalen Ladens dargestellt. Die Einsparpotentiale variieren dabei je nach betrachtetem Zeitraum. Im kurzfristigen Marktumfeld können Einsparpotentiale von jährlich bis zu 500 €/Haushalt realisiert werden. In der Folge der modellendogen sinkenden Großhandelspreise sinken die Einsparpotentiale im Zeitverlauf ab, wobei jedoch zu betonen ist, dass V2G auch in dieser Marktumgebung für die Haushalte Kostenvorteile bietet. Die erreichbaren Erlöspotentiale variieren dabei stark in Abhängigkeit des dem Haushalt zugrundeliegenden Mobilitätsprofils.

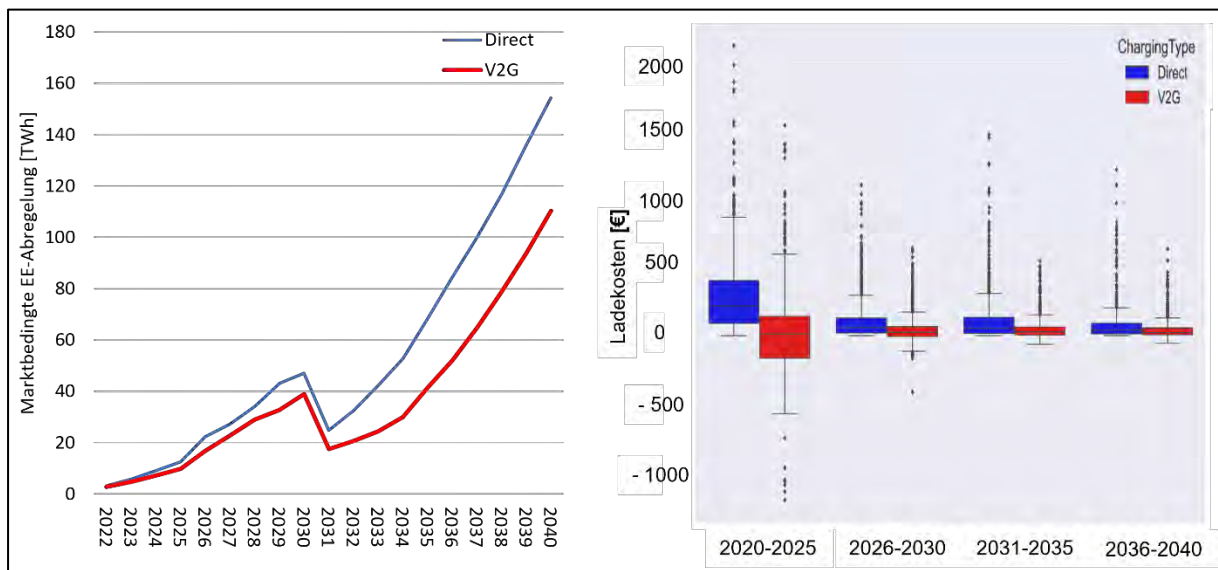


Abbildung 37: Marktbedingte Abregelungen von EE-Energie (links) und Ladekosten (rechts) im Szenario mit direktem ungesteuerten und V2G gesteuerten Laden

Als Folge einer wachsenden Anzahl an Elektrofahrzeugen sind Sättigungseffekte zu beobachten. So führt, vor allem in den 2030er Jahren die große Anzahl an Elektrofahrzeugen zu stärkerem Wettbewerb und es ist ein glättender Preiseffekt durch die von Fahrzeugen induzierte Nachfrage/Angebot beobachtbar. Dieser Preiseffekt ist im Modell stark ausgeprägt, dies stellt durch die Optimierung der gesamten Flotte eine Überschätzung des Effekts im Vergleich zu real erwartbarem Marktverhalten dar. Bei der Diskussion des langfristigen Erlöspotentials sollte jedoch der Paradigmenwechsel bidirektional geladener Flotten vom Pricetaker zu einem Pricemaker nicht vernachlässigt werden.

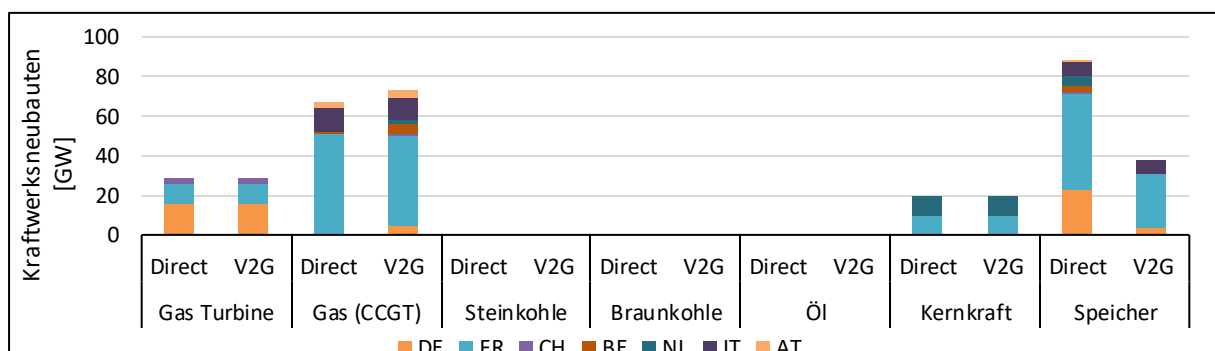


Abbildung 38: Kraftwerkeinvestitionen im Szenario mit direktem ungesteuerten und V2G gesteuerten Laden

Abbildung 38 zeigt die modellendogenen Kraftwerks- und Flexibilitätsinvestitionen in den modellierten Marktgebieten. Bidirektional landende Elektrofahrzeuge substituieren in den Simulationen eine signifikante Menge an Investitionen in Großspeicher. So wurden im Szenario direktladender Elektrofahrzeuge in den betrachteten

Marktgebieten in 89 GW Speicherkapazität investiert, während im Szenario mit bidirektional landenden Elektrofahrzeugen mit ca. 38 GW weniger als die Hälfte an Speicherinvestitionen getätigt wurden.

Teilprojekt 4 Lokale Anwendungen „behind the meter“ (BMW)

Das Teilprojekt 4, „Lokale Anwendungen“ befasste sich mit all denjenigen Use Cases und Lösungsbeiträgen für den Architekturumfang „hinter dem Netzanschlusspunkt / Stromzähler“. Darin enthalten sind:

- Die Erstellung der „BiLi“-App als das Anzeige- und Bedienelement für die Kund:innen
- Konzepte für den weiteren Ausbau von Anzeige- und Bedienfunktionen auf der BiLi-App
- Konzepte zur weiterführenden Vernetzung und Systemintegration von Elektrofahrzeug, BDL-Wallbox und Heimenergie-Managementsystemen (HEMS)

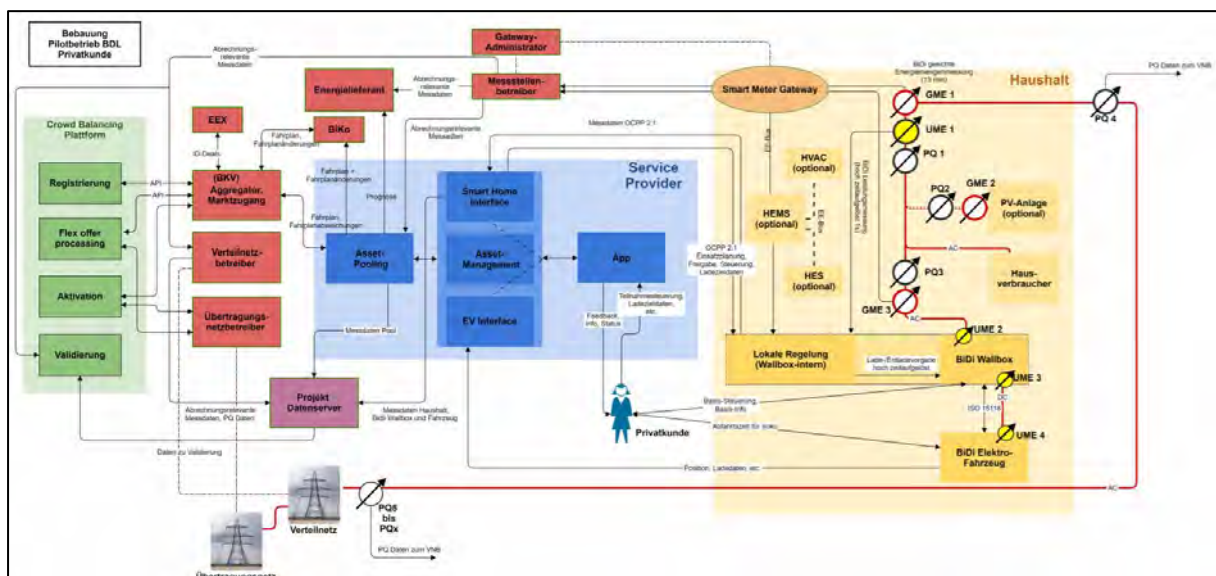


Abbildung 39: Systemarchitektur für die Zielgruppe „Privatkunden“

Die „BiLi-App“

Die BiLi-App wurde fokussiert auf die notwendigen Interaktionen des bidirektionalen Ladens angelegt als Ergänzung zur serienmäßigen „My BMW-App“, welche bereits die Grundfunktionen zum konventionellen Laden abdeckt wie die Einstellung des Lademodus, einer einzelnen Abfahrtszeit oder auch eines Wochenplans und die Anzeige der Ladehistorie.

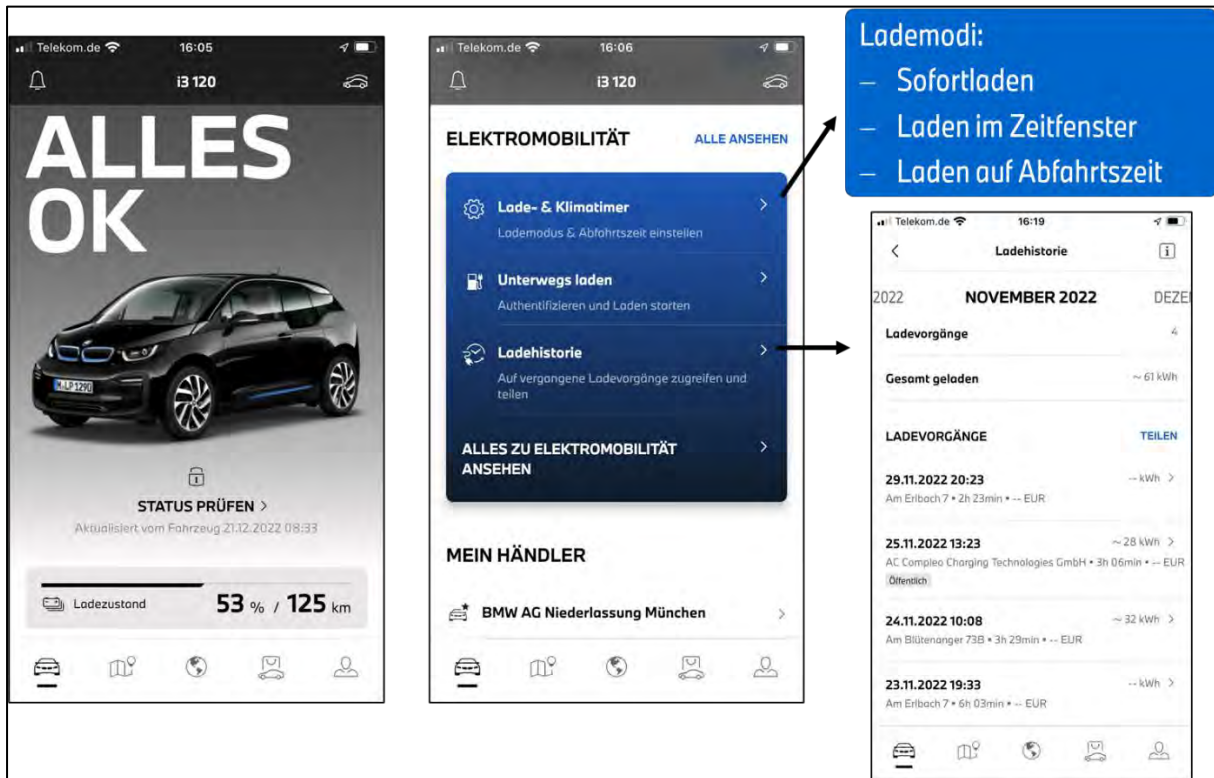


Abbildung 40: „My BMW“ – App: Lade-Grundfunktionen.

Die BiLi-App wurde ergänzend dazu angelegt für die Funktionen:

- Einstellung eines Ziel-SoC
- Umschalten von Sofortladen auf bidirektionales Laden und umgekehrt
- Anzeige der Richtung des Leistungsflusses (Laden bzw. Entladen), Zielpunkt des Leistungsflusses (Fahrzeug – Gebäude – Stromnetz)
- Anzeige einer Ladehistorie mit Lade- und Entlademengen
- Integrierte Supportfunktion (Fragen & Antworten, Ticketsystem zur Meldung von Fragen und Problemen an den Kundensupport)

Um den Entwicklungsaufwand günstig zu halten und auch Weiterentwicklungsschritte bei laufendem Pilotbetrieb schnell einfließen lassen zu können, wurde die BiLi-App als „Web-App“ konzipiert.

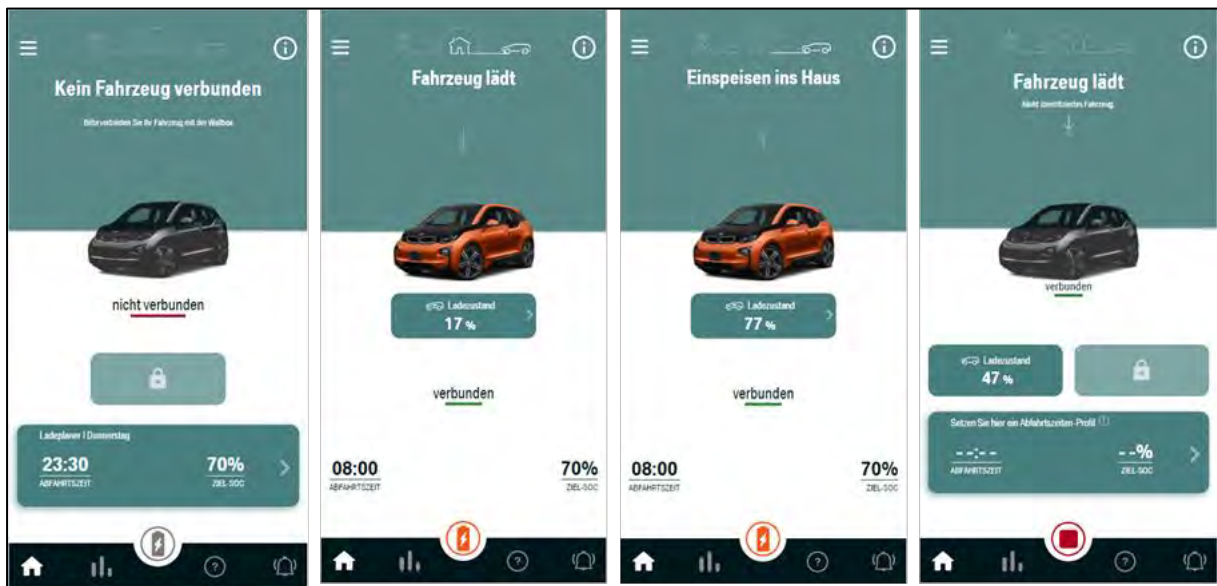


Abbildung 41: „BiLi-App“ App Dashboard: Erster Berührungspunkt und Zentrale.

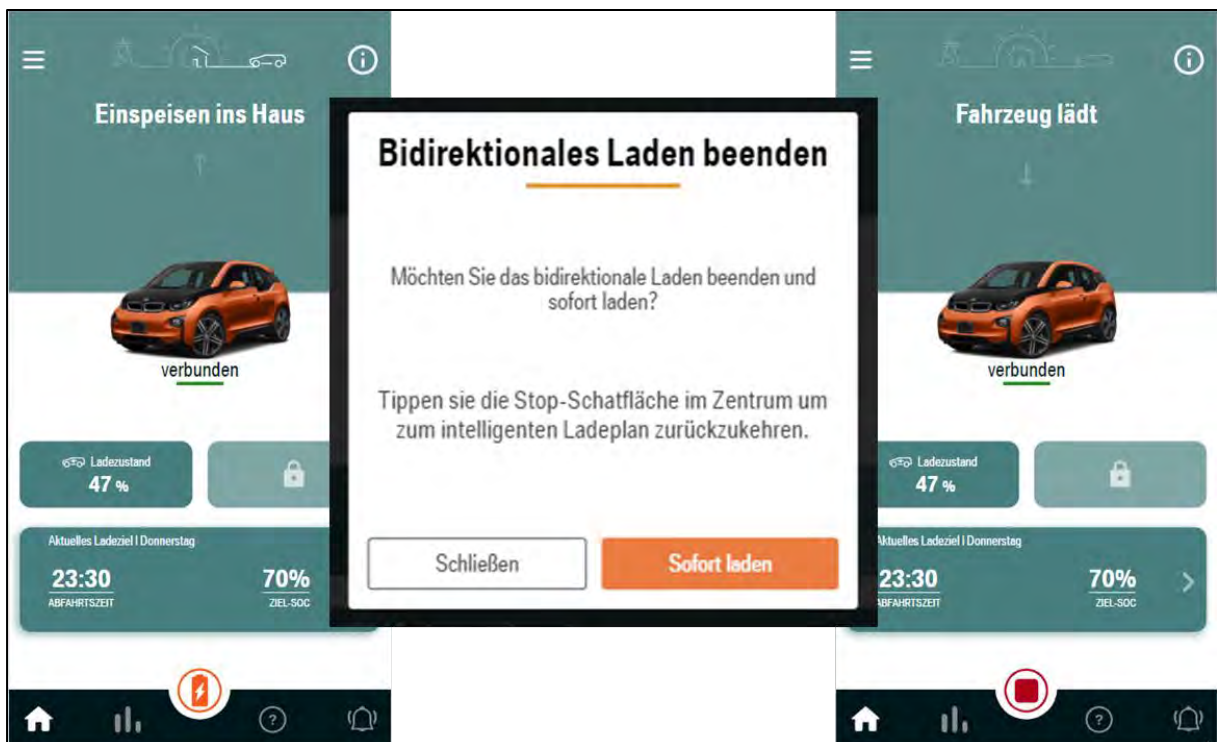


Abbildung 42: Interaktion in der "BiLi-App" – Sofortladen

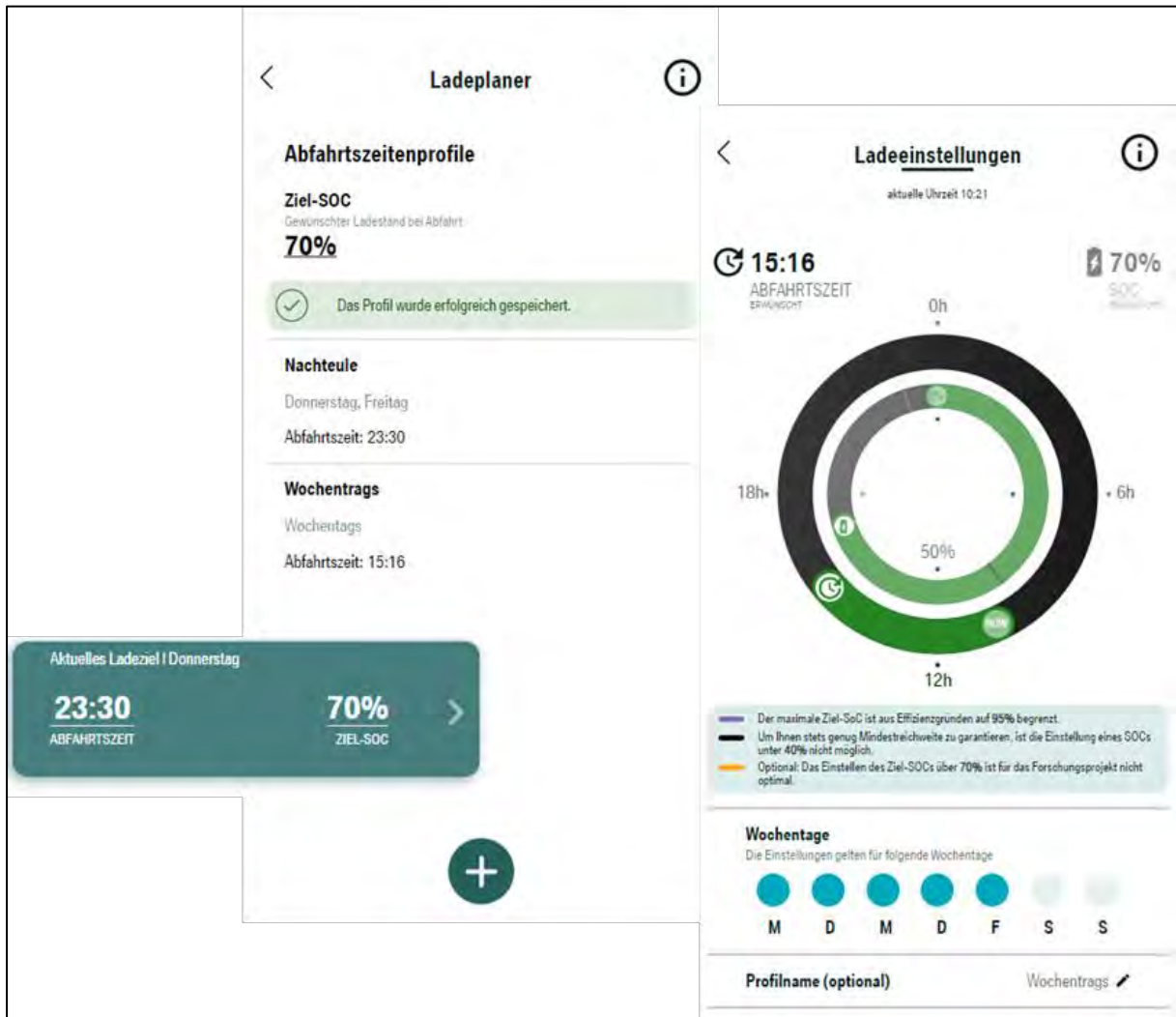


Abbildung 43: Interaktion in der „BiLi-App“ – Ladezieldaten

Für den Pilotbetrieb wurde die BiLi-App zunächst als „Minimum Viable Product“ (MVP) angelegt nur mit einem sehr einfach gehaltenen Funktionsumfang. Dieser wurde im Verlauf des Pilotbetriebs auf Basis der Kundenrückmeldungen stetig erweitert. Beispielhaft sei hier auf die Ladehistorie verwiesen: diese umfasste in der finalen Version die wöchentliche Bilanz der geladenen und entladenen Energiemengen sowie Veränderungen zur Vorwoche.



Abbildung 44: Ladehistorie in der finalen Version

Konzepte für den künftigen Ausbau von Anzeige- und Bedienfunktionen

Sowohl Pilotkund:innen als auch Experten regten an, das Informationsangebot zu erweitern auf den gesamten Energiefluss im Kundenhaushalt. Eine Übersicht gibt hierzu Abbildung 34.

Konzepte zur weiterführenden Vernetzung und Systemintegration von Elektrofahrzeug, BDL-Wallbox und Heimenergie-Managementsystemen (HEMS)

Bei zukünftigen Umsetzungen sind dazu weitere Voraussetzungen zu schaffen, wie

- Systemarchitektur zum umfassenden Datenaustausch im Kundenhaushalt. Hier wird das intelligente Messsystem iMSyS mit dem Smartmeter Gateway und dessen HAN-Schnittstelle (home area network) eine besondere Bedeutung bekommen, da an der HAN-Schnittstelle alle in einem Haushalt installierten Zähler (Netzbezug, PV-Einspeisung, Unterzähler für Wärmepumpe und / oder Wallbox) vernetzt und zur Weiterverarbeitung abgegriffen werden können.
- Klare Strategie bei der Frage, ob die Kund:innen alle Informationen auf einer App oder verteilt auf verschiedene Apps – ggf. auch verschiedener Anbieter erwartet oder akzeptiert – siehe Abbildung 35.

- Standardisierte Datenformate. Unabhängig von der strategischen Variante ist die Voraussetzung für die technische Machbarkeit eine umfassende Standardisierung des Datenaustauschs im Rahmen eines holistischen Heimenergiemanagements. Ebenso erscheint die Setzung funktionaler Standards, z.B. für eine Nulllastregelung und Use Cases als Voraussetzung für interoperable Komponenten und Systemlösungen (Abbildung 36).

Anforderung	Quelle (Projekt)
Anzeige des Ladeplans & aller Informationen, die für Berechnung des Ladeplans verwendet werden (vollständige Transparenz!)	BDL: Interviews, Pilot
Lade-/Performancestatistiken	BDL: Interviews, Labortest
Feedback zu Lade-Einstellungen & Auswirkungen auf Ladeplan, Integration von Ratschlägen zu besseren Lade-Einstellungen/ Verbraucherverhalten ^[10]	BDL: Interviews, BiLi-Expertenevaluation
Preisüberblick, Forecast: Statistiken zu Preisentwicklung	BDL: Interviews
Warnungen bei Systemstörungen oder Problemen für SOC-Erreichung über andere Kanäle (SMS, Notification, etc.) + Hilfe zur Systemwiederherstellung	BDL: Interviews, Pilot
Feedback in Form von Benachrichtigungen ^[4]	ELVIIS
Visualisierung durch (farbiges) Graphical User Interface mit Gegenüberstellung von Stromverbrauch und -erzeugung ^[4,10,11] , für jede zeitliche Auflösung (z.B. Tag, Woche, Jahr)	BDL: Labortest, Pilot, ELVIIS
Integration von Incentives, beispielsweise durch Prämien- oder Bonusssystem ^[9] ; Gamification	BDL: Interviews GL3.0, INEES BDL: Gamification
Bonussysteme: transparente Berechnungsbasis	BDL: Pilot

Abbildung 45: Anforderungen zur Weiterentwicklung von BDL-Apps



Abbildung 46: Mögliche Strategien zur Erfüllung der Kundenanforderungen

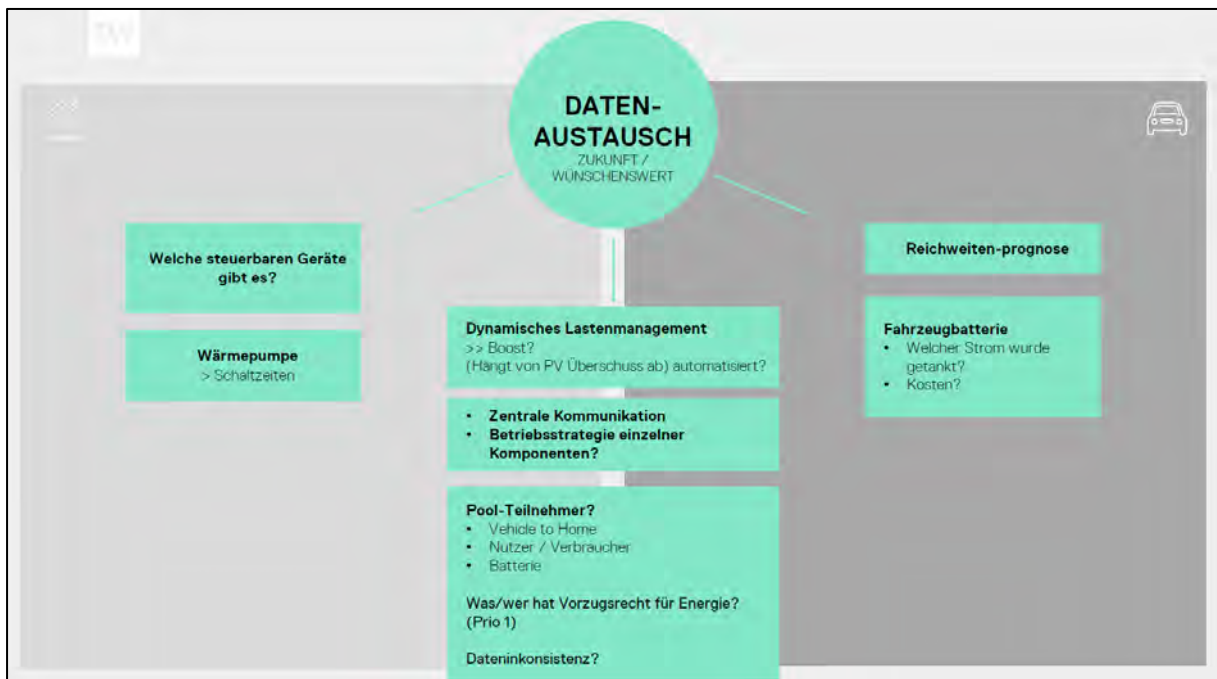
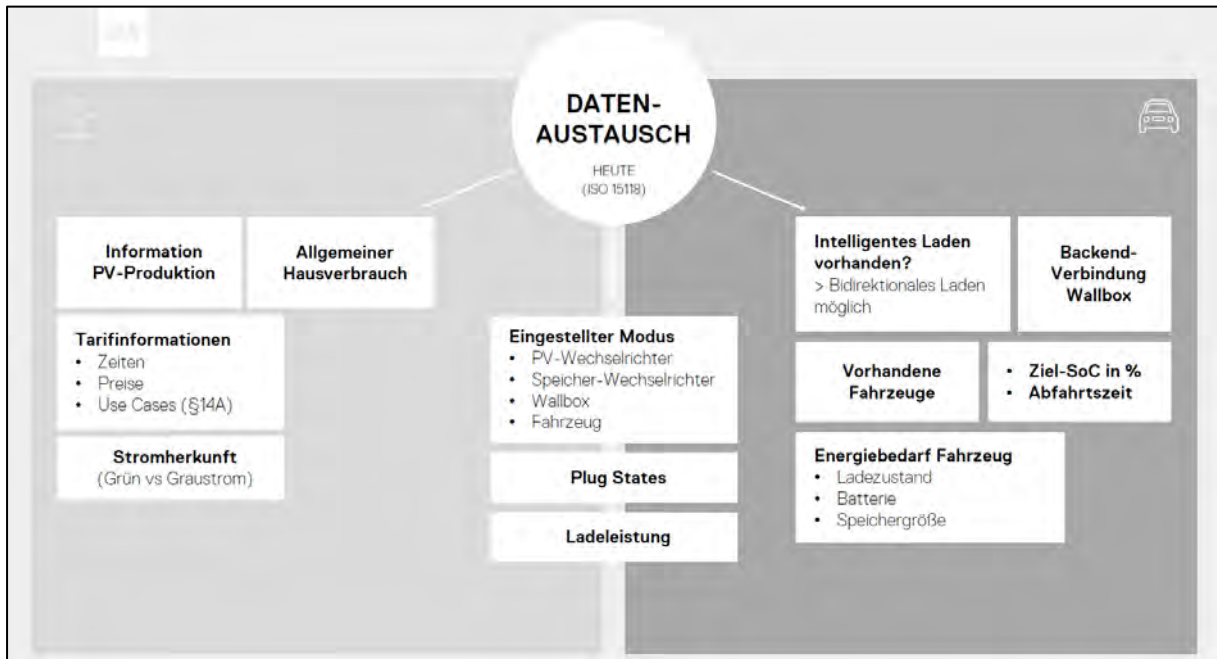


Abbildung 47: Datenaustausch und Standardisierungsbedarf heute und zukünftig

Diese Ergebnisse wurden in mehreren Workshops, auch zusammen mit Verbundpartnern wie Fa. Viessmann und Fa. E.On erarbeitet.

Teilprojekt 5 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Das Teilprojekt 5 bzw. das Teilvorhaben der TenneT basierte auf der Idee, die Speicherkapazitäten der Elektrofahrzeuge intelligent bei der Steuerung der Stromnetze einzubinden. Dazu wurden die mobilen Speicher für die Erbringung von Flexibilität als Systemdienstleistung (FCR) und für das Engpassmanagement (Redispatch) eingesetzt. Die Nutzung der Speicherkapazitäten erfolgte über die Steuerung des Ladevorgangs, wobei neben der Beladung der Elektrofahrzeuge durch Aktivierung bzw. Unterbrechung des Ladevorgangs auch die Rückspeisefähigkeit der Elektrofahrzeuge getestet wurde.

Die Herausforderung der hohen Zahl und Mobilität der Elektrofahrzeuge musste bei der Entwicklung der standardisierten Prozesse berücksichtigt werden. Hierfür wurde die von TenneT außerhalb des BDL-Projektes entwickelte Equigy-Crowd Balancing Plattform eingesetzt. Nach der Anbindung der Systeme von BMW und Next Kraftwerke an diese Plattform konnte der zuvor entwickelte End-to-End-Prozess für Redispatch unter realen Bedingungen im Pilotbetrieb mit Privathaushalten erfolgreich erprobt werden. Details zum Use Case Redispatch sind im Kapitel „V2G Redispatch“ enthalten.

Für die Erbringung von FCR aus (bidirektionalen) Elektrofahrzeugen wurden im BDL-Projekt gemeinsam mit Konsortialpartnern ein Vorschlag zur Anpassung und Vereinfachung der Präqualifikationsbedingungen erarbeitet und bei den zuständigen Gremien der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber eingereicht. Die Erprobung der Erbringung von FCR aus bidirektionalen Elektrofahrzeugen erfolgte in einer Laborumgebung u. a. auch direkt an der echten Netzfrequenz. Der Fokus lag dabei auf der technischen Machbarkeit und auf der Reaktionsfähigkeit der bidirektionalen Wallbox sowie des Elektrofahrzeuges. Details zum Use Case FCR sind im Kapitel V2G Primärregelleistung enthalten.

Für den Einsatz der Speicherkapazitäten der bidirektionalen Elektrofahrzeuge als Systemdienstleistung (FCR) und für das Engpassmanagement (Redispatch) bildete der aktuelle regulatorische Rahmen den Ausgangspunkt für die Entwicklung zukunftsfähiger Konzepte unter Berücksichtigung der zu erwartenden Veränderungen in der Energiewirtschaft. Ausgehend von diesem Ausgangspunkt unterstützte TenneT bei der Ausarbeitung von zahlreichen Positionspapieren und Stellungnahmen zu regulatorischen Themen (u.a. INuZ, §14a, Stufenmodell) das Projektkonsortium fachlich und inhaltlich. Insbesondere war TenneT hauptverantwortlich für die Erstellung und Abstimmung des BDL-Positionspapiers V2G „Bereitstellung von

Systemdienstleistungen aus Elektrofahrzeugen mit bidirektionalem Lademanagement“³⁸

Zur Umsetzung des BMW-Use Cases „Peak-Shaving“ wirkte TenneT im Rahmen des BDL-Projektes als Flottenkunde mit. TenneT hat als Flottenkunde 5 BMW i3 Fahrzeuge inkl. Wallboxen zur Umsetzung des BMW-Use Cases „Peak Shaving“ erhalten. Die Installationskosten zum Aufbau der dazu erforderlichen Ladeinfrastruktur trug TenneT selbst. Der Use Case konnte erfolgreich umgesetzt und getestet werden. Insbesondere wurde im Rahmen der Inbetriebnahme der fünf Wallboxen festgestellt, dass für die DC-seitige Rückspeisung kein einheitliches VDE-Prüfverfahren für die Erstprüfung existiert. Zur Schließung der Lücken in den vorgenannten VDE-Vorschriften wurden entsprechende Vorschläge über den Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH) an die relevanten Normungsgremien weitergeleitet. Der Use „Case Peak-Shaving“ ist nicht Gegenstand des TenneT-Teilvorhabens „Systemdienstleistungen und Blockchain“.

Insgesamt wurden alle Ziele des TenneT-Teilvorhabens bzw. des Teilprojekts 5 erfolgreich erreicht.

Teilprojekt 6 Nutzerforschung / Nutzerfreundlichkeit

Ziel des **Teilvorhabens "Nutzerforschung/Nutzerfreundlichkeit"** war es, eine möglichst hohe Akzeptanz bei potenziellen Endanwenderinnen und Endanwendern zu erreichen. Nutzerseitige Akzeptanz sowie die Vermarktbarkeit der angestrebten Energie-Dienstleistungen sind für den Markthochlauf der Elektromobilität essentiell. So sollen durch ein verbessertes Kosten-Nutzen-Verhältnis (Reduzierung von Bereitstellungs- und Ladekosten; monetärer Gewinn aus den innovativen Anwendungsfällen) Kaufhemmnisse auf Verbraucherseite reduziert werden. Hierbei spielt auch die Wahrnehmung des Angebotes als neu und innovativ durch die Kund:innen eine wichtige Rolle.

Das **Arbeitspaket 6.1. „Anforderungsanalyse für V2X-Systeme“** bildete die Grundlage für alle nachfolgenden Arbeitspakete. Ziel des Arbeitspakets war die Sammlung, Systematisierung und Priorisierung von Fragestellungen aus interner und externer Sicht, um Anforderungen an die Nutzerstudien abzuleiten. Hierfür wurde zunächst eine Literaturanalyse des aktuellen Forschungsstandes der Wissenschaft und Technik zum Thema V2X mit Fokus auf die Nutzerperspektive durchgeführt.

³⁸ <https://www.ffe.de/projekte/bdl/>

Aufbauend auf der Identifizierung von Forschungslücken aus der bestehenden Literatur wurden zwei qualitative, leitfadenbasierte Interviewstudien durchgeführt: mit erfahrenen Elektrofahrzeugnutzenden sowie PV-Anlagenbesitzerinnen und -besitzern (B2C; $N=14$) und mit erfahrenen E-Flottenmanagerinnen und -managern (B2B; $N=5$). Die teilnehmenden B2C-Kund:innen beschrieben im Rahmen des Interviews Use Case-spezifische Vor- und Nachteile des bidirektionalen Ladens sowie ihre Motivationen/ Anreize und Bedenken/ Hemmnisse in Bezug auf eine Nutzung. Außerdem erörterten Sie, welche Anforderungen sie an unterschiedliche Komponenten des bidirektionalen Lademanagements haben. Durch die Befragung von potenziellen B2B-Kund:innen konnte ergänzend ein erstes Meinungsbild hinsichtlich deren Einschätzungen zum bidirektionalen Lademanagement erfasst sowie konkrete Anforderungen und Anliegen identifiziert werden³⁹.

Zusätzlich zur externen Sicht potenzieller Kundengruppen erhob das Team der Nutzerforschung auch die interne Perspektive auf das bidirektionale Laden im Rahmen von Partnerinterviews. Die am Projekt beteiligten Partner ergänzten die Fragestellungen aus der Literatur sowie aus den Interviews um ihre Perspektive. Im Verlauf des Arbeitspakets 6.1 wurden zudem insgesamt drei Expertenworkshops (Universität Passau, KIT, BMW Group, TU Chemnitz) durchgeführt, welche zum einen der Diskussion und Integration der Ergebnisse dienten, zum anderen der Identifikation von relevanten Themen und Fragestellungen für weitere Arbeitsschritte. Alle gesammelten Fragestellungen flossen in die Erstellung eines Forschungsplans ein, welcher die Schwerpunkte der Nutzerforschung im Projekt BDL reflektiert und somit die Grundlage für die Arbeitspakete 6.2 sowie 6.3 darstellt (Tabelle 5).

³⁹ Kämpfe, B., Zimmermann, J., Dreisbusch, M., Grimm, A. L., Schumann, J. H., Naujoks, F., Keinath, A., & Krems, J. (2022). Preferences and Perceptions of Bidirectional Charging from a Customer's Perspective—A Literature Review and Qualitative Approach. *Electrified Mobility* 2019, 177-191

Arbeitspaket 6.2	Arbeitspaket 6.3
<p>Motivationen und Bedenken</p> <p>Identifikation der Hauptmotivatoren sowie der vorwiegenden Hemmnisse für die Nutzung bidirektionalen Ladens</p>	<p>Gamifizierte Feedbackgestaltung</p> <p>Erstellung motivierender Feedbackmechanismen zum bidirektionalen Nutzungsverhalten</p>
<p>Regulatorik</p> <p>Erhebung der Nutzerperspektive zur Regulierung netzdienlichen Ladens</p>	<p>Informationsentwicklung (App-Onboarding)</p> <p>Untersuchung von Gestaltungsmöglichkeiten des App-Onboardingprozesses</p>
<p>Einstellung gegenüber Elektromobilität & BDL</p> <p>Messung der Bevölkerungseinstellung zu Elektromobilität sowie zu bidirektionalem Laden</p>	<p>Usability-Tests*</p>
<p>Tarifgestaltung</p> <p>Analyse von Nutzerpräferenzen zur Ausgestaltung eines V2G Ladetarifs sowie zu den Vertrags- und Geschäftsmodellkomponenten (z.B. Kompensationsform, Vertragspartner)</p>	
<p>Customer Value (Wertwahrnehmung von Strom)</p> <p>Untersuchung der Wertewahrnehmung des Stromes durch die Nutzerinnen und Nutzer</p>	

Tabelle 5: Forschungsplan der Nutzerforschung

Anmerkungen. *In Arbeitspaket 6.3 wurden die thematischen Schwerpunkte bedarfsorientiert im Verlauf des App-Entwicklungsprozesses insbesondere von BMW definiert.

Auf Grundlage des Arbeitspaketes 1 und den identifizierten Forschungslücken, hatte das **Arbeitspaket 6.2. „Nutzerpräferenzanalysen zur Angebots- und**

Anreizgestaltung“ zum Ziel, parallel zu den Hard- und Softwareentwicklungen Nutzerpräferenzanalysen zur Angebots- und Anreizgestaltung durchzuführen.

Der Forschungsplan umfasste fünf Studien zu unterschiedlichen Themenschwerpunkten, um ein umfassendes Meinungsbild potentieller Nutzerinnen und Nutzer hinsichtlich dem Thema V2X, den Komponenten bidirektionalen Ladens sowie der Einordnung ins Gesamtenergieversorgungssystem abzubilden (Forschungsplan siehe Tabelle 5).

Die Präferenzen und Einstellungen der Nutzerinnen und Nutzer zum Themenfeld bidirektionales Laden wurden mittels Onlinebefragungen (Teilnehmerrekrutierung über professionelle Panelanbieter sowie zusätzlicher interner Elektromobilitätspool) erhoben.

Themenschwerpunkt der *ersten Studie* waren Motivationen und Bedenken potentieller Nutzerinnen und Nutzer im Kontext bidirektionalen Ladens. Dabei konnten finanzielle Anreize, Umweltschutz und eine effizientere Energienutzung die hauptsächlichen Motivatoren für bidirektionales Laden identifiziert werden, während der erforderliche Aufwand, Flexibilitätseinschränkungen sowie finanzielle Risiken die größten Teilnahmehemmnisse darstellen.⁴⁰

Die *zweite Studie* adressierte die Einstellungen der Bevölkerung zur Elektromobilität und baute auf Erkenntnissen aus einer Studie des Vorgängerprojekts „PREMIUM“ auf. In der Zeitreihenanalyse zeichnete sich ein geringfügig negativer Trend der Einstellungen gegenüber Elektromobilität in der Bevölkerung ab. Bidirektionalem Laden stehen die Befragten, allen voran jene in Besitz eines Elektroautos, jedoch überwiegend positiv gegenüber. Eine zielgruppenspezifische Ausrichtung der Vermarktung bidirektionalen Ladens mit besonderem Augenmerk auf Personengruppen mit hohem Interesse für Elektromobilität sowie die Betonung der Innovativität der Technologie sowie der Auswirkungen auf Umwelt und Energiewende erscheint sinnvoll.

Ergänzend hierzu wurde in den Monaten April und Mai 2021 auf eine Anfrage des Konsortialführers BMW Group eine *Forenanalyse* durchgeführt, welche ein aktuelles Stimmungsbild zu bidirektionalem Lademanagement in einschlägigen Online-Foren erfassen sollte. Die Analyse zeigte, dass bidirektionales Lademanagement bisher nur ein Randthema in einschlägigen Online-Foren darstellt. Trotz einiger Bedenken zeigte sich ein deutliches Interesse der Nutzerinnen und Nutzer am bidirektionalen

⁴⁰ Dreisbusch, M., Kellerer, F., Preuß, S., Scherrer, A. (2020). Sicht der Nutzer:innen. Anreizwirkungen und Restriktionen. In TÜV Rheinland Consulting GmbH (Hrsg.). *Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize. Anwendungsbeispiele und Handlungsbedarf*. <https://www.iit-berlin.de/publikation/gesteuertes-laden-von-elektrofahrzeugen-ueber-preisanreize/>

Lademanagement, speziell an den Use Cases Vehicle-to-Home (V2H) und Vehicle-to-Grid (V2G).

Die *dritte* Studie im Arbeitspaket 6.2 fokussierte die Nutzerperspektive auf netzdienliches Laden und dem zum Zeitpunkt der Studie laufenden Konsultationsprozess des BMWK zum §14a EnWG und der Regulierung flexibler Verbrauchsanlagen, zu welchen auch Elektrofahrzeuge zählen.

Zielsetzung war zum einen, die Akzeptanz einer gesetzlich verpflichtenden Teilnahme an einem möglichen Leistungsbestellsystem zu erfassen. Zum anderen wurden Nutzerpräferenzen zur Angebots- und Anreizgestaltung im Kontext netzdienlichen Ladens untersucht.

Die Ergebnisse wiesen darauf hin, dass eine geplante verpflichtende Teilnahme am Leistungsbestellsystem gerade für Personen, welche aktuell noch kein E-Fahrzeug besitzen, ein zusätzliches oder sogar ausschlaggebendes Kaufhemmnis darstellen könnte. Um negativen Konsequenzen für den angestrebten Markthochlauf von Elektromobilität vorzubeugen, könnte die Teilnahme am Leistungsbestellsystem insbesondere mit Blick auf Neukund:innen im Bereich Elektromobilität auf freiwilliger Basis angeboten und stattdessen auf eine attraktive Angebots- und Anreizgestaltung gesetzt werden⁴¹.

Im Rahmen der *vierten Nutzerbefragung* im AP 6.2 wurden potentielle Ladetarife und Geschäftsmodelle für bidirektionales Laden betrachtet. Die Studie wurde in Zusammenarbeit mit dem Projektpartner KIT durchgeführt. Dabei wurden Zahlungsbereitschaften mittels des „van Westendorp Price Sensitivity Meters“ für einen zweistufigen V2G-Ladetarif untersucht sowie Präferenzen zu u.a. Kompensations- und Erwerbsmodalitäten und Initialkosten abgefragt.

Die Studie zeigte, dass die bidirektionale Ladetechnologie bei der Mehrheit der Teilnehmenden grundsätzlich auf Interesse stößt. Dabei erwiesen sich über alle Befragungsgruppen hinweg finanzielle Anreize als wichtigster Treiber für bidirektionales Laden. Für Elektroautofahrerinnen und Elektroautofahrer spielen für die Nutzung bidirektionalen Ladens darüber hinaus in höherem Maße auch nicht-finanzielle Aspekte (Klimaneutralität, Netzdienlichkeit) eine Rolle. Die Befragten präferierten als Kompensationsform eine direkte Einsparung im Stromtarif gegenüber

⁴¹ Dreisbusch Marina, Mang Stefan, Ried Sabrina, Kellerer Franziska, Pfab Xaver (2020). Regulierung des netzdienlichen Ladens aus der Nutzerperspektive. ATZelextronik (11) 2020, 72-77

einer gesonderten Auszahlung. Zudem ließ sich eine höhere Investitionsbereitschaft seitens der Elektrofahzeugbesitzerinnen und Elektrofahzeugbesitzer feststellen^{42 43 44}.

Zuletzt untersuchte die *fünfte Studie* zum Thema „Customer Value“ die Fragestellung, wie sich das Wertempfinden der Nutzerinnen und Nutzer bei der Entladung der Fahrzeugbatterie bzw. dem Verkauf des Stroms an das allgemeine Stromnetz verändert. Dabei lag die Annahme zugrunde, dass die Akzeptanz des Gesamtsystems vom empfundenen Wert des Stromes beeinflusst wird, weswegen diese Studie die Wertwahrnehmung des Stroms anstelle des Gesamtsystems betrachtet wurde. Das Experiment ergab, dass die Befragten eher bereit sind, Strom aus ihrem bidirektionalen Elektrofahzeug an das allgemeine Stromnetz abzugeben, wenn das Fahrzeug zuvor mit Strom aus der eigenen Photovoltaik (vs. aus dem allgemeinen Stromnetz) geladen wurde. Die Ergebnisse des Experiments zeigen zudem, dass die Befragten im Szenario PV mit dem Verkauf des Stroms an das allgemeine Stromnetz höhere Wertwahrnehmungen (insbesondere der Wert „Spaß am Teilen des Stroms“) und auch Gewinnerwartungen haben.

Neben den Nutzerpräferenzanalysen wurden in **Arbeitspaket 6.3 „Usability-Tests zur Optimierung der Nutzerfreundlichkeit“** parallel zu den Hard- und Softwareentwicklungen unterschiedliche Studien zur Optimierung der Nutzerfreundlichkeit durchgeführt (Forschungsplan siehe Tabelle 5).

Im Rahmen zweier großer Studien wurden insbesondere zwei wichtige Gestaltungsdimensionen der Usability adressiert, welche auf Basis der Anforderungsanalyse in Arbeitspaket 6.1 definiert werden konnten: die Feedbackgestaltung in der App zur Motivation der Nutzerinnen und Nutzer sowie die Informationsvermittlung zur Schaffung von Nutzerfreundlichkeit und Transparenz. Beide Studien verfolgten einen Multimethodenansatz (z.B. Kombination aus qualitativen Interviews, Expertenevaluationen und quantitativer Panelbefragung).

Für die erste Untersuchung zum Thema Feedback wurde Gamification als Gestaltungsmittel genutzt: in aufeinander aufbauenden Studien konnten

⁴² Baumgartner, N., Kellerer, F., Dreisbusch, M., Mang, S., Ruppert, M., Fichtner, W. (2022). Persisting barriers in the context of vehicle to grid: exploring the role of minimum security range based on consumer experience. 5th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2021). Hybride Konferenz, 77–83, Institution of Engineering and Technology (IET). doi:10.1049/icp.2021.2508

⁴³ Kellerer, F., Zimmermann, J., Hirsch, S., Mang, S., (2022). Creating and sustaining user engagement in bidirectional charging. 16th International MTZ Congress Powertrains and Energy Systems of Tomorrow 2022, Berlin, Germany

⁴⁴ Baumgartner, N., Kellerer, F., Ruppert, M., Hirsch, S., Mang, S., & Fichtner, W. (2022). Does experience matter? Assessing user motivations to accept a vehicle-to-grid charging tariff. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 113, 103528.

unterschiedliche Konzepte entwickelt werden, welche auf motivierende, spielerische Art und Weise drei Hauptmotivationen (finanzieller und sozialer Nutzen, effiziente Energienutzung) der Nutzerinnen und Nutzer zur Teilnahme am bidirektionalen Laden adressierten.

Die Ergebnisse zeigten, dass insbesondere die Darstellung des finanziellen Nutzens von Bedeutung ist; diese kann zum Beispiel dadurch motivierend gestaltet werden, dass den Nutzerinnen und Nutzern das Setzen individueller (finanzieller/ Spar-) Nutzerziele ermöglicht wird, um deren Streben nach persönlichem Fortschritt und Zielerreichung zu stärken^{45 46}.

In der zweiten Untersuchung wurde die Art und Weise der Vermittlung von Informationen über die App beim erstmaligen Nutzen untersucht mit dem Ziel, die Selbstbeschreibungsfähigkeit der App zu erhöhen. Insgesamt konnte aus der Studie abgeleitet werden, dass sich aufgrund der hohen Komplexität der BILI-App Erklärungen mittels textueller Einführung eignen, wobei das Verständnis z.B. mit spannenden Abbildungen oder Animationen unterstützt werden kann. Auf Basis der Ergebnisse wurde der Onboarding-Wizzard der BiLi-App evaluiert, um Verbesserungspotenziale zu identifizieren.

Neben den in Arbeitspaket 6.1 definierten Usability Studien wurden bedarfsorientiert weitere Evaluationen durchgeführt (Themenschwerpunkte durch BMW im Rahmen des App-Entwicklungsprozesses gesetzt). Ziel war es, konkrete Gestaltungs- und Verbesserungsmöglichkeiten in die Entwicklung der Hard- und Softwaresysteme einzubringen. Auf Grundlage konkreter Testergebnisse und daraus abgeleiteter Gestaltungs- und Optimierungsempfehlungen sollte sichergestellt werden, dass die entwickelten Systeme kundenfreundlich sind. Im Rahmen der bedarfsorientierten Studien unterstützte das Team der Nutzerforschung die Entwicklung des Klick-Dummys, evaluierte die Gestaltung von Favicons sowie das Farbkonzept der BiLi-App, entwickelte Konzepte zum Umgang mit verspäteten Abfahrtzeiten, übersetzte und überarbeitete die App-Termini, erstellte FAQs für die App und evaluierte das Wallbox-Bedienkonzepts.

Die Ergebnisse wurden in zweiwöchentlich stattfindenden Terminen mit den App-Entwicklern vorgestellt; außerdem unterstützten die Nutzerforscherinnen und

⁴⁵ Kellerer, F., Zimmermann, J., Hirsch, S., Mang, S., (2022). Creating and sustaining user engagement in bidirectional charging. 16th International MTZ Congress Powertrains and Energy Systems of Tomorrow 2022, Berlin, Germany.

⁴⁶ Zimmermann, J., & Kämpfe, B. (2021). Gamifying Sustainable Energy Behavior in Bidirectional Charging. 12. Tagung der DGPs-Fachgruppen Arbeits-, Organisations- und Wirtschaftspsychologie sowie Ingenieurspsychologie, Chemnitz, Germany, 22-24.09.2021. (online)

Nutzerforscher der Universität Passau, der TU Chemnitz sowie der BMW Group im Rahmen dieser Termine die Entwicklung von App-Funktionalitäten.

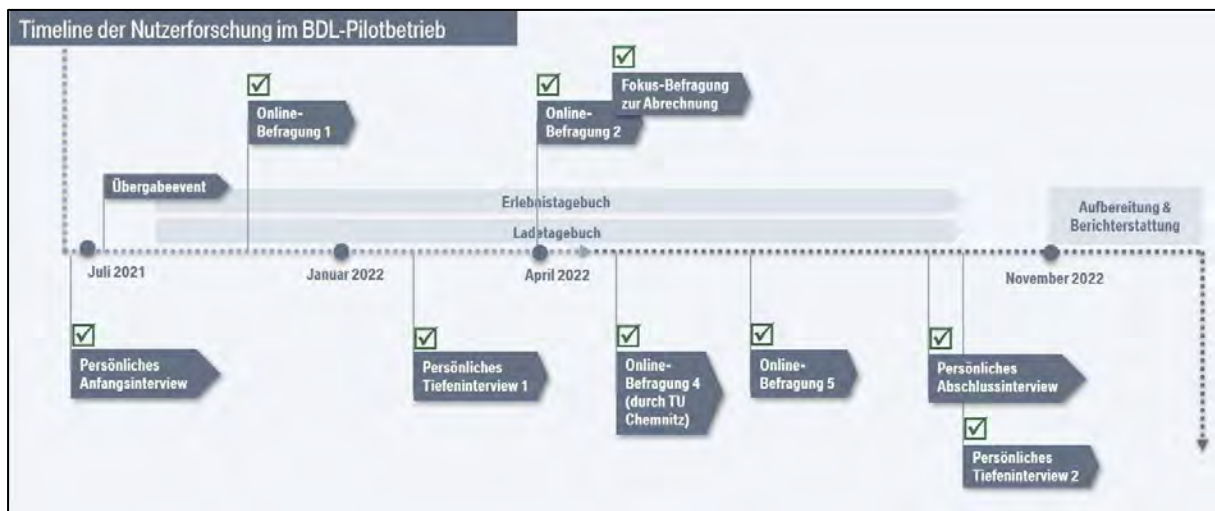


Abbildung 48: Überblick der Erhebungen im Pilotbetrieb

Im Rahmen des Arbeitspakets **6.4 „Nutzerbefragungen im Pilotbetrieb“** wurden über den gesamten Zeitverlauf des Pilotbetriebs hinweg Befragungen der Pilotkund:innen durchgeführt. Die übergeordnete Zielsetzung dieser Befragungen war es, Erkenntnisse zu den Aspekten Nutzerverhalten und Nutzerakzeptanz, sowie zur Alltagstauglichkeit und Benutzerfreundlichkeit des BDL-Gesamtsystems zu gewinnen.

Um diese Punkte möglichst genau und aus verschiedenen Perspektiven untersuchen zu können, wurde ein Mix aus unterschiedlichen Erhebungsmethoden angewandt. So dienten persönliche Tiefeninterviews mit der Pilotkundschaft zu Beginn und gegen Ende des Pilotbetriebs dazu, die Erwartungshaltung und (Vor-)Erfahrungen der Kund:innen im Detail zu analysieren.

Mittels vier aufeinanderfolgender Online-Befragungen konnte die Entwicklung ergebnisrelevanter Faktoren wie der Zufriedenheit der Kund:innen oder deren Bewertung des Gesamtsystems im Zeitverlauf betrachtet werden.

Darüber hinaus gaben Erlebnistagebücher der Pilotkundschaft die Möglichkeit, mittels offener Nennungen ihre Erfahrungen während des Pilotbetriebs direkt an die Nutzerforschung zu spiegeln.

Zusätzlich diente die kundenseitig durchgeführte Dokumentation in Ladetagebüchern insbesondere dazu, nähere Einblicke zu Ladevorgängen, welche außerhalb der häuslichen Wallbox der Pilotkundschaft getätigt wurden, zu erlangen.

Neben der Durchführung des Forschungsplans, welcher die Erhebungen mit den privaten Pilotkund:innen umfasste, identifizierte das Nutzerforschungsteam zusätzlich

relevante Fragestellungen zur Bewertung bidirektionalen Ladens aus der Perspektive der Flottenkunden im Pilotbetrieb.

Die daraus generierten Leitfäden können perspektivisch zur Evaluierung im B2B-Kontext dienen.

Aus der noch vor dem offiziellen Start des Pilotbetriebs durchgeführten persönlichen Anfangsbefragung ging hervor, dass die Pilotkund:innen eine insgesamt sehr technikaffine Zielgruppe darstellte, welche zu einem Großteil Vorerfahrungen im Bereich der Elektromobilität aufwies und diesbezügliche Expertise berichtete.

Bedenken hinsichtlich der Technologie oder den Anwendungsfällen lagen nur vereinzelt vor. Konkrete Erwartungen in Hinblick auf den Pilotbetrieb und die tatsächliche Nutzung der bidirektionalen Ladetechnologie bezogen sich insbesondere auf den Wunsch reibungsloser Funktionalität und einer problemlosen Integration der Technologie in den Alltag.

Im Rahmen der Online-Befragungen, welche im Abstand von drei bis vier Monaten und unter Berücksichtigung der Use Case-Nutzung der jeweiligen Pilotkund:innen durchgeführt wurden, konnten im Zeitverlauf vielseitige Erkenntnisse erzielt werden. Die durchschnittliche Zufriedenheit der Pilotkund:innen mit dem Pilotbetrieb insgesamt, aber auch bezogen auf die bidirektionale Ladetechnologie und deren Anwendungsfälle, blieb im Laufe der Zeit stets auf einem positiven Niveau, wobei der Anwendungsfall Vehicle-to-Home insgesamt positiver bewertet wurde als der Use Case Vehicle-to-Grid.

Hinsichtlich des BDL-Gesamtsystems nahmen die Kund:innen eine hohe Alltagstauglichkeit wahr. Dies spiegelte sich ebenso in der Nutzung der BDL Technologie wieder. So erhöhte sich die in den Ladetagebüchern erhobene durchschnittliche Ansteckzeit je Ladevorgang über den Pilotbetrieb von durchschnittlich 10 Stunden auf über 17 Stunden je Ladevorgang. Trotz der durchschnittlich positiven Bewertung der Funktionalität und Nützlichkeit der Technologie wurden in den Online-Befragungen sowie den Erlebnistagebüchern vielfältige technische Problemstellungen, Komplikationen sowie Verbesserungsvorschläge berichtet, etwa Systemabstürze oder auf die BiLi-App bezogene Usability-Probleme.

Die aufgezeigten Aspekte wurden an die technischen Projektpartner gespiegelt und konnten größtenteils im Laufe des Pilotbetriebs aufgegriffen und gelöst beziehungsweise angepasst werden.

Im Zuge der persönlichen Abschlussinterviews, welche ca. einen Monat vor Ende des Pilotbetriebs durchgeführt wurden, sollten die Pilotkund:innen ein persönliches Fazit zur alltäglichen Nutzung der bidirektionalen Ladetechnologie ziehen. Positiv hob die

Pilotkundschaft insbesondere die generelle Funktionalität der Technologie sowie die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Technologienutzung hervor.

Zwar bestehen aus Kundensicht noch eine Reihe (technischer) Verbesserungspotenziale, das technische Gesamtsystem bewertete ein Großteil der Kund:innen jedoch als bereits relativ ausgereift. Das insgesamt positiv ausfallende Fazit der Pilotkundschaft spiegelte sich auch darin wieder, dass alle 20 Kund:innen die zukünftige Nutzung der bidirektionalen Ladetechnologie in Betracht ziehen würden. Insbesondere die zukünftige Nutzung des Anwendungsfalls Vehicle-to-Home wurde von über der Hälfte der Pilotkundschaft präferiert. Zusätzlich wurde in weiteren Tiefeninterviews die Rolle der Pilotkund:innen im BDL-Gesamtsystem näher beleuchtet. Dabei zeigte sich, dass sich die Mehrheit der Pilotkundschaft als Endkund:in im System wahrnimmt, welchen der Komfort und die Einfachheit des Systems am wichtigsten ist. Ein kleiner Teil der Pilotkundschaft geht dabei einen Schritt weiter und beschreibt die eigene Rolle als Partnerschaft mit den Komponentenherstellern. Diese möchten sich gerne aktiv integrieren und Teil des Gesamtsystems werden.

Parallel zu den Arbeitspaketen 6.2, 6.3, 6.4 wurden die erarbeiteten Ergebnisse der Studien und Evaluationen in **Arbeitspaket 6.5 „Datenaufbereitung“** kontinuierliche verglichen, interpretiert, diskutiert und auf ihre praktische Umsetzbarkeit geprüft, um Potenziale, Handlungsbedarfe sowie Handlungsempfehlungen zu identifizieren und abzuleiten. Die Ergebnisse wurden für die operativen Konsortialpartner aufbereitet, vorgestellt (Präsentationen stehen auf einem gemeinsamen Laufwerk zur Verfügung) und in Workshops mit diesen diskutiert, sodass die Erkenntnisse aus der Nutzerforschung direkt im (Weiter-)Entwicklungsprozess der Ladetechnologie berücksichtigt werden konnten. Zudem wurden die Ergebnisse in Form von Veröffentlichungen (siehe Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse) dem Fachpublikum sowie der breiten Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt. Ebenso flossen die Ergebnisse der Nutzerforschung in eine interne Datenbank ein, um insbesondere im Rahmen des Pilotbetriebs Fragestellungen aus den Arbeitspaketen 6.2 sowie 6.3 mit tatsächlichen Nutzerinnen und Nutzern der bidirektionalen Ladetechnologie zu evaluieren.

Teilprojekt 7 Pilotbetrieb

Nach der erfolgten Abstimmung und Festlegung der umzusetzenden Use Cases im Projektkonsortium war der nächste Schritt, die dafür geeigneten Kundentypen und -profile zu definieren und geeignete Pilotkund:innen im Rahmen eines Auswahlverfahrens zu nominieren. Für die Pilotkundenakquise zeichnete federführend der Projektpartner Bayernwerk Netz verantwortlich. Basierend auf den Vorarbeiten wurde ein umfangreicher Fragenkatalog entwickelt, um die Eignung der

Liegenschaften für das Projekt technisch zu prüfen, was durch Vorortbesuche des Installateurs abschließend evaluiert wurde. In Zusammenarbeit mit BMW sowie den anderen Konsortialpartnern wurden Nutzungsvereinbarungen für die Pilotkund:innen entwickelt sowie die Installationen in den einzelnen Liegenschaften sukzessive umgesetzt. Im Bewerbungsverfahren konnten aus ca. 120 eingegangenen Bewerbungen 20 Teilnehmer für die Gruppe der privaten Pilotkund:innen ausgewählt und vertraglich an das BDL-Projekt gebunden werden. Diese Pilotkund:innen sind in Bayern ansässig.

Für die Gruppe der Flottenkunden konnten insgesamt vier Unternehmen (teils BMW-Flottenkunden, teils BDL-Projektpartner) für den Pilotbetrieb im Use Case „Vehicle to Business“ gewonnen werden.

Darüber hinaus wurden insgesamt 6 Verbundpartner der FfE mit BDL-Systemen für eigenständige Testprogramme zur Verfügung gestellt, ebenso für drei Forschungspartner.



Abbildung 49: Verbund- und Forschungspartner, Bewertung von Anwendungsfelder über dem unmittelbaren BDL-Projektfokus hinaus

Die Vorbereitung der Pilotfahrzeuge (BMW i3) und Distribution erfolgte durch BMW, ebenso die Kundenbetreuung im Verlauf des Pilotbetriebs. Die Installation der BDL-Wallboxen sowie die Einrichtung des BDL-Messschanks mit der gesamten Mess- und Zählertechnik erfolgte durch Bayernwerk Netz, die Erfassung und Auswertung der Messdaten erfolgte durch die FfE GmbH. Mit einer Übergabeveranstaltung am 9.7.2021 konnte der Pilotbetrieb offiziell gestartet werden.

Use Case PV – Eigenverbrauchsoptimierung

Der BDL-Pilotbetrieb startete bei den ersten Pilotkund:innen mit dem Anwendungsfall Vehicle to Home (V2H), hier wurde die Eigenverbrauchsoptimierung im realen Kundenhaushalt erprobt und bewertet. Damit konnten die vorab durch die FfE erarbeiteten Simulationsergebnisse mit den realen Messdaten verifiziert werden.

Durch den Pilotbetrieb wurden auch die Wechselwirkungen zwischen den unterschiedlichen technischen Gegebenheiten (ggf. mit vorhandenen Stationär-Batteriespeichern) bei den Kund:innen vor Ort deutlich. Nachdem alle 20 Kund:innen im Pilotbetrieb voll integriert waren, wurde definiert, welcher Anwendungsfall für welche Kund:in prädestiniert ist. Grundlage für diese Entscheidung ob ein Wechsel in den Intraday Use Case sinnvoller ist, waren unter anderem die Nutzung eines Heimspeichersystems oder die Größe der verbauten PV-Anlage im Kundenhaushalt. Diese Entscheidungen wurden im Sinne des Gesamtvorhabens des BDL-Projekts getroffen um den größten Erkenntnis-Mehrwert zu generieren. Insgesamt haben im Laufe des Projekts 16 Kund:innen für 544 Wochen am V2H und 14 Kund:innen für 648 Wochen am V2G BDL-Pilotbetrieb teilgenommen

Die technischen Ergebnisse sind hierzu im Abschnitt 10, V2H – Eigenverbrauchserhöhung beschrieben.

Use Case Intraday – Handel

Für die Teilnahme am Use Case Intraday-Handel war es notwendig, dass die Kund:innen zu einem Energieliefervertrag der Next Kraftwerke wechseln. Genutzt wurde der in Abbildung beschriebene Vertrag, welcher eine Erfassung und Abrechnung auf 15-Minuten-Basis erlaubt und dessen Preise durch die Intraday-Auktion an der EPEX Spot Strombörse festgelegt sind.

Strombelieferung: Übersicht

Next Kraftwerke als Stromlieferant

Das Stromprodukt:

- 100% deutscher Grünstrom: Zertifizierter Strom aus von Next Kraftwerke vermarkteten erneuerbaren Erzeugungsanlagen in Deutschland
- Variabler Strompreis für jede Viertelstunde eines Tages (indexiert nach Intraday-Auktion Preis (IDA-15), verfügbar an der Strombörse EPEX Spot)
- Mit Beginn des Use Cases Fahrzeugspeicheroptimierung:
 - Strombezug nur in den günstigsten Viertelstunden und Zusatzerlöse durch Stromverkauf zu Höchstpreisen
 - Übernahme verbrauchsbezogener Entgelte durch Projektpartner

Über Next Kraftwerke:

Next Kraftwerke GmbH mit Sitz in Köln ist der Betreiber eines der größten Virtuellen Kraftwerke weltweit.

Als Aggregator vernetzt und vermarktet Next erneuerbare Erzeugungsanlagen in Deutschland und sieben weiteren europäischen Märkten, zusammen mit dem Partner Toshiba ist Next seit Kurzem auch in Japan aktiv.

Next kann alle Teile der Energiewertschöpfungskette abbilden, im BDL-Projekt übernimmt Next die Strombeschaffung, Stromlieferung und die Aggregatorenrolle samt Fahrzeugspeicheroptimierung.

Die Energiebelieferung durch Next:

Die Strombelieferung durch Next beginnt nach dem Einbau des neuen Zählers beim Pilotkunden durch Bayernwerk. Next Kraftwerke wird die Kunden bezüglich des neuen Stromvertrages kontaktieren.

Ihr Kontakt für Rückfragen:
Lennart Hoffmann
Projektmanager - Projekt BDL
Hoffmann@next-kraftwerke.de
+49 221 82 00 85 868





Abbildung 50: Übersicht Next Kraftwerke als Energielieferant

Der Prozess der Liefervertragsumstellung ist in Abbildung 51 dargestellt. Die in der Abbildung angegebenen Zeitpunkte entsprechen der ursprünglichen Planung und

wurden aus den bereits erläuterten Gründen entsprechend verschoben. Um die Voraussetzungen zur Teilnahme am Use Case Intraday-Handel zu schaffen, mussten die Pilotkund:innen zunächst ihren bestehenden Stromvertrag kündigen, wodurch die Strombelieferung im Rahmen der Grundversorgung fortgeführt wird.

In diesem Zeitraum wurde durch den Konsortialpartner Bayernwerk die Installation der intelligenten Messsysteme sowie den Forschungszählern durchgeführt.

Nach erfolgtem Einbau fand der Wechsel zum zuvor beschriebenen Stromliefervertrag durch Next Kraftwerke statt.

Nach Abschluss des Pilotbetriebs bot Next Kraftwerke den Kund:innen eine Anschlussbelieferung nach Standard-Lastprofil an. Dieser steht den Kund:innen als Alternative zu den anderweitig am Markt verfügbaren Angeboten zur Verfügung.

Da dieser Prozess stark von der Restlaufzeit der vorherigen Stromlieferverträge abhängig ist, startete der Use Case nicht bei allen Kund:innen gleichzeitig. Um den Feldtest dennoch bestmöglich zu nutzen, haben jene Kund:innen, bei denen eine PV-Anlage vorhanden ist, jedoch die Voraussetzungen für den Use Case Intraday-Handel noch nicht gegeben waren zunächst am Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung teilgenommen.

Die Anzahl der Teilnehmer in den jeweiligen Use Cases über den Projektverlauf ist in Abbildung 52 dargestellt.

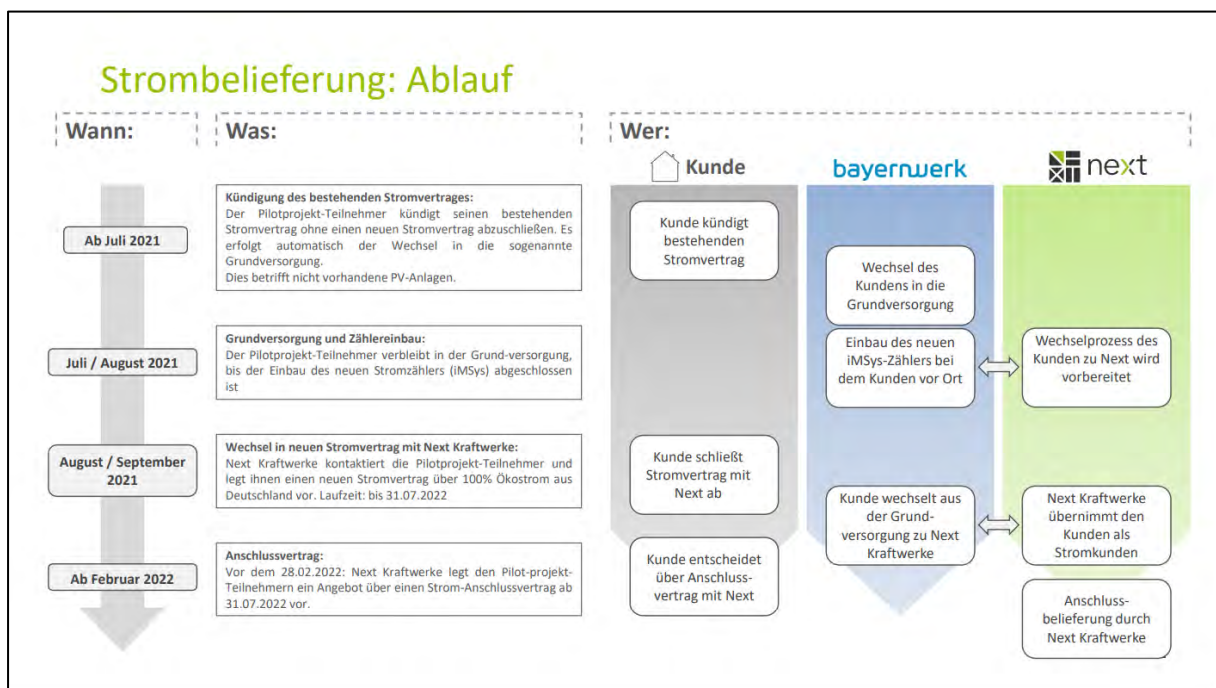


Abbildung 51: Prozess der Strombelieferung im Rahmen des Pilotbetriebs

Die technischen Ergebnisse sind hierzu im Abschnitt 11, V2H – Eigenverbrauchserhöhung beschrieben.

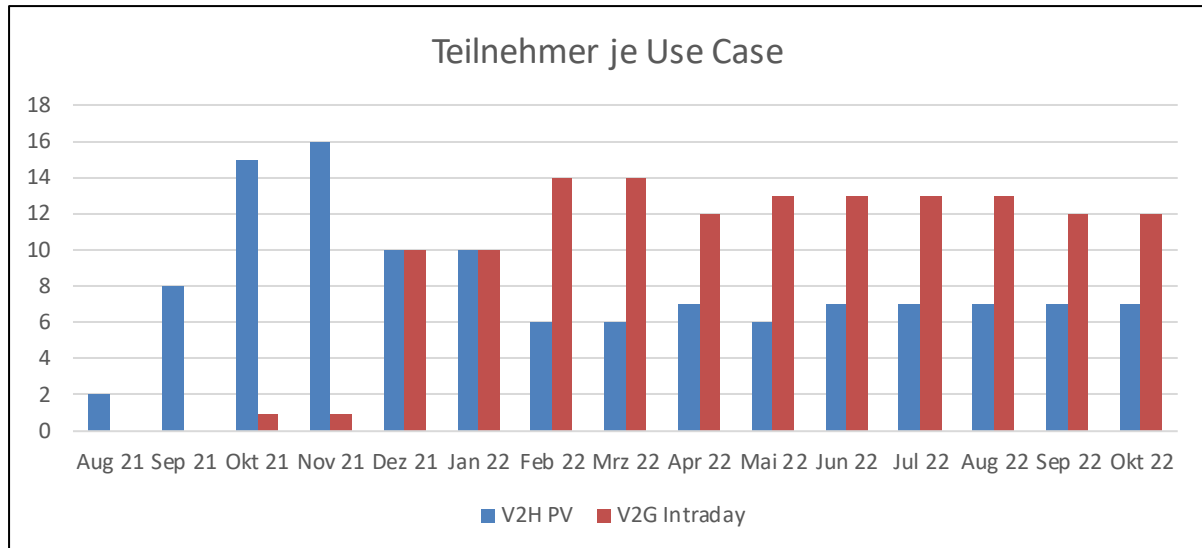


Abbildung 52: Anzahl der Teilnehmer je Use Case im zeitlichen Verlauf des Feldtests

Kundensupport und Hotline

Um die Kund:innen in der Vorbereitungsphase und während des Pilotbetriebs bestmöglich bei aufkommenden Fragen unterstützen zu können, wurde im Projekt durch BMW ein eigener Kundensupport eingerichtet (Fa. Vispiron, von BMW beauftragt). Zur Kommunikation wurde eine eigene Hotline, erreichbar via Telefon und e-mail, sowie – direkt integriert in die Bili-App ein Ticketsystem eingerichtet.

Für die Abarbeitung wurde zusammen mit den Projektpartnern ein dreistufiger Serviceprozess vereinbart (Abbildung 53):

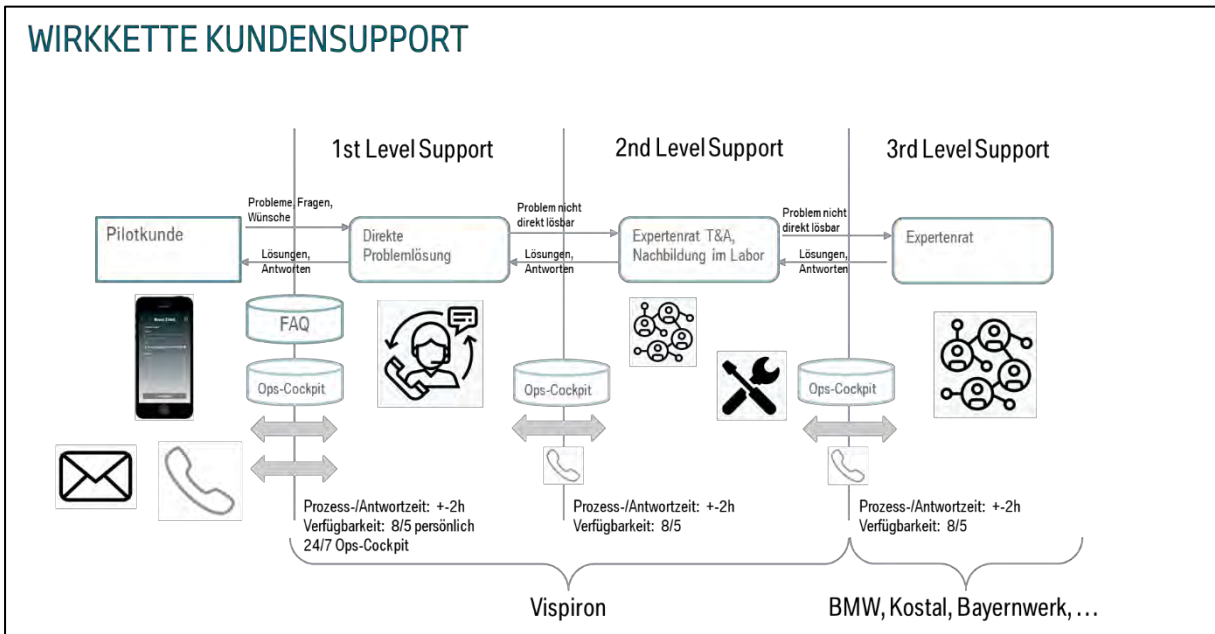


Abbildung 53: Supportprozess mit Ablaufplan Supportkaskade zwischen 1LS. (Problem) / 2.LS (Fehler nachstellen, Analyse) / 3.LS (Technischer Problemlösung entwickeln)

In den 64 Wochen Pilotbetrieb haben sich die Pilotkund:innen zu den folgenden Themen an uns gewandt und sind in der Übersicht nach Häufigkeit abgebildet (Abbildung 54):

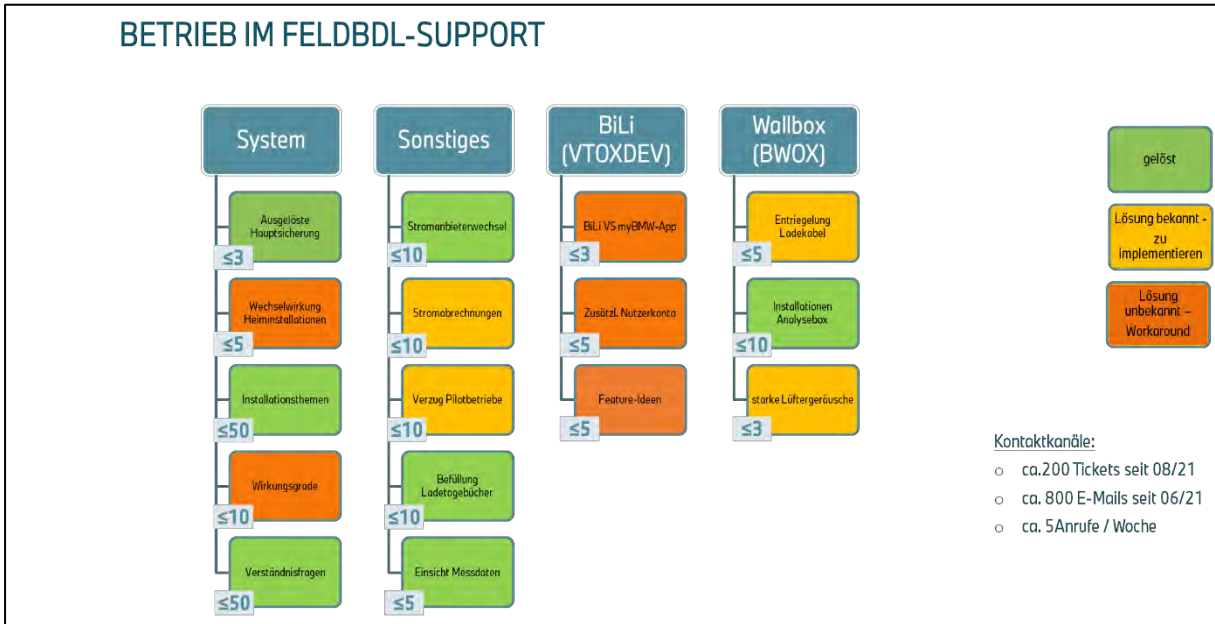


Abbildung 54: Kundenbeanstandungen im Pilotbetrieb

Am häufigsten wurde das Supportteam per E-Mail kontaktiert, nach der ersten Kontaktaufnahme wurde zu jedem Problem bei welchem die Mithilfe der Konsortialpartner nötig war, ein Ticket im eigens für das Projekt entwickelten

Dashboard (Operations Cockpit) erstellt. Über das Operations Cockpit konnte gesamthaft mit allen Partnern an einem Kundenproblem gearbeitet werden. Die Pilotkund:innen konnten den BDL-Support von Montag bis Freitag jeweils von 8-17Uhr über die beschriebenen Kanäle erreichen, zusätzlich bestand aber auch die Möglichkeit über eine klassische Mailbox eine Nachricht zu hinterlassen. Im Rahmen des Projekts wurden auch diverse Kundenbesuche nötig, als Beispiel musste auf Grund der schlechten Mobilfunkverbindung bei einem Kunden die Internetkonnektivität per LAN-Verbindung sichergestellt werden.

Um die am Projekt sehr interessierten Kund:innen über die aktuellsten Projekterkenntnisse zu informieren, wurden regelmäßig Newsletter verteilt und diverse Online Formate organisiert, wo die Kund:innen auch Ihre Bedürfnisse und Fragen bei den jeweiligen Projektpartnern direkt platzieren konnten. Zusätzlich wurde zur besseren Erklärung im Laufe des Pilotbetriebs die BDL-Homepage regelmäßig mit aktuellen Berichten und Erklärvideos erweitert.

Teilprojekt 8 Verteilnetz und intelligentes Messsystem

Das Teilprojekt 8 umfasste die Themenschwerpunkte „Verteilnetz und intelligentes Messsystem“, mit der Führungsrolle durch die Bayernwerk Netz GmbH. Der Themenschwerpunkt Verteilnetz bezieht sich auf alle relevanten Fragestellungen zu den heutigen und zukünftigen Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs und stellt die Grundlage für eine ganzheitliche Integration der bidirektionalen Fahrzeuge in das Energiesystem dar. In diesem Arbeitspaket gab es eine enge Vernetzung mit den anderen Teilprojekten sowie den zugehörigen Arbeits- und Unterarbeitspaketen, sodass alle erforderlichen Informationen gegeben und Grundlagen geschaffen wurden, zur Erfüllung der jeweiligen Teilvorhaben.

Das Ziel der Projekterweiterung „intelligentes Messsystem“ (iMSys) bestand darin zu prüfen, welche praxisrelevanten UCs bereits heute mit dem iMSys bedient werden können und welche Möglichkeiten und Einschränkungen sich bei einer ausschließlichen Nutzung des iMSys ergeben, vor allem in Bezug auf Markt-, Netz- und Systemdienstleistungen. Dies beinhaltet die Themen Datenbereitstellung, Analyse und Steuerung der flexiblen Geräte und wie unterschiedliche Prozesslogiken (iMSys vs. Hersteller-, Kunden-, Marktsteuerung ohne iMSys) die höchste Praxisrelevanz versprechen. Die Erarbeitung und Entwicklung neuer Tarifierungsfälle (TAFs) sollen dabei die Möglichkeiten des iMSys/der iMSys-Infrastruktur für perspektivisch kundenwertige Anwendungsfälle auf technischer Basis zeigen, sowie auf dessen Grundlage eine Ableitung von zugehörigen regulatorischen Handlungsempfehlungen erlauben. Die im Gesamtbericht dargestellten Informationen bieten einen Überblick die Ergebnisse des TP8, welche im Folgenden vorgestellt werden.

Im TP8 wurden verschiedenste Konzepte entwickelt, umgesetzt sowie Untersuchungen durchgeführt, welche sich grob in drei Kategorien unterteilen lassen:

- Konzeptentwicklung der iMSys-Systemarchitektur mit Testinstallationen sowie Umsetzung des Mess- und Zählerkonzepts für die Feldtests, sowie Betreuung des Pilotbetriebs.
- Weiter- und Neuentwicklung von Tarifierungsanwendungsfällen und deren praktischen Erprobung sowie die Anwendung von Lastmanagementfunktionen mit dem intelligenten Messsystem.
- Allgemeine Arbeiten in den Bereichen: Konzepten zur Konkretisierung von TAFs durch Praxisbeispiele, Bestimmung geeigneter Messauflösungen für unterschiedliche Anwendungsfälle, Konzeptvorschlag zu einer Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene sowie Untersuchungen von Netzurückwirkungen durch die eingesetzten (neuartigen) Betriebsmittel im Projekt.

Beschreibung der Ergebnisse des TP8

Das Bayernwerk hat intensiv an der Ausgestaltung der Use Case Definitionen mitgewirkt, vor allem in den Bereichen lokale Netzdienstleistungen sowie bei den Anwendungsfällen rund um das intelligente Messsystem. Basierend auf den Anwendungsfällen wurde im Rahmen der Systemarchitektur ein umfangreiches Mess- und Zählerkonzept für den späteren Pilotbetrieb entwickelt. Hierfür war es wichtig die Messlokationen zu bestimmen (z. B. Hausübergabepunkte, Wallbox und PV-Anlage (falls vorhanden)), die konkreten Messgeräte festzulegen (da es zu Projektbeginn noch nicht möglich war die intelligenten Messsysteme interoperabel zu nutzen, bedurfte es verschiedene Mess- und Kommunikationstechnik, um die verschiedenen Anwendungsfälle bedienen zu können), sowie die Ausgestaltung der Kommunikationsschnittstellen und die Ausarbeitung der individuellen Datenflüsse. Das Mess- und Zählerkonzept wurde dabei stets unter Einhaltung geltender Datenschutz- sowie IT-Security-Vorgaben und Richtlinien angelegt. Das Ergebnis dieser Arbeiten war der BDL-Innenmessschrank. Neben einem intelligenten Messsystem für Untermessungen, wurde das KOSTAL Smart Energie Meter (KSEM) verbaut (für lokale Ausregelungsprozesse) sowie Power Quality-Geräte zur Untersuchung von Netzurückwirkungen der eingesetzten Technik auf die Niederspannungsnetze. Der BDL-Innenmessschrank stellte somit die Grundlage für einen erfolgreichen Pilotbetrieb dar.



Abbildung 55: BDL-Innenmessschrank. Umsetzung des im Projekt erarbeiteten Mess- und Zählerkonzepts für den Pilotbetrieb.

Der BDL-Innenmessschrank (Abbildung 55) wurde zum einen an den Testplätzen von Vispiron zur Ende-zu-Ende Absicherung verwendet sowie beim Bayernwerk für die initiale Absicherung aller relevanter Kommunikationsflüsse sowie im späteren Verlauf des Projekts für die Tests und Absicherungen der iMSys-UCs.

Als Vorbereitung für den Feldtest war das Bayernwerk bei dem technischen Teil der Pilotkundenakquise verantwortlich. Konkret ging es um die Identifikation geeigneter Kundengruppen, einer Erhebung von technischen Anforderungen, um die im Projekt definierten UCs umzusetzen, sowie die Umsetzung der Anforderungen in das Mess- und Zählerkonzept. Basierend auf diesen Vorarbeiten wurde ein umfangreicher Fragenkatalog entwickelt, um die Eignung der Liegenschaften für das Projekt technisch zu prüfen, was im Nachgang durch einen Vorortbesuch eines Installateurs evaluiert wurde. In Zusammenarbeit mit BMW sowie den anderen Konsortialpartnern wurden Nutzungsverträge für die Pilotkund:innen erstellt sowie die Installationen in den einzelnen Liegenschaften sukzessive umgesetzt, sodass der Pilotbetrieb ca. Mitte 2021 starten konnte.

Das Bayernwerk hat im Jahr 2020 ein repräsentatives und umfangreiches Set an Netz- und Netznutzungsdaten im Bereich der Nieder- und Mittelspannung herausgearbeitet

und der FfE für Ihre Simulations-/Evaluierungszwecke zur Verfügung gestellt, stets unter Einhaltung der DSGVO. Da diese Art der Daten i.d.R. ausschließlich in der Hoheit von Netzbetreiber liegt, wurden durch das Bayernwerk aufkommenden Fragen zur Beschaffenheit, Integration aber auch zur korrekten Verknüpfung der Netz- und Netznutzungsdaten erläutert. Aufbauend auf diesem Prozess wurden die Daten zur Schaffung von probaten Erwartungswerten genutzt, bevor die Praxiserprobungen der entwickelten Anwendungsfälle gestartet wurden.

Im Zuge der iMSys-Projekterweiterung wurde eine umfangreiche Analyse umgesetzt, bezüglich der damit gewünschten und möglichen Anwendungsfälle. Neben der Eingliederung in die bestehenden Anwendungsfälle, wurde das iMSys ebenso in die Gesamtarchitektur integriert (siehe Abbildung 56).

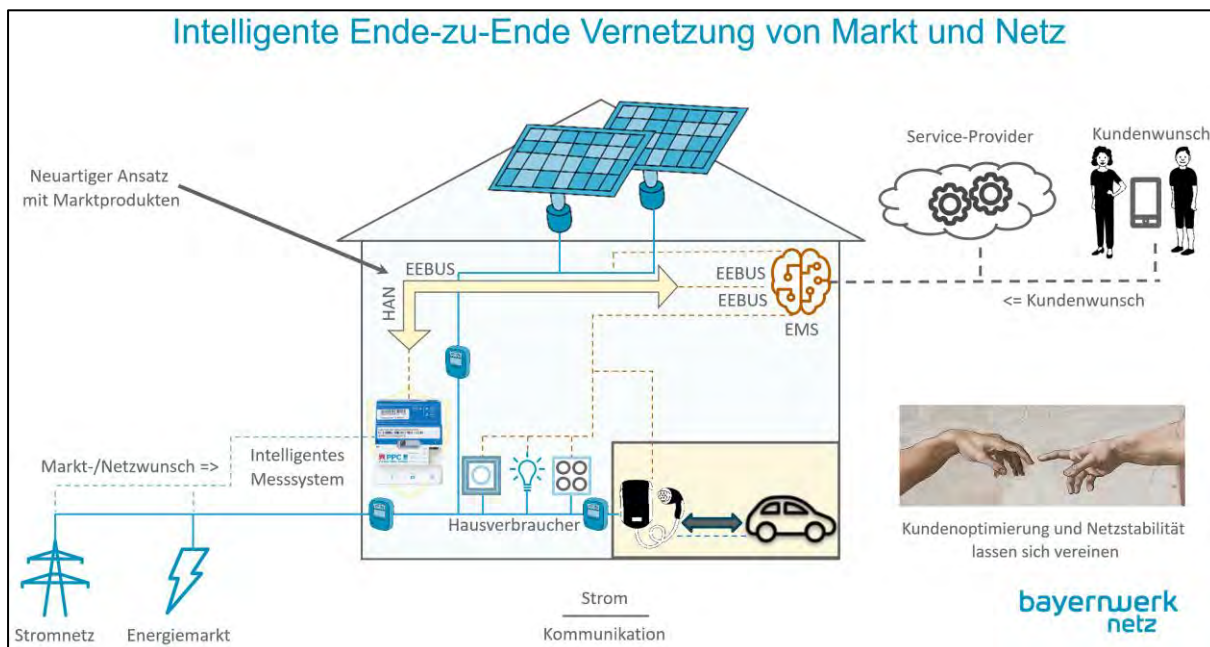


Abbildung 56: Schematische Integration des iMSys in die Gesamtarchitektur.

Konkret wurde im Projekt festgelegt, dass keine Steuerbox verwendet wird, jedoch die Steuerboxfunktionalität auf das SMGW als Softwarelösung überführt wird. Auf diese Weise kann das SMGW direkt als Schnittstelle mit dem Hausübergabepunkte fungieren und wird befähigt neben Steuerungsinformation auch beliebige Informationen in beide Richtungen auszutauschen (bidirektionales Kommunikationsaustausch). Hierfür wurde zusätzlich die HAN-Schnittstelle des SMGWs mit einem EEBUS-Stack ausgestattet, sodass die Kommunikation mit der Liegenschaft ermöglicht wurde. Im Fokus der Systemarchitektur stand stets, dies mit Marktprodukten umzusetzen, wenngleich diese an der ein oder andere Stelle softwarebasiert erweitert wurden, um die geplanten Anwendungsfälle umsetzen zu können.

Wichtig ist zu erwähnen, dass die im Projekt gewählte softwarebasierte Weiterentwicklung der Funktionen des SMGWs sowie dessen Einsatz aktuell regulatorisch nicht zulässig ist. Aus diesem Grund wurden bei den Pilotkund:innen ein offizielles iMSys für Abrechnungsprozesse verbaut, welches z. B. die Basis für die Vermarktung darstellte sowie ein zusätzliches iMSys für Untermessungen. Bei dem zusätzlichen SMGW handelte es sich um ein Entwicklungsgerät, welches es ermöglichte, verschiedene Funktionen über die Zeit aufzuspielen und im Pilotbetrieb zu erproben. Durch die Trennung zwischen dem iMSys/SMGW für Abrechnungsprozesse sowie der Untermessung, gelang eine saubere Trennung der jeweiligen Anwendungsfälle, unter Einhaltung aller regulatorischer Regeln und Vorgaben.

Als Basis für die Umsetzung der UCs wurde ein umfangreicher Ideenkatalog entwickelt, in welchem neun verschiedene Anwendungsfälle mit dem iMSys konzeptionell erarbeitet und basierend darauf auch zahlreiche Anwendungsfälle im Pilotbetrieb umgesetzt wurden (Abbildung 57). Im Folgenden ein Kurzüberblick über die im Projekt identifizierten neuen Anwendungsfälle für das intelligente Messsystem (vollständiges Dokument wird separat eingereicht).

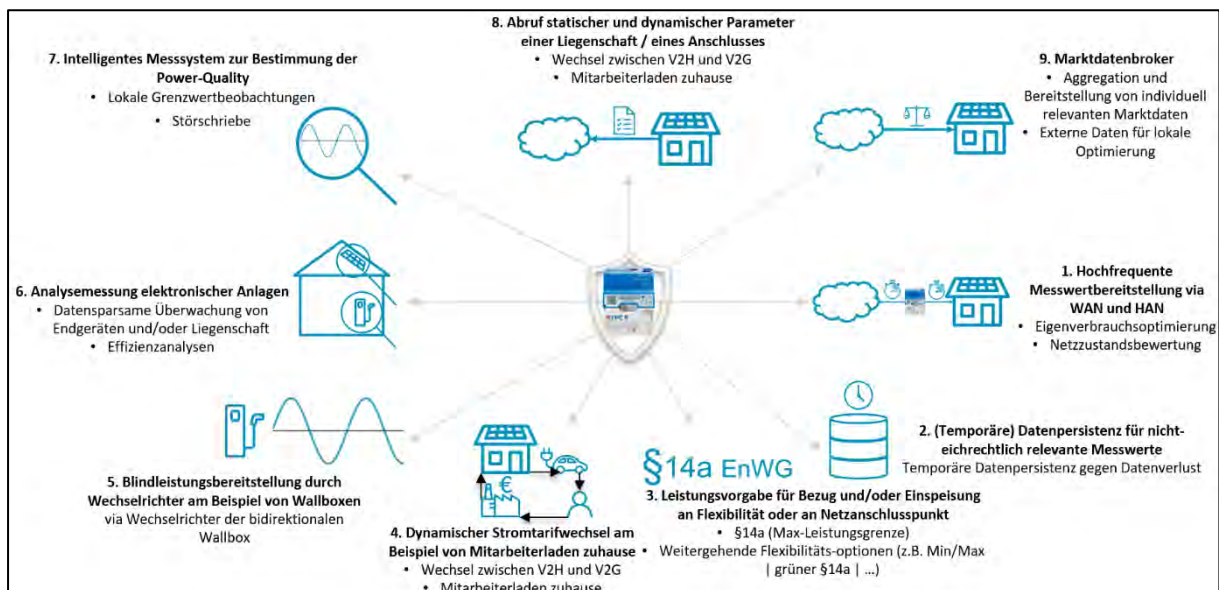




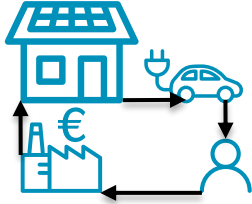
Abbildung 57: Übersicht - Mögliche iMSys-Anwendungsfälle.

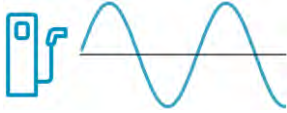
Beschreibung der iMSys Anwendungsfälle


1. Hochfrequente Messwertbereitstellung via WAN und HAN		
Funktion	Adaptive Abfrage und Weiterleitung hochfrequenter Messwerte	
Mehrwert	Einhaltung von lokalen sowie globalen Analyse- und Regelprozessen	
Mögliche Einsatzbereiche	<ul style="list-style-type: none"> • Eigenverbrauchsoptimierung • Niederspannungsnetzmonitoring • Redispatch 	


2. (Temporäre) Datenpersistenz für nicht-eichrechtlich relevante Messwerte		
Funktion	Bereitstellung einer (temporären) Datenpersistenz auch für nicht-eichrechtlich relevant Messwerte	
Mehrwert	Verbesserung der Datenvollständigkeit als Ergänzung zur hochfrequenten Messwertbereitstellung	
Mögliche Einsatzbereiche	<ul style="list-style-type: none"> • Niederspannungsnetzmonitoring • Profibleitungen • Wissenschaftliche Untersuchungen für zukünftige Planungsgrundsätze 	


3. Leistungsvorgabe für Bezug und/oder Einspeisung an Flexibilität oder an Netzanschlusspunkt		
Funktion	Schaffung einer verlässlichen Möglichkeit temporären Belastungsspitzen mit Hilfe von flexiblen Anlagen und/oder Liegenschaften entgegenzuwirken	<p>§14a EnWG</p>
Mehrwert	Weiteres Instrument für einen stabilen Netzbetrieb	
Mögliche Einsatzbereiche	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungsvorgaben sowie Hüllkurven • Ad-hoc sowie Planwerte • Bezug und Einspeisung 	


4. Dynamischer Stromtarifwechsel am Beispiel von Mitarbeiterladen zuhause		
Funktion	Softwarebasierte und somit standortungebundene Flexibilisierung von Beziehungen im Energiemarkt (Lieferant und Abnehmer)	
Mehrwert	Dynamische Nutzung individueller Stromtarife	
Mögliche Einsatzbereiche	<ul style="list-style-type: none"> • Kostenübernahme durch Arbeitgeber • Wettbewerbliche Grundlage für Energieversorger • Verbesserte Reaktion auf eine tatsächliche Energieversorgungslage 	

5. Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter am Beispiel von Wallboxen		
Funktion	Potentialhebung von flexiblen Endgeräten in der Niederspannung	
Mehrwert	Weiteres Instrument der Spannungshaltung für Netzbetreiber	
Mögliche Einsatzbereiche	<ul style="list-style-type: none"> • VDE AR 4105 auch für Verbraucher • Zielgerichtete, zeitlich begrenzte Kennwertvorgaben 	

6. Anlysemessungen elektronischer Anlagen		
Funktion	Datensparsame Analyse von Endgeräten und/oder Liegenschaften	
Mehrwert	Lokale Nutzung von Messwerten, in adaptiver Auflösung, zur datensparsamen Analyse von Endgeräten und/oder Liegenschaften	
Mögliche Einsatzbereiche	<ul style="list-style-type: none"> • Grenzwertverletzungen von Netzstandsparametern • Fehlfunktionen erkennen • Effizienzanalyse 	

7. Intelligentes Messsystem zur Bestimmung der Power Quality		
Funktion	Einsatz spezieller moderner Messeinrichtungen mit den bestehenden Smart Meter Gateways	
Mehrwert	Untersuchung von Power Quality Parametern bezüglich Stärke, Art und Ausbreitungscharakteristik von Netzurückwirkungen	
Mögliche Einsatzbereiche	<ul style="list-style-type: none"> • Bestimmung von Grenzwertverletzungen in Echtzeit • Ermöglichung von remote-Zustandsbewertung von Netzsituationen • Anlegen einer Netzhistorie zu Power-Quality-Veränderungen für weitergehende Untersuchungen 	

8. Abruf statistischer und dynamischer Parameter einer Liegenschaft / eines Anschlusses		
Funktion	Erhöhung der Einsichtnahme in die Netzgegebenheiten, welche sich durch spezielle Einspeiser oder Verbraucher kontinuierlich verändern	
Mehrwert	verbesserte Situationsbeurteilung	
Mögliche Einsatzbereiche	<ul style="list-style-type: none"> • Ergänzende Informationsbereitstellung für Niederspannungsnetzleitwarten • Erfassung potentieller Flexibilität für den Einsatz von Markt-, Netz- und Systemdienstleistungen 	

9. Marktdatenbroker		
Funktion	Aggregation und Bereitstellung von individuell relevanten Marktdaten	
Mehrwert	lokale Optimierungsprozesse innerhalb einer Liegenschaft	
Mögliche Einsatzbereiche	<ul style="list-style-type: none"> • Börsenpreise • Dynamische Netznutzungsentgelte • Lokale Wettersituationen 	

Im Zuge einer achteiligen Grid-Workshop-UC-Reihe, unter der Leitung des Bayernwerks, wurden die einzelnen UCs auf ihre technische Machbarkeit im Projekt untersucht. Zusätzlich wurden diese weiter spezifiziert und festgelegt, welche UCs in welcher Reihenfolge, bei welchen Kund:innen, wie umzusetzen sind. Darauf aufbauend wurden die jeweiligen notwendigen EEBUS-UCs weiter- oder neu entwickelt, welche via SMGW und Wallbox umgesetzt wurden.

Konkret umgesetzt und erprobt wurden die folgenden Anwendungsfälle:

- Hochfrequente Messwertbereitstellung (1) via WAN und HAN
- (Temporäre) Datenpersistenz (2) für nicht-eichrechtlich relevante Messwerte
- Leistungsvorgabe (3) für Bezug und/oder Einspeisung an Flexibilität oder an Netzanschlusspunkt
- Dynamischer Stromtarifwechsel (4) am Beispiel von Mitarbeiterladen zuhause
- Blindleistungsbereitstellung (5) durch Wechselrichter am Beispiel von Wallboxen
- Intelligentes Messsystem (7) zur Bestimmung der Power-Quality

Für die Umsetzung war ein intensiver Austausch mit den relevanten Parteien (Westenergie Metering, Robotron, PPC, KOSTAL, BMW, KEO sowie dem EEBUS EV) notwendig, um die Ende-zu-Ende Vernetzung zur Standardisierung bestmöglich zu realisieren.

Den Anwendungsfällen wurden zur besseren Unterscheidung Arbeitsnummern zugeordnet, zur Fortführung der Nomenklatur der Tarifierungsfälle (TAFs). TAFs bilden die Grundlage für die Erfassung und Verarbeitung von Messwerten für Abrechnungsprozesse, netzdienliche Anwendungen und/oder Mehrwertdiensten. Für die Parametrierung werden verschiedene Kenngrößen benötigt, wie z. B. die Messhäufigkeit, OBIS-Kennzahlen (Messwerte) sowie die Vorhaltezeit bezüglich eines oder mehrerer Zähler, aber auch lokale und externe Übertragungsziele (z. B. einem externen Energieversorger oder einem lokalen Energiemanagementsystem (EMS)), Übertragungsintervalle (z. B. täglich) sowie Übertragungsmengen (Einzel- und oder aggregierte Werte).

Im Projekt bestand eine Aufgabe in der Konkretisierung von Tarifierungsprofilen durch Praxisbeispiele aus dem BDL-Projekt, wobei die Praxisbeispiele die umgesetzten Anwendungsfälle mit dem iMSys waren. Die Zuordnungen der TAFs zu den Use Cases basierten dabei auf den Projekterfahrungen, bei gleichzeitiger Berücksichtigung einer Marktanwendbarkeit. Wichtig ist hierbei zu beachten, dass neben der Erfassung abrechnungsrelevanter Daten (Nachweisführung) zum Teil auch zusätzliche Daten erhoben werden. Diese sogenannten Führungsdaten können zusätzlich zu den abrechnungsrelevanten Daten erhoben werden (z. B. bei einer Eigenverbrauchsoptimierung). Gerade dann, wenn eine Anwendung sowohl abrechnungsrelevante Messwerte als auch Führungsdaten benötigt, gilt es dabei auch die Frage zu stellen, über welche TAFs dies möglich ist. Die Abbildung 58 zeigt dabei eine Beispieldarstellung aus der Ausarbeitung der Konkretisierung von Tarifierungsfällen durch Praxisbeispiele aus dem BDL-Projekt.

Use Case und Beschreibung	Anforderungen		TAFs
Intradayhandel <i>Aggregation und Vermarktung der Flexibilität am Intraday-Markt durch Bezug und Einspeisung/Rückspeisung, abhängig von Preissignalen</i>	Messauflösung für Abrechnung min' sek''	15' 00''	Primär: 7
	Notwendige Messgröße(n)	A+, A-	
	Notwendige OBIS-Kennzahl(en)	1-0:1.8.0, 1-0:2.8.0	
	Führungsdaten HAN min' sek''	-	
	Führungsdaten WAN min' sek''	00' 30''	
	Datenpersistenz	Ja	
	Eichrechtlich relevant	Ja	
	int. Ereignis	-	
	ext. Ereignis	Preissignal	
	Anmerkungen	-	
Eigenverbrauchserhöhung <i>Erhöhung des Eigenverbrauchs von selbsterzeugtem Strom (z. B. mittels PV-Anlage) bzw. Reduktion des Netzbezugs durch Zwischenspeicherung und Rückspeisung des Überschussstroms abhängig vom Hausverbrauch</i>	Messauflösung für Abrechnung min' sek''	-	Primär: 14 Sekundär: 10
	Notwendige Messgröße(n)	P_{ges}	
	Notwendige OBIS-Kennzahl(en)	1-0:16.7.0	
	Führungsdaten HAN min' sek''	0' 1''	
	Führungsdaten WAN min' sek''	-	
	Datenpersistenz	Nein	
	Eichrechtlich relevant	Nein	
	int. Ereignis	Überschusseinspeisung	
	ext. Ereignis	-	
	Anmerkungen	-	

Abbildung 58. Beispielauszug aus der Konkretisierung von Tarifierungsfällen durch Praxisbeispiele aus dem BDL-Projekt.

Das Muster zur Zuordnung ist dabei einheitlich und soll auch als Basis für zukünftige Zuordnungen von TAFs zu Use Cases dienen. Durch die Auswertungen der Zählerdaten sowie der Anwendungsfälle im Projekt war es auch möglich geeignete Messauflösungen für unterschiedliche Markt- und Netzprozesse abzuleiten. Abbildung 59 zeigt dabei die allgemeine Unterteilung der Auflösung in fünf unterschiedliche Auflösungsgruppen. Wo in der Prozesskette diese aufzunehmen/zu verarbeiten sind, gibt die zugrunde liegende Richtlinie hierfür an und nennt den jeweiligen Anwendungsgrund.

Zeitliche Auflösung	Vorverarbeitung	Übertragung via	Richtlinien/Normen	Allgemein
15 Minuten	SMGW	SMGW	(EU) 2019/944	Abrechnung und Visualisierung gegenüber Endkunden
10 Minuten	SMGW	SMGW	EN 50160	Nachweispflicht zur Netzqualität sowie Grundlage um Netzregelungsvorgänge mit ausreichend Vorlaufzeit durchführen zu können
60 - 10 Sekunden	SMGW	SMGW	In Anlehnung an EN 50160	Grundlage für dynamische Zustandsanalyse und um Netzregelungsvorgänge mit ausreichend Vorlaufzeit durchführen zu können, da Norm auf 10 min. Auflösung basiert
200 Millisekunden	Zähler	CLS	IEC 61000-4-30	Prüf- und Messverfahren zur Prüfung der Spannungsqualität, Sicherstellung von vergleichbaren Messergebnissen, lokale Ausreglungen
10/20 Millisekunden	Zähler	CLS	IEC 61000-4-30	Erfassung und Bewertung von Spannungseinbrüchen, Spannungsüberhöhungen, Unterbrechungen und schnellen Spannungsänderungen. 3 Sekunden Störschriebe um Grenzwertverletzungen nachvollziehbar zu machen

Abbildung 59: Übersicht verschiedener Messauflösungen für Markt- und Netzprozesse mit Richtlinien-zuordnung.

iMSys-Performanceanalyse und Datenvollständigkeit

In einem ersten Schritt wurde eine grundlegende Performanceanalyse zum iMSys (bezogen auf die Datenerfassung, -speicherung, -verarbeitung und -weiterleitung) umgesetzt, um einen Erwartungswert zu erhalten, wie viele parallele Messgrößen (OBIS-Kennzahlen), in welcher Auflösung, das im BDL-Projekt eingesetzte iMSys, mit einer Datenvollständigkeit von mindestens 99,5%, erfassen kann. Ursprünglich war angedacht, alle möglichen OBIS-Kennzahlen (Messgrößen wie z. B. Wirkleistung, Strom und Spannung) abzufragen und dann die Abfragegeschwindigkeit sukzessive zu reduzieren. Jedoch hat sich gezeigt, dass aufgrund der fehlenden Implementierung der Streaming-Technologie (Abfrage der Daten über mehrere Einzelabfragen), es lediglich möglich war, 15 OBIS-Kennzahlen gleichzeitig abzufragen. Aus diesem Grund hat man sich auf die Abfrage von 15 OBIS-Kennzahlen beschränkt und weitere aus diesen berechnet, um einen vollständigen Messwertsatz zu erhalten. Zusätzlich wurde die Abfrage der Kenngrößen mit 1-3 mMEs getestet, um aufzuzeigen, ob die Hinzunahme von weiteren Zählern ebenfalls eine Auswirkung auf die maximale Datenabfrage hat.

Das Ergebnis war, dass die Abfrage eines einzelnen Messwertes über eine mME, welche mit dem SMGW verbunden ist, auf 3-Sekundenbasis mit einer erfolgreichen Abfrage von $\geq 99.5\%$ funktionierte. 15 OBIS-Kennzahlen konnten parallel über eine mME auf 8-Sekundenbasis abgefragt werden und die Hinzunahme von insgesamt 3 Zählern, erhöhte das Intervall auf 17 Sekunden (diese Untersuchung inkludiere nicht, ob die Daten auch regelmäßig übertragen wurden).

Die Untersuchungen haben jedoch einige Herausforderungen aufgedeckt, hierzu zählen:

- Die maximale Anzahl parallel erfassbarer OBIS-Kennzahlen vom konkreten iMSys (mME-Typen und SMGW der Generation 1) wird durch die Größe des Pufferspeichers des jeweiligen Zählers sowie der Interoperabilität der Streaming-Funktion zwischen Zähler und SMGW beeinflusst.
- Das Abfrageintervall und die Anzahl der abgefragten TAFs sind weit über die Herstellerangaben (30 Sekunden, 2 x TAF-9/-10/-14) hinausgehend möglich.
- Die minimale Messwertaufösung ist abhängig von der Anzahl an parallelen OBIS-Kennzahlen und mMEs, welche mit dem gleichen SMGW verbunden sind sowie dem Einsatz parallellaufender TAFs.
- Die Ableitung von gemessenen OBIS-Kennzahlen ist nur bedingt möglich. Die Genauigkeit der weitergegebenen OBIS-Kennzahlen an das SMGW (in Bezug auf Nachkommastellen) ist hierfür nicht immer ausreichend beziehungsweise weist nicht die gleiche Genauigkeit auf, wie für die internen Zählerberechnungen.
- Der Pufferspeicher der Zähler limitiert die Abfrage aller möglichen OBIS-Kennzahlen in einer einzelnen Abfrage, sodass eine Streaming-Funktion notwendig ist, welche jedoch nicht in allen Zählertypen (Stand heute) umgesetzt ist.
- Einschränkungen der Interoperabilität zwischen verschiedenen Zählertypen (primär Typ a Zähler) und SMGW-Varianten können zu Behinderungen bei der Abfrage paralleler OBIS-Kennzahlen führen.
- Die Hinzunahme weiterer OBIS-Kennzahlen bei einem einzigen TAF hat nur eine geringe negative Auswirkung auf die benötigte Übertragungszeit.
- Bei der Ermittlung der maximalen Ausprägung für Mehrwertfunktionen muss berücksichtigt werden, dass auf den iMSys bereits die Abrechnungs-TAFs genutzt werden (Vorauslastung).

Trotz allem ist an dieser Stelle zu erwähnen, dass die getesteten Szenarien die Mindestanforderungen der BSI Vorgaben bei weitem übertreffen. Da sich parallel jedoch immer mehr abzeichnet, dass Performanceverbesserungen des iMSys Möglichkeiten für digitale Lösungen im Bereich Markt-, Netz- und System schaffen, ergeben sich daraus folgende Handlungsempfehlungen:

- Einheitliche Kompatibilität zwischen Zählern und SMGW, sodass die maximale Fragmentgröße (Pufferspeicher) genutzt und Streaming beidseitig entsprechend der relevanten Standards unterstützt wird, um nach Möglichkeit alle relevanten OBIS-Kennzahlen gleichzeitig unterstützen zu können
- Bereitstellung von TAFs, welche alle möglichen OBIS-Kennzahlen sowie in hoher Auflösung (ideal 1 Sek. lokal an der HAN-Schnittstelle) erlauben, als Basis für neue Anwendungsfälle.

- Es soll mindestens ein hochfrequenter TAF für die eichrechtskonforme und nicht-eichrechtskonforme Datenerfassung zur Verfügung stehen, welcher es erlaubt alle OBIS-Kennzahlen parallel zu erfassen.
- Messgrößen sollten mit der gewünschten Anzahl an Nachkommastellen vom SMGW abgerufen werden können, sodass die jeweilige Messgenauigkeit, abhängig vom jeweiligen UC eingestellt werden kann.

Basierend auf diesen Erkenntnissen wurden für das BDL-Projekt die Messintervalle 30 und 60 Sekunden gewählt.

Im Zuge des Forschungsprojekts wurde ein SMGW der Generation 2 entwickelt, welches noch wenige Testtage vor Projektabschluss getestet werden konnte. Getestet wurde u.a. die Übertragung von 15 OBIS-Kennzahlen in einer Auflösung von 5 Sekunden, mit zugehörigem Backendversand via WAN-Schnittstelle. Der Testzeitraum erstreckte sich über 3 Tage. In diesem Zeitraum sind 52.226 Datensätze im Backend eingetroffen, wobei lediglich 51.840 Datenpakete hätten eintreffen sollen, falls die 5 Sekundenfrequenz exakt eingehalten wird. Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass nach ca. jeweils 2,5 Stunden die Datenankunft im Backend für ca. 50 Sekunden ausgesetzt hat, was einem Datenverlust von ca. 400 Datensätzen entspricht, jedoch ist diese Periodizität des Datenausfalls zu gleichmäßig, als dass dies als Zufall eingestuft werden kann. Es war jedoch nicht mehr möglich zu untersuchen, woher diese Gleichmäßigkeit der Datenlücken kam. Zieht man die ca. 400 Datensätze von der erwarteten Datenmenge von 51.840 ab (die 52.226 stellen eine Übererfüllung da, wobei die zusätzlichen Messwerte keinen Mehrwert darstellen), erhält man eine Datenvollständigkeit von ca. 99,2 %. Abbildung 60 visualisiert dabei die Auswertung.

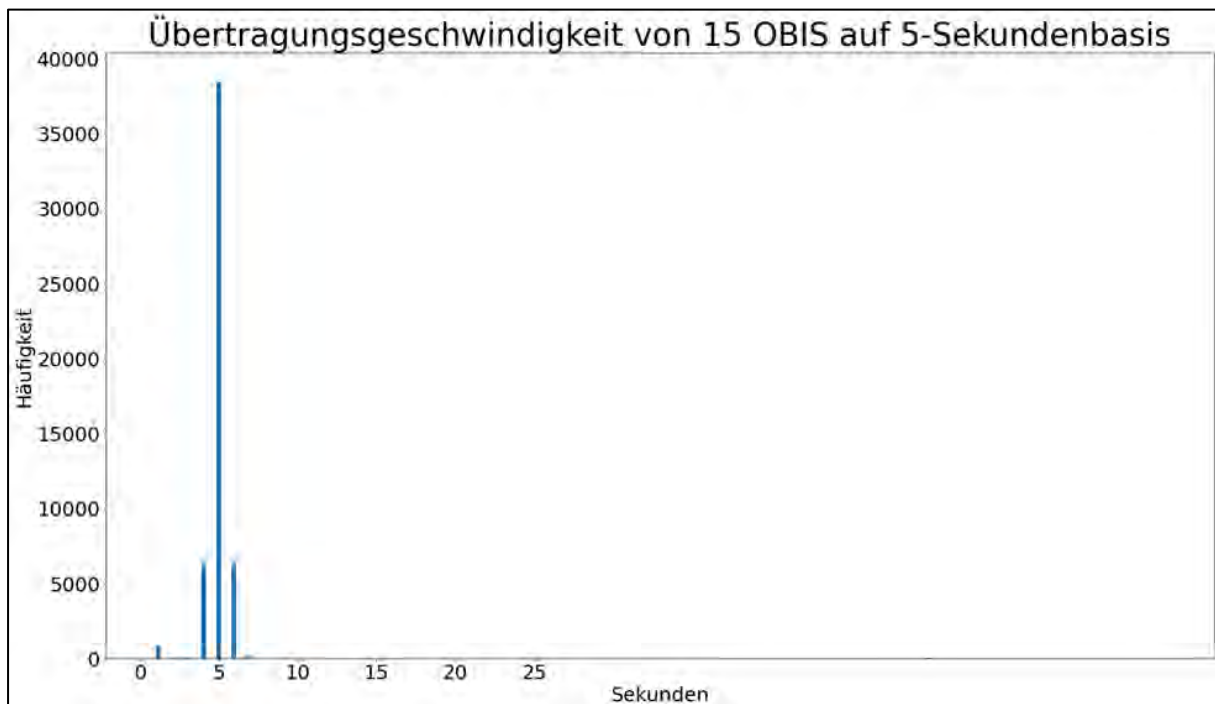


Abbildung 60: Visualisierung der Messdatenankunft im Backend von 15 OBIS-Kennzahlen mit einem Intervall von 5 Sekunden.

Aufgrund der zeitlich stark eingeschränkten Mess- und Auswertungsmöglichkeit des SMGW der Generation 2, können aktuell keine weiteren Aussagen dazu getroffen werden, bis zu welchem Intervall sich die Messwerterfassung noch steigern lässt und warum es zu den zuvor beschriebenen Restausfallhäufigkeiten im Backend kam. Aufgrund der bisherigen Projekterfahrung ist jedoch zu vermuten, dass die Gleichmäßigkeit der Datenübertragung sowie die Datenvollständigkeit durch Softwareanpassungen weiter optimiert werden kann. Unabhängig davon zeigt diese Auswertung bereits, dass das SMGW-2 voraussichtlich ausreichend schnell ist, um zukünftige Niederspannungs-(Netzleitsysteme) mit hochfrequenten Daten zu versorgen, sodass in Echtzeit auf sich verändernde Netzsituationen reagiert werden kann.

Datenvollständigkeitsanalyse

Die Untersuchungen zur Datenvollständigkeit durch die FfE, bezogen sich auf der ausschließlichen Verwendung des SMGW der Generation 1. Bei dieser Analyse zeigte sich jedoch, dass die Datenvollständigkeit über den Projektzeitraum durchwachsen war.

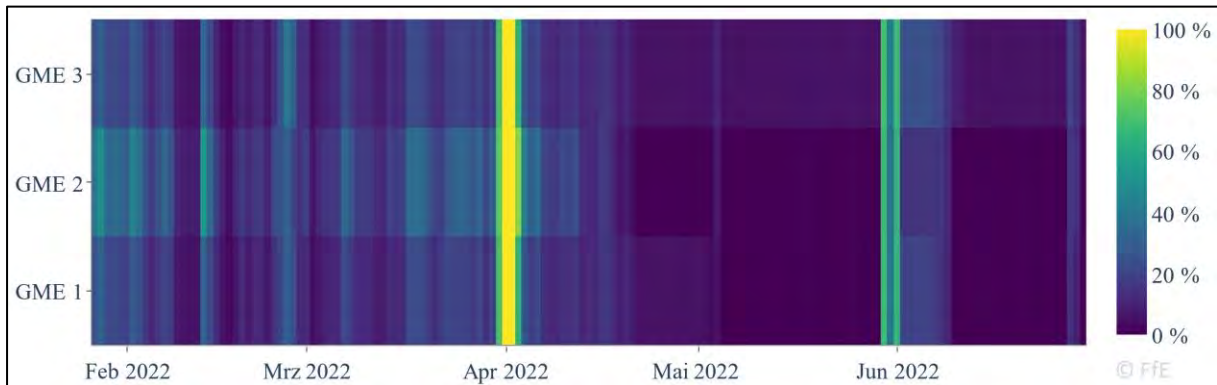


Abbildung 61: Datenlücken der Messdaten mit einer zeitlichen Auflösung von 60 Sekunden im Zeitraum vom 27.01.2022 bis 30.06.2022 in Prozent, 0 % entspricht keinen Datenlücken.

Die Abbildung 61 zeigt, exemplarisch für Phase 2 (27. Januar bis 30. Juni), die Datenlücken kumuliert über alle Kund:innen. In diesem Zeitraum liegen die Daten mit einer zeitlichen Auflösung von 60 Sekunden vor. Auffällig ist der Komplettausfall Anfang April sowie der gravierende Ausfall der Daten Ende Mai. Darüber hinaus liegen zu Beginn des betrachteten Zeitraums häufigere und umfangreichere Ausfälle vor. Im Mittel fehlen in Phase 2 14,6 % der Messpunkte. In den anderen Zeiträumen, die über eine feinere zeitliche Auflösung verfügen, fehlen 21,3 % (Phase 1) bzw. 14,0 % (Phase 3). In der letzten Phase werden die zwei Kund:innen, die den Pilotversuch vorzeitig beendet haben, nicht berücksichtigt. Der heterogene Verlauf der Datenlücken macht deutlich, dass diverse Ursachen hinter den Übertragungsausfällen liegen. Beispielsweise spielen Unterschiede in der LTE-Konnektivität der einzelnen Kund:innen eine Rolle. Auch Systemupdates, wie das Neuaufspielen der TAF (für diverse Tests für Funktionen und Anwendungsfälle), oder physische Umbaumaßnahmen haben einen Einfluss auf die Datenvollständigkeit. Trotz dieser heterogenen Ausfallursachen zeigt sich über die Zeit eine Verbesserung der Situation, da die verwendeten Softwarereleases für das SMGW immer stabiler arbeiteten. Um die Zuverlässigkeit der Datenübertragung ohne externe Störfaktoren bewerten zu können, ist es notwendig, die Pilotkund:innen individuell zu betrachten.

Um die Zuverlässigkeit der Datenübertragung und den Einfluss der unterschiedlichen zeitlichen Auflösung der Messwerte bewerten zu können, zeigt Abbildung 62 die Datenlücken bei der Übertragung der realen Messwerte von Kunde 178149 in beiden zeitlichen Auflösungen über jeweils einen Monat.



Abbildung 62: Datenlücken der Messdaten des Pilotkunden 178149 im August mit einer zeitlichen Auflösung von 30 Sekunden und im Mai mit einer zeitlichen Auflösung von 60 Sekunden in Prozent, 0 % entspricht keinen Datenlücken.

Im August beträgt bei einer zeitlichen Auflösung von 30 Sekunden der Anteil der fehlenden Werte beim Beispielkunden 178149 im Mittel 0,44 % (bzw. 99,56 % Datenvollständigkeit). Im Vergleich dazu erzielt dieser im Mai bei einer Messwertübertragung pro 60 Sekunden einen Anteil von 0,4 % (99,6 % Datenvollständigkeit). Unter Ausschluss möglichst vieler externer Störfaktoren ist die Ausfallwahrscheinlichkeit bei geringerer Auflösung somit um ca. 0,04 % höher.

Für weitere Performance-Untersuchungen bezüglich Schalthandlungen via SMGW wurde durch die FfE ein Testaufbau mit einem Demonstrationsboard aufgebaut. Dieses beinhaltet ein SMGW, welches mit einer SIM-Karte ausgestattet ist, sodass die Kommunikation über LTE erfolgen kann. Das SMGW ist über ein Netzkabel mit einem Wallbox Emulator verbunden, der das Verhalten der Wallbox simuliert. Dabei handelt es sich um ein Raspberry Pi mit der entsprechenden, von Kostal bereitgestellten, Software. Die Übergabe der Leistungsbegrenzungen und Gültigkeitszeiträume an das GWA System erfolgte durch einen Server via HTTP (Hypertext Transfer Protocol), der damit die Rolle des VNBs ersetzt.

Von über 2.000 versandten Vorgaben an ein SMGW mit unterschiedlichen Leistungsvorgaben wurden 36 Vorgaben nicht im SMGW umgesetzt. Dies entspricht einer Erfolgsquote von 98,34 %. Abbildung 63 zeigt die erfolgreichen und gescheiterten Prozesse als Sankey Diagramm auf.

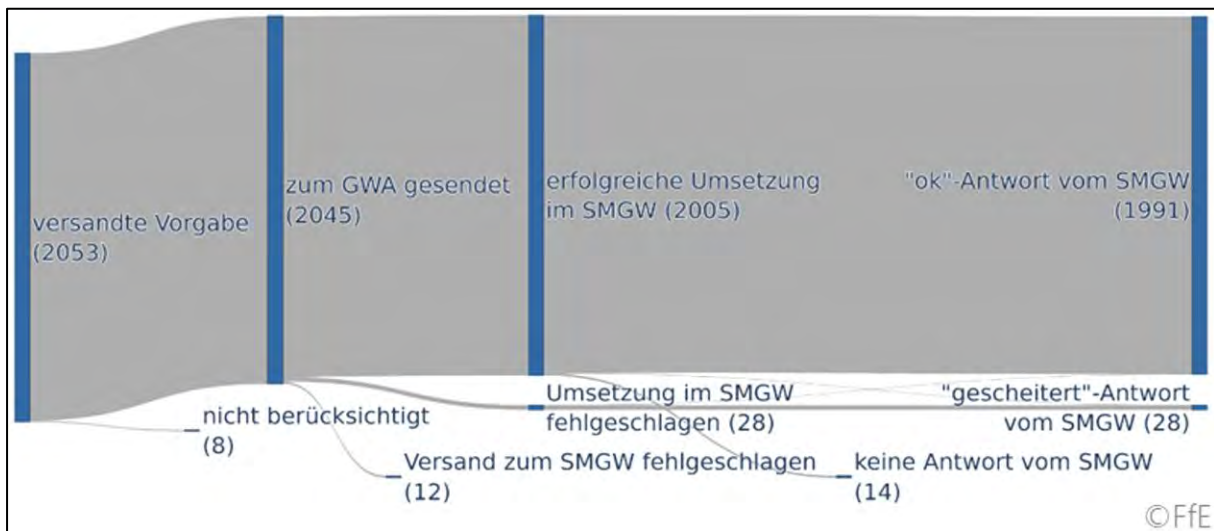


Abbildung 63: Sankey Diagramm mit der Visualisierung von nicht ausgeführten Vorgaben und den fehlerhaften Prozessen.

Die Vorgaben, welche nicht berücksichtigt wurden, sind vermutlich auf den zeitlich zu eng getaktetem Versand von Leistungsvorgaben zurückzuführen. Die Fehlerquelle liegt hier auf Seiten des Servers. Für zwölf Vorgaben konnte die Prozessnummer nicht in den Log-Daten gefunden werden. Die Ursache dieses Verhaltens konnte nicht ermittelt werden. Der größte Anteil der nicht erfolgreich umgesetzten Vorgaben ist auf eine fehlerhafte Ausführung im SMGW zurückzuführen. Dabei wird die Vorgabe vom SMGW geloggt, jedoch erfolgt kein Update des Profils im SMGW. Hier könnte eine Fehlerquelle parallellaufende Prozesse sein. Für 14 angestoßene Übermittlungen einer Vorgabe gab das SMGW keine Rückmeldung. Hier kann auch von einer erfolgreichen Umsetzung ausgegangen werden, wobei lediglich die „OK-Rückmeldung“ des SMGWs ausgeblieben ist.

Zusätzlich wurde das benötigte Datenvolumen untersucht, abhängig davon, wie häufig der CLS-Kanal initiiert werden muss oder nicht. Für die Übermittlung einer Leistungsvorgabe werden rund 15 kB Datenvolumen benötigt. Wird ein Kommunikationskanal für die Übermittlung von mehr als 50 weiteren Vorgaben genutzt, reduziert sich das aufkommende Datenvolumen, je übermittelter Vorgabe, auf knapp 10 kB.

Abbildung 64 zeigt die Dauer der einzelnen Prozessschritte. Es wird deutlich, dass die Verarbeitung im SMGW (SMGW ändert Profil) mit 27 Sekunden und einer Standardabweichung von vier Sekunden, die meiste Zeit in Anspruch nimmt. Auch die Dauer für die Bestätigung der erfolgreichen Übermittlung (SMGW informiert GWA über Erfolg) dauert vergleichsweise lange.

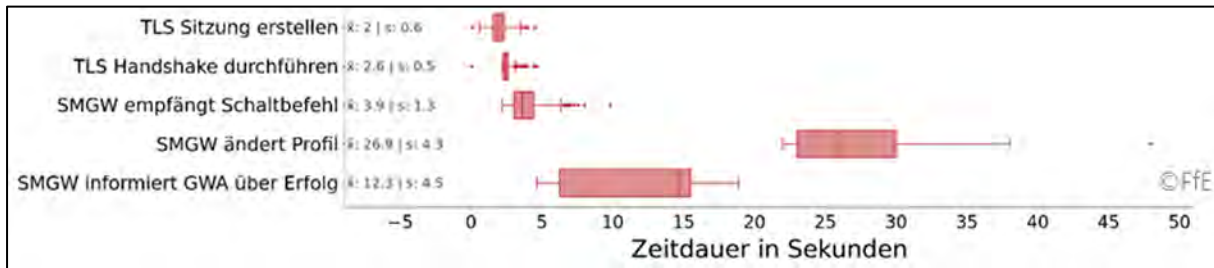


Abbildung 64: Dauer der Prozessschritte für präventive Vorgaben, wobei der Kommunikationskanal auf- und abgebaut wird.

Die Ergebnisse der Performanceuntersuchung für den Anwendungsfall der lokalen Netzdienstleistung zeigen, dass sich die iMSys Infrastruktur für den untersuchten Anwendungsfall grundsätzlich eignet. Die Zuverlässigkeit der Prozesskette ist hoch, wobei hier abhängig von der Anzahl angebundener Anlagen unterschieden werden muss. Stehen an einem Netzstrang nur wenige steuerbare Anlagen zur Verfügung, kann die erfolgreiche Übermittlung und Umsetzung der Vorgaben essenziell für den stabilen Netzbetrieb sein. Entsprechend müssen VNB die Zuverlässigkeit der Übermittlung bei der Umsetzung der Maßnahmen berücksichtigen.

Im Zuge des Forschungsprojekts wurden weitere Performanceanalysen zum intelligenten Messsystem durchgeführt, diese betreffen die hochfrequente Bereitstellung von Zählerdaten für eine Eigenverbrauchsoptimierung mit Nulllastregelung sowie Schalthandlungen via CLS-Kanal oder via SMGW. Da die Untersuchungen den UCs zugeordnet wurden, sind die jeweiligen Ergebnisse in dem Abschnitt der iMSys-UCs verortet.

Konzeptvorschlag zu einer Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene via intelligentem Messsystem

Unabhängig von der konkreten Ausprägung des zukünftigen Energiesystems, bleibt eine Herausforderung unverändert, und zwar dass sich Erzeugung und Verbrauch stets in Waage halten müssen, da dies sonst unmittelbare Auswirkungen auf die Netzfrequenz und somit auch auf die Netzstabilität hat. Während auf höheren Netzebenen Monitoringfunktionen und Rundsteuersignale die Frequenzhaltung sowie Redispatchprozesse ermöglichen, sind diese Prozesse für Niederspannungsnetze und kleinteilige Flexibilitäten nicht eins zu eins anwendbar. Auch wenn Einzelflexibilitäten als vernachlässigbare Wirkgröße angesehen werden können, ist dies nicht mehr der Fall, sobald vergleichbare Optimierungsprozesse großflächig und synchronisiert angestoßen werden (z. B. über gleiche Marktsignale für dynamische Preise durch Lieferanten oder aber auch durch Energieserviceanbieter (ESA), welche in Form von Aggregatoren Optimierungen bei den Kleinstflexibilitäten umsetzen).

Steuerungsvorgaben erreichen heutzutage die Liegenschaft i.d.R. noch über eine Vielzahl proprietärer Systeme, wie z. B. die Wallbox direkt via OCPP, dem EMS via

einem Energieserviceanbieter, das Fahrzeug via Mobilfunkverbindung oder durch Steuerungssignale eines aEMT aus der Energiewirtschaft. Nicht zu vernachlässigen sind dabei auch lokale Steuerungsvorgaben durch die Kund:innen, z. B. via Smartphone oder manuelle Befehlseingabe direkt an der Wallbox (bzw. Flexibilität). Hierbei geht es häufig auch nicht darum netzdienlich zu handeln, sondern Optimierungsziele zu realisieren.

Betrachtet man die Vielzahl der im BDL-Projekt erprobten Anwendungsfälle wie z. B. Eigenverbrauchsoptimierung mit Nulllastregelung, Intraday-Vermarktung, Spitzenlastkappung, Frequenzkontrolle, Primärregelleistung, Dynamischer Tarifwechsel am Beispiel von Mitarbeiterladen zuhause oder iMSys als PQ-System, zeigt sich schnell, dass die Schaltwünsche vielfältige Quellen haben (können), das Ziel jedoch darin besteht, dies über das iMSys koordiniert abzuwickeln, sodass sich Kundenoptimierungen und Netzstabilität vereinen lassen.

Eine Aufgabe im Projekt bestand deshalb ein Konzept für eine Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene zu erarbeiten, mit welchem sichergestellt ist, dass der Zugriff auf Endgeräte/Liegenschaften aus energiewirtschaftlichem Kontext einheitlich erfolgt, alle Stakeholder darüber informiert sind, zu welchen Zeiten welche Schaltungen aus welchen Gründen vorgenommen wurden und der Netzbetreiber stets die Möglichkeit hat in Notfallmaßnahmen übersteuernd zu wirken. Abbildung 65 zeigt dabei einen in TP8 erarbeiteten Architekturvorschlag zur Koordinierung auf Betriebsebene via intelligentem Messsystem.

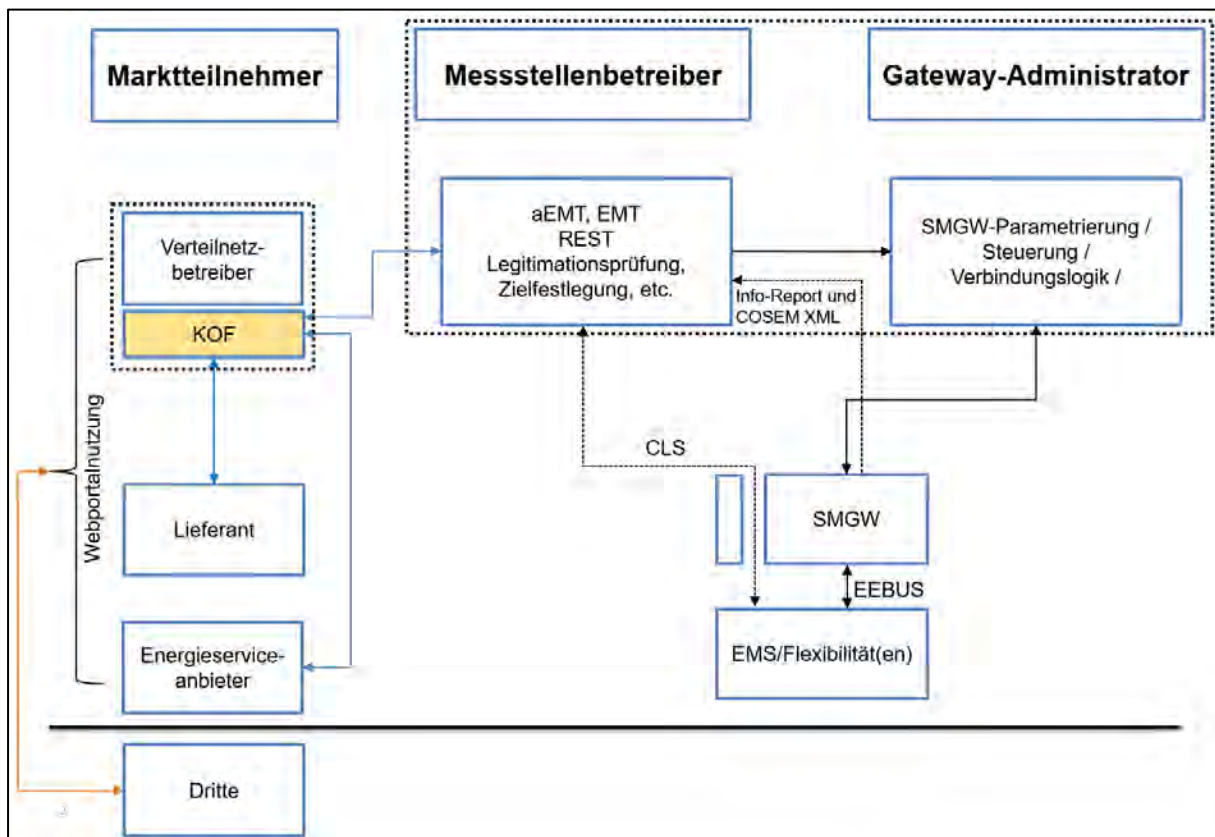


Abbildung 65: Architekturvorschlag - Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene via intelligentem Messsystem. Gestrichelte Linien zeigen eine funktionale Kopplung.

Der Architekturvorschlag besteht im Kern darin, dass der einheitliche Zugriff auf eine Flexibilität oder einen Netzanschlusspunkt über den Messstellenbetreiber in der Rolle des aktiven externen Marktteilnehmers (aEMT) erfolgt. An dieser Stelle wird entschieden, wie die Kommunikationsverbindung aufgebaut wird (CLS-Kanal oder über das SMGW) und es wird die Möglichkeit geschaffen Schalthandlungen zu übermitteln sowie Statusinformationen abzufragen. Marktteilnehmer können sich entweder direkt als aEMT zertifizieren lassen oder einen Webportalzugang eines aEMT nutzen, um über die sichere iMSys-Infrastruktur auf eine Flexibilität zugreifen zu können.

Im ersten Schritt werden Schalthandlungen (Ad-Hoc oder geplant) der Marktteilnehmer über die KOF geleitet. Die KOF ist eine Serviceinstanz des VNBs. Dadurch erhält der VNB alle notwendigen Informationen aktuell notwendiger sowie geplanter Schalthandlungen. Über den MSB erhält der VNB bzw. die KOF alle relevanten Informationen der verbauten Messtechnik und perspektivisch gibt es auch die Möglichkeit darüber Informationen aus den jeweiligen Liegenschaften zu erhalten, in Bezug auf lokale Optimierungs-/Schalthandlungsprozesse oder Fahrpläne.

Je nach Netzzustand/Situation der Netzampel, werden die Steuerungssignale entweder ungehindert weitergeleitet, eingeschränkt, umgesetzt oder abgelehnt und die

jeweiligen Absender (z. B. Lieferant oder ESA) darüber informiert. Die Informationsweitergabe gilt nicht nur in Bezug auf die Weiterleitung und Umsetzung von Schaltbefehlen, sondern ebenso für die erfolgreiche Parametrierung der/des gewünschten SMGWs. Steuerbefehle, welche den sicheren Netzbetrieb gefährden, müssen entweder zeitlich versetzt oder in ihrer Höhe und/oder zeitlichen Vorgaben reduziert werden.

Durch diesen Aufbau wird man einer standardisierten, interoperablen sowie sicheren Architektur gerecht. Hinzu kommt die Möglichkeit, dass Nutzungskapazitäten in Form von Datenübertragungsmengen ersichtlich werden und zielgerichtet abgerechnet werden können (z. B. wirken sich Millionen von Softwareupdates über einen Energieserviceanbieter anders aus als der Informationswunsch etwaiger Fehlerberichte).

Die Ausgestaltung dieses Konzepts wurde unter dem Ziel erarbeitet, nicht nur die BDL- sondern auch zukünftige Marktanforderungen zu erfüllen. In weiteren Arbeiten muss die Funktionsweise der einzelnen Module sukzessive spezifiziert werden. Im Zuge der Konzepterstellung wurden dabei verschiedene Fragen notiert, welche perspektivisch zu lösen sind, um solch eine Architektur einwandfrei betreiben zu können.

Untersuchung der Netzurückwirkungen

Die Stabilität des Stromnetzes ist essenziell für die Versorgungssicherheit, weshalb neben einer Spannungshaltung und Überlastkontrolle auch die Netzurückwirkungen verschiedener Betriebsmittel, vor allem die komplexe Wirkungsweise untereinander, regelmäßig zu untersuchen sind, um etwaige Störfaktoren auf elektrische Geräte zu erkennen und Maßnahmen für die Behebung zu ergreifen.

Unter Netzurückwirkungen sind die wechselseitigen Beeinflussungen, sowohl mit anderen elektrischen Geräten, anderen Kundenanlagen oder auch mit dem Versorgungsnetz selbst zu verstehen. Dieses Dokument widmet sich der Untersuchung, welche der zusätzlichen Netzurückwirkungen aus der BDL-Wallbox im eigenen Haushalt bereits kompensiert werden, welche am Übergabepunkt relevant sind und welche noch am Transformator nachgewiesen werden können.

Eine Aufgabe des Bayernwerks als Verteilnetzbetreibers bestand darin, die Auswirkungen der eingesetzten BDL-Lösungen auf das öffentliche Energieversorgungsnetz zu untersuchen. Als Basis hierfür diente das erarbeitete Mess- und Zählerkonzept in Form der Innenmessschranken bei den Pilotkund:innen sowie zusätzliche Messungen in ausgesuchten Niederspannungsnetzen, z. B. am Transformator, dem Sammelschienenabgang oder dem schlechtesten Punkt.

Im Projekt wurde eine breite Palette von Untersuchungen durchgeführt, dazu gehörten:

- Frequenzabweichungen
- Überspannungseignisse
- Spannungseinbrüche
- Schnelle Spannungsänderungen
- Flicker
- Oberschwingungen
- Spannungsänderungen im Niederspannungsnetz bei einer angeforderten Leistungsänderung durch den Direktvermarkter
- Auswirkungen auf die Wallboxen bei einer veränderten Versorgungsspannung – Spannungssenkung.
- Auswirkungen auf die Wallboxen bei einer veränderten Versorgungsspannung – Spannungshebung.
- Auswirkungen auf die Wallboxen bei einer veränderten Versorgungsspannung – Unsymmetrische Spannung
- Veränderung der Netzimpedanz
- Q(U) Regelung
- Abschätzung der induktiven/kapazitiven Belastung an den Transformatoren

Als Ergebnis der Untersuchungen konnten verschiedene Netzereignisse aufgezeichnet werden, welche jedoch häufig über das vorgelagerte Versorgungsnetz übertragen wurden. Die DC-Wallboxen selbst sind hinsichtlich Ihrer Netzurückwirkungen mit dem Einsatz von PV Wechselrichtern vergleichbar. Die bereits vorhandene große Durchdringung von PV Wechselrichtern zeigt, dass auch bei einer größeren Stückzahl der Einsatz solcher Systeme i. d. R. nur geringe Netzurückwirkungen verursachen. An einzelnen Netzknoten könnten durch das Zusammenwirken von verschiedenen Geräten mit entsprechender Leistungselektronik auch Resonanzen oder sonstige gegenseitige Beeinflussungen auftreten. Durch die zusätzliche Komponente „DC-Wallbox“ ist daher von einer moderaten Steigerung der Power Quality Probleme auszugehen.

Die Wallbox selbst zeigt ein spannungs- und stromabhängiges Regelungsverhalten, welches ausführlich beschrieben und getestet werden konnte. Dieses Regelungsverhalten ist insbesondere bei langen Netzausläufern oder älteren Netzanschlüssen mit geringerem Querschnitt zu berücksichtigen.

Bei den Pilotkund:innen in dem Use Case „Eigenverbrauchsoptimierung“ wird die Energie im Wesentlichen aus der PV-Anlage und nicht aus dem Versorgungsnetz bezogen. Der Energiebezug aus dem Versorgungsnetz konnte dann überwiegend in

den Wintermonaten festgestellt werden, wodurch sich insgesamt keine Entlastung der Energieversorgungsnetze ableiten lässt.

Bei den Pilotkund:innen in dem Use Case „Direktvermarktung“ kann bei gleichzeitiger Anforderung des Direktvermarkters (siehe Abbildung 66) eine schnelle Laständerung entstehen, welche bei einem Wechsel von Einspeisebetrieb in den Ladebetrieb immer der doppelten Wallboxleistung entspricht. Eine 11 kW Wallbox würde somit eine Laständerung von 22 kW (11 kW Einspeisung -> 11 kW Bezug oder umgekehrt) verursachen. Würde man diese Leistungsänderung bei der Netzplanung berücksichtigen, dann könnten nur noch 50 % der Wallboxen angeschlossen werden. Es muss daher sinnvollerweise bei der Konstruktion der Wallbox ein Regelungsmechanismus durch den Hersteller programmiert werden, welcher eine plötzliche Spannungsänderung und somit eine Leuchtdichteschwankung ausschließt.

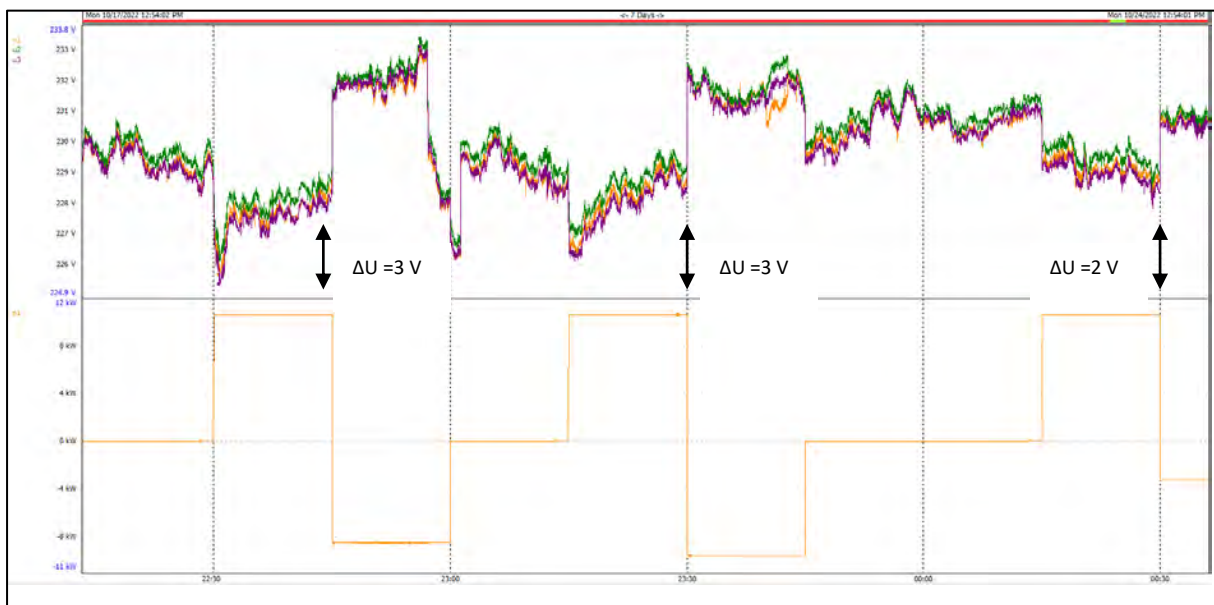


Abbildung 66: 1 Sek. Spannungsänderungen (oben), 1 Sek. Wirkleistungswerte (unten) am Hausanschluss.

Werden betriebsbedingt oder auch speziell in dem Projekt gezielte Schaltungen durchgeführt, wird die Belastungsgrenze bei einer hohen Durchdringung mit PV Wechselrichtern schnell erreicht. Bei einer ebenso großen Durchdringung mit Wallboxen ist daher ebenso eine aktive Steuerung für den sicheren Netzbetrieb zwingend erforderlich.

Des Weiteren zeigt das Projekt, dass bei einem kombinierten Einsatz von Wallbox mit einer PV-Anlage und ggf. weiterer Geräte unbedingt eine zentrale Steuerungseinheit die Koordination der Geräte übernehmen muss. Bei einer Kundenanlage lösten die entsprechenden Schutzeinrichtungen im Projektzeitraum mehrfach aus, um eine

Überlastung der Stromleitungen zu verhindern. Es sollte daher die Standardisierung für das intelligente Messsystem entsprechend zeitnah vorangetrieben werden und mit entsprechend praxisnahen Untersuchungen begleitet werden.

Die Q(U) Regelung bietet eine einfache dezentrale Möglichkeit der Spannungsstabilisierung, welche ohne Aufwendungen für die Endkund:innen durch einfache standardisierte Vorgaben umgesetzt werden könnte. Diese Regelungsoption bietet die Möglichkeiten bei der Auslegung neue Netzberechnungsgrundlagen anzusetzen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der zunehmenden Digitalisierung (lokale Spannungswerte sind dem Netzbetreiber bekannt), bei einer verstärkten Durchdringung mit regelbaren Ortsnetztransformatoren und den künftigen Anforderungen (höhere Last durch Sektorenkopplung, mehr dezentrale Erzeugungsanlagen) für die Spannungshaltung und damit für die Integration neuer Anlagen interessant.

Im Rahmen dieses Projektes konnten nur vereinzelte Wallboxen über einen kurzen Zeitraum mit der zusätzlichen Q(U) Funktionalität (bei Bezug) ausgerüstet werden. Dies bietet jedoch die Grundlage, um in einer größer angelegten Untersuchung das Zusammenwirken der lokalen Spannungsoptimierung (beim Kunden) und über eine gezielte Steuerung einer Blindleistungsvorgabe auch Kompensationseffekte (im Netz insgesamt) zu erzielen.

Im Rahmen dieses Projektes konnten viele Untersuchungen durchgeführt werden, welche mit netzverträglichen Lösungen umgesetzt werden können und das Potential für darauf aufbauende Untersuchungen bieten.

Teilprojekt EEBUS

Die Integration der EEBUS-Kommunikation ins vorliegende iMSys erfolgte in enger Entwicklungszusammenarbeit zwischen mit dem Smart Meter Gateway Hersteller Power Plus Communication AG, den Bayernwerk AG und der KEO GmbH. Die dabei gewählte Architektur des SMGW entspricht aufgrund der direkten Integration ins SMGW einer „Stufe 4“ Architektur nach dem BSI-Rollout-Plan.

Aufgrund der gewählten HW-Plattform des iMSys wurde die KEO EEBUS Embedded Linux Software Lösung weiterentwickelt und gemeinsam mit PPC in das Zielsystem integriert. Dieser SW-Stack ermöglicht sowohl das Zustandekommen der notwendigen EEBUS SHIP-Kommunikation als auch die auf standardisierten Use Cases basierende SPINE Kommunikation. Die API des KEO-Lösungsstacks wurde als direkte C++ Schnittstelle zur PPC-SMGW Applikation realisiert. Abbildung 67 zeigt die notwendigen Software-Komponenten zur Realisierung der EEBUS Kommunikation ins LAN und die Anbindung an die PPC SMGW Software mittels der UC-Business-Logic.

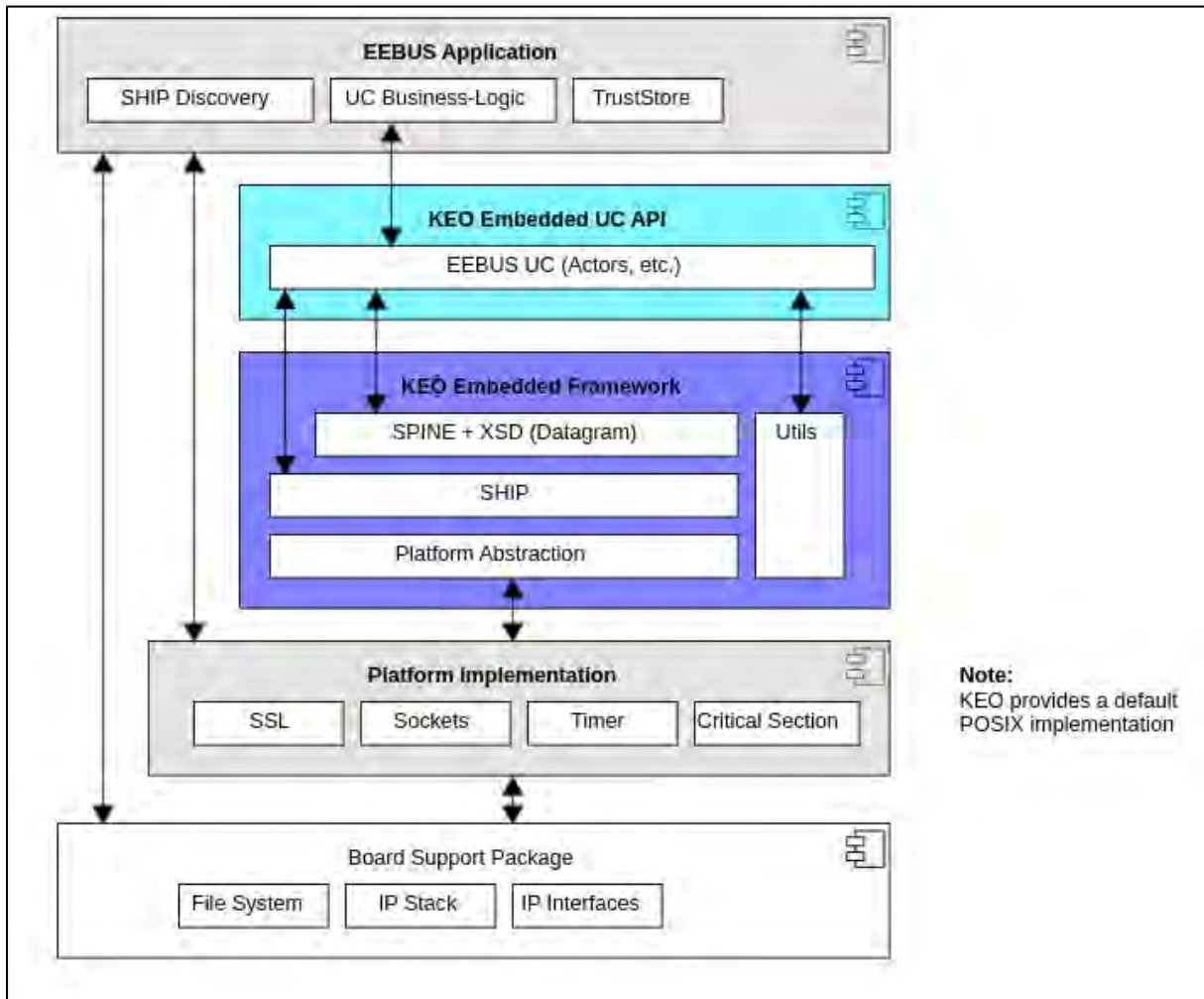


Abbildung 67: Software Komponenten für die EEBUS Kommunikation

Der im PPC-System verbaute Krypto-Chip und die notwendigen Zertifikate wurden zur Verschlüsselung der TLS basierten EEBUS Kommunikation auf SHIP-Ebene herangezogen.

Das Zustandekommen einer SHIP-Verbindung im LAN setzt im EEBUS Standard einer Nutzer-Interaktion voraus. Hierbei wird zunächst das lokale Netz gescannt und nach SHIP-Partner durchsucht. Wird der richtige Partner im Netz gefunden wird nach Nutzer-Interaktion versucht eine Verbindung mit diesem Partner herzustellen. Das Auffinden des Partners im LAN kann nach Spezifikation empfohlen mit Hilfe von mDNS/DNS-SD erfolgen oder durch Eingabe der Ziel-IP-Adresse. Für eine Serienlösung ist die Eingabe einer vorher festgelegten IP-Adresse ungeeignet. Im Kontext des BDL-Förderprojektes wurde diese Lösung jedoch gewählt, um weitere Integrationsaufwände zu umgehen. Dies führte dann leider während der Tests und beim Feldtest für wiederkehrende Mehraufwände und Verzögerungen.

Abbildung 68 zeigt den schematischen Lösungsansatz.

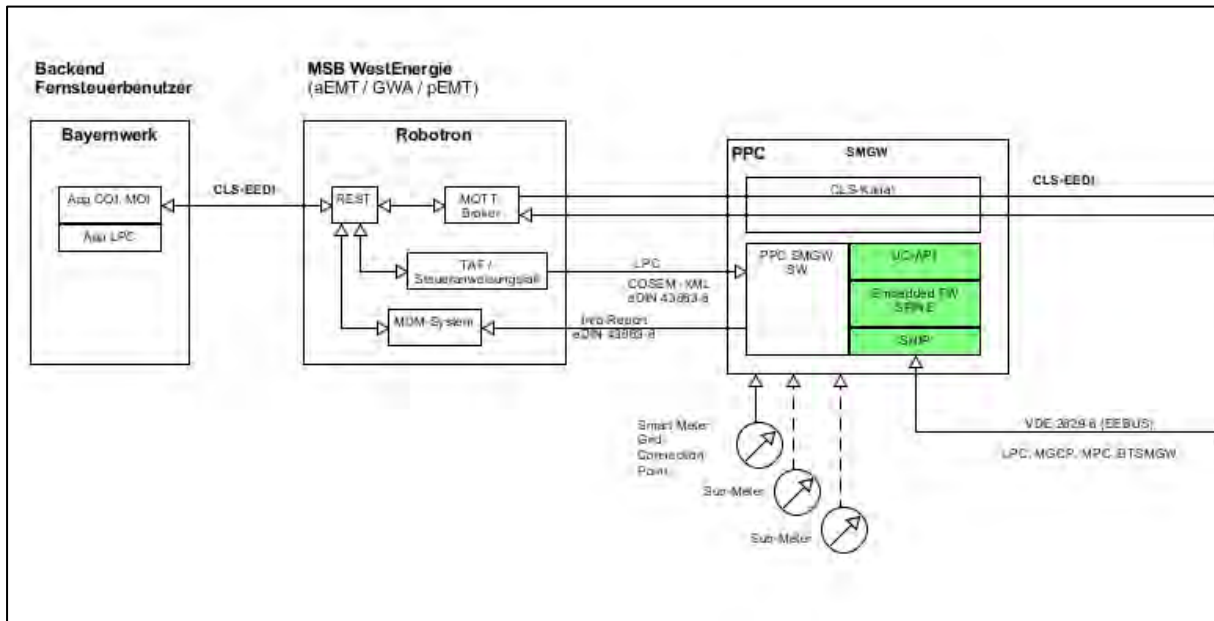


Abbildung 68: Schematischer Lösungsansatz

Neben der Kommunikationstechnologie SHIP wurden im Rahmen der übergeordneten BDL-Anwendungsfälle Vehicle to Grid und Vehicle to Home neue und bereits vorhandene EEBUS Use Cases diskutiert, (weiter-) entwickelt und integriert.

Mit Hilfe der vorhandenen internen Schnittstelle zum SMGW ist es möglich direkt die nicht abrechnungsrelevanten Messwerte der angeschlossenen Meter auszulesen. So wurden die Messwerte eines Hausanschlusszählers als auch eines am SMGW angeschlossenen Sub-Meters ausgelesen und per EEBUS Use Case an die Kommunikationspartner des SMGW übermittelt. Der dafür notwendige EEBUS Use Case lautet beim Hausanschlusszähler Monitoring of Grid Connection Point und für den Sub-Meter Monitoring of Power Consumption. Sollen diese Messwerte zur Steuerung z.B. zur Nulllaststeuerung eines EMS herangezogen werden so ist dabei eine schnelle möglichst konstante Taktrate (bis 1 Sek) einzuhalten. Im Rahmen des BDL wurden die maximalen Taktzeiten messtechnisch erfasst, optimiert und im Zusammenspiel mit realen Energiemanagementsystemen erprobt (siehe P8).

Im Rahmen der Novelle zum §14a EEG wurde die Möglichkeit geschaffen intelligent per Leistungslimitierungssignal auf die steuerbaren Einheiten (energierelevanten Geräte) einzuwirken. Hierbei wird vom Verteilnetzbetreiber bei Erkennung einer Überlast im Netzknoten ein Steuersignal an die entsprechenden Endverbraucher gesendet. Hierzu sendet der aEMT einen neuen TAF (Tarifanwendungsfall) incl. eines Leistungslimitierungswert (Plim) an das SMGW. Das SMGW überträgt diesen Wert an den EEBUS Stack der mit Hilfe des EEBUS Use Cases LPC (Limitation of Power Consumption) den Limitierungszielwert an ein einzelnes Endgerät bzw. an ein Energiemanagement System überträgt. Das EMS kann daraufhin eigene

Limitierungen berechnen und zielgerichtete Einzellimitierungen an die angeschlossenen Endgeräte übertragen, die ihrerseits ihren Stromverbrauch danach direkt anpassen.

Wie in den Übersichtsbildern für den „Teilflexiblen Verbraucher“ und dem „Vollflexiblen Verbrauchern“ erkennbar ist musste zur Realisierung der LAN-Kommunikation mittels EEBUS (VDE-AR 2829-6) sowohl im SMGW ein KEO Software Stack integriert werden als auch in der BDL-Wallbox von Kostal und im HEMs des assoziierten Partners des BDL-Projektes Viessmann. Hierfür musste die Lösung der EEBUS Kommunikation und deren notwendiger Use Cases so ausgelegt werden, dass sie für beide Anwendungsfälle ohne zusätzlichen Aufwand funktioniert.

Die folgenden Bilder (Abbildung 69 und Abbildung 70) zeigen zusätzliche Details bezüglich beider Architekturlösungen.

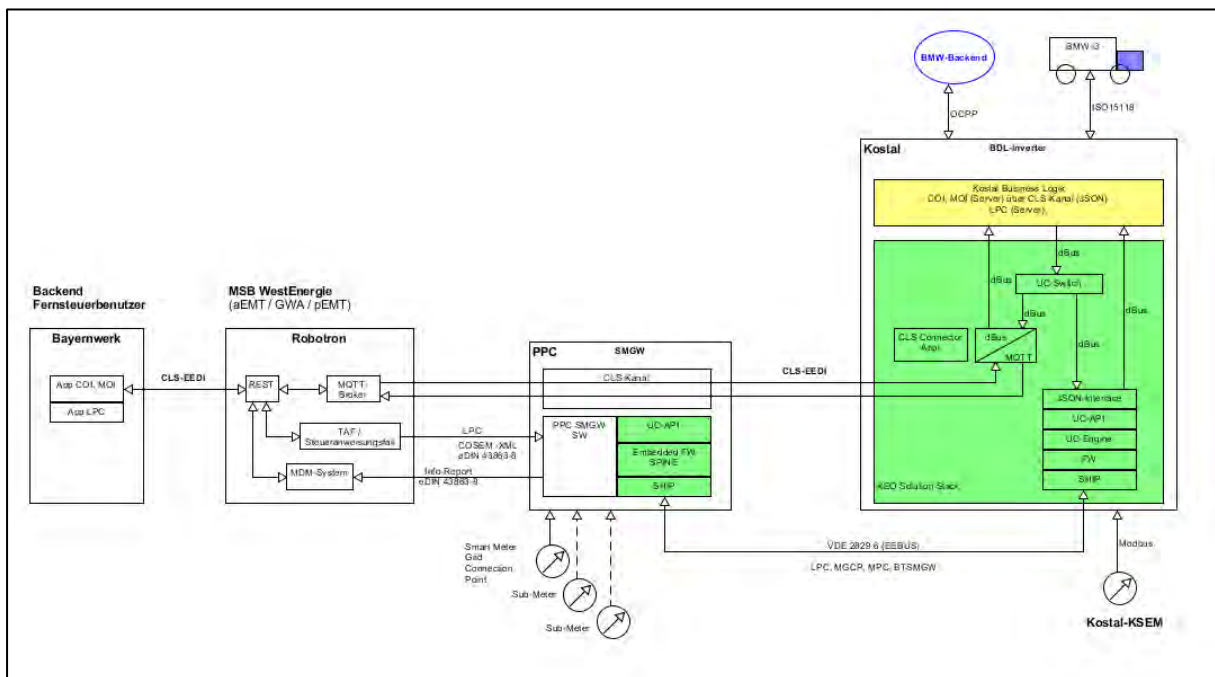


Abbildung 69: Anwendungsfall: Teilflexibler Verbraucher

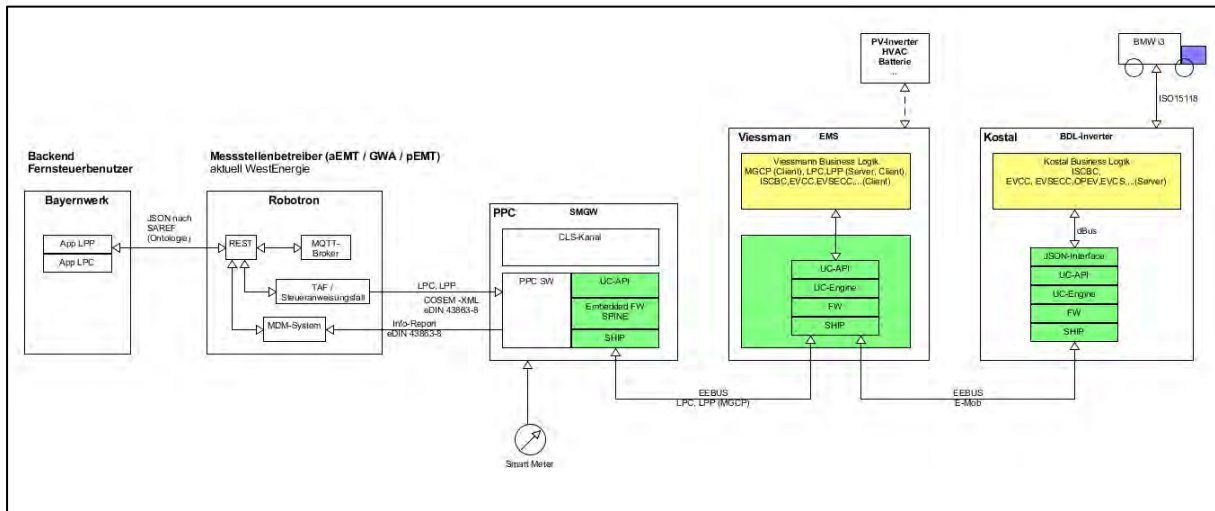


Abbildung 70: Anwendungsfall: Vollflexibler Verbraucher

Die wesentlichen Unterschiede bestehen darin, dass beim Teilflexiblen Anwendungsfall zusätzlich zur EEBUS Kommunikation zwischen SMGW und Wallbox eine auf den CLS-Kanal basierende Kommunikation zwischen Wallbox und Bayernwerke-Backend-System entwickelt, erprobt und im Feldtest genutzt wurde (siehe Kommunikationsprotokolle und Standardisierung)

Beim Vollflexiblen Anwendungsfall gibt es keine zusätzliche CLS-Kommunikation aber dafür eine umfangreichere EEBUS Kommunikation (weiter EEBUS Use Cases) zwischen dem EMS und der BDL-Wallbox. Das heißt die Wallbox erkennt über das EEBUS SPINE Protokoll automatisch die vorhandenen Use Cases des Kommunikationspartners (EMS oder SMGW) und tauscht flexibel über die etablierten Use Cases die definierten Daten aus.

Die Gesamtliste aller realisierten Use Cases für beide Anwendungsfälle zeigt die folgende Liste:

Do-mäne	Name	Abkür-zung	Funktion in Kurzform
Grid	Monitoring of Grid Connection Point	MGCP	Elektrische Daten des Hausanschlusszählers
	Monitoring of Power Consumption	MPC	Messwerte einer zusätzlichen Zählerquelle oder eines Gerätes
	Node Identification	NID	Info-Elemente zu den angeschlossenen Gerä-ten z.B. Sub-Meter
	Limitation of Power Consumption	LPC	Begrenzung des Leistungsverbrauchs nach §14a
	Power Envelope	POEN	Das Netz sendet eine Leistungshüllkurve an ein lokales EMS
	Billing Trigger SMGW	BTS-MGW	„Mitarbeiter Laden Zuhause“
E-Mob	EV Commissioning & Configuration	EVCC	Information des angeschlossenen Elektroautos

EVSE Commissioning & Configuration	EV-SECC	Information der angeschlossenen Ladeinfrastruktur
EV Charging Electricity Measurement	EVCEM	Messwerte der Ladeinfrastruktur
Overload Protection by EV Charging Current Curtailment	OPEV	Ladestrombegrenzung vom lokalen EMS an die Ladeinfrastruktur
EV Charging Summary	EVCS	Zusammenfassung des abgeschlossenen Ladevorgangs
Coordinated EV Charging	CEVC	Optimierte Ladesteuerung basierend auf ISO 15118-2 mit unterschiedlichen Anreizen (Preis, CO2, Autarkie)
Optimization of Self Consumption during EV Charging	OSCEV	Eigenverbrauchsoptimierung im Ladezustand
Increase of Self-Consumption by bi-directional EV Charging	ISCBC	Dynamisches bidirektionales Laden; Zukünftig DBEVC

Tabelle 6: Übersicht aller realisierten EEBUS Use Cases

Hervorzuheben sind hierbei die neuen im BDL entstandenen EEBUS Use Cases, die im Projektzeitraum definiert, entwickelt und erprobt wurden.

Beim „Increase of Self-Consumption by bi-directional EV Charging (ISCBC)“ geht es um die Speicherung des eigenerzeugten Stroms z.B. einer PV-Anlage in einen Fahrzeugbatteriespeichers und der Nutzung dieser gespeicherten Energie, sobald die PV-Anlage nicht genügend Energie liefert, wie z.B. in der Nacht. Der Grundgedanke ist die Erhöhung der Autarkie der Liegenschaft und die Reduzierung der damit einhergehenden Energiekosten mit Hilfe der Batterie des Elektrofahrzeugs.

Beim „Power Envelope“ geht es um die geplante Steuerung von Netzlasten oder Einspeisungen einer Niederlassung über einen Zeitraum von bis zu 48h. Hierbei kann sowohl eine Bandbreite als auch der Sollwert einer Wirkleistung vom Grid dem Haus vorgegeben werden. Zusätzlich dazu ist es auch möglich eine Vorgabe für die ins Netz einzuspeisende Blindleistung vom z.B. BDL-Wechselrichter oder einen Leistungsfaktor vorzugeben.

Der „Limitation of Power Production“ Use Case (LPP) ist die Adhoc Festlegung des Netzbetreibers der ins Netz einzuspeisenden, eigenerzeugten elektrischen Arbeit auf das sowohl ein teilflexibler als auch vollflexibler Stromkunde mit seinem HEMS oder Endgerät zu reagieren hat.

In ähnlicher Weise funktioniert der „Schwester“-Use Case „Limitation of Power Consumption Use Case (LPC)“, wobei dieser die Last am Netzanschlusspunkt begrenzt.

Zusätzlicher dazu wurde der Use Case bereits ein neuer Use Case „Billing Trigger SMGW“, mit dem Arbeitsnamen „Mitarbeiterladen“ diskutiert, skizziert, entwickelt und

in die Zielgeräte zusammen mit den Partnern integriert. Hier geht es um die genaue Abrechnung eines Ladevorgangs basierend auf einem vom SMGW bereitgestellten Tarifierungsfall (TAF).

Nach der Festlegung und detaillierten Definition der entsprechenden Use Cases entwickelte die KEO in enger Zusammenarbeit mit PPC den notwendigen SW-Stack zur vollständigen Integration der EEBUS Kommunikation in deren BSI konformen Smart Meter Gateways (SMGW). Aufgrund der Anforderungen von PPC wurde hierbei ein KEO Embedded Software Stack entwickelt und getestet.

Für die EEBUS Kommunikation auf der Kostal BDL Wallbox und dem Viessmann Energiemanagement wurden die vorhandenen KEO EEBUS Linux Lösungen um die neuen und vorhandenen Use Cases erweitert.

Die Integration der Lösungen auf den jeweiligen Zielarchitekturen wurden in enger Abstimmung zwischen den Entwicklungsabteilungen basierend auf den wöchentlichen Refinement BDL-Runden, Statusrunden und direkten Absprachen im BDL-Projektrahmen realisiert.

Zusätzlich dazu erlaubt es die BSI konforme Infrastruktur eines SMGWs eine Kommunikation über einen sogenannten CLS-Kanal. Hierfür wurde von der KEO ein CLS-Connector entwickelt, der mittels eines MQTT-Protokolls eine direkte Kommunikation zwischen z.B. der Infrastruktur der Bayernwerke und der Kostal Wallbox ermöglicht. Über dieses Interface wird im Rahmen des BDL-Projektes der POEN Use Case zum Beispiel zur Bereitstellung von Blindleistung erprobt.

Zusätzlich zu den einzelnen Lieferpaketen zur Integration auf den jeweiligen Zielgeräten lieferte und entwickelte die KEO im Rahmen des Arbeitspaketes speziell für die im BDL-Projekt notwendigen Grid Use Cases ein Testsystem, welches die EEBUS-Kommunikation im Detail prüft und welches zur Sicherstellung der Interoperabilität der verschiedenen Kommunikationspartner herangezogen werden kann und erweiterte das von der FfE realisierte Demo-Board zur Kommunikation des Projektumfangs um die notwendige EEBUS Kommunikation.

10. Die betrachteten Use Cases

Übersicht und Status der Use Cases

Use Case	Status
V2H PV Eigenverbrauchsoptimierung	im Pilotbetrieb umgesetzt 100%
V2H Tarifoptimiertes Laden	nur theoretische Betrachtung
V2H Notstromversorgung	Konzeptbetrachtung
V2G zeitliche Arbitrage, Intraday - Handel	im Pilotbetrieb umgesetzt 100%
V2G Primärregelleistung	Laborbetrieb
V2G Redispatch	im Pilotbetrieb umgesetzt 100%
V2B Spitzenlastkappung	im Pilotbetrieb umgesetzt 100%
V2B Flottenmanagement	nur theoretische Betrachtung
V2G Spitzenglättung (§14a EnWG)	im Pilotbetrieb umgesetzt 100%
V2X CO ₂ optimiertes Laden	Konzeptbetrachtung

Tabelle 7: Überblick Use Case Umsetzung

100% bedeutet: Der Use Case wurde im Pilotbetrieb ausführlich getestet und verifiziert. Ausgewählte Messdaten und Ergebnisse werden in den folgenden Kapiteln beschrieben, bzw. sind über das FfE Portal⁴⁷ einsehbar.

⁴⁷ <https://bdl-auswertungen.de/>

Die Anwendungsszenarien der Use Cases

	@home	@work	@public Highway	@public			
Verteilung Ladevorgänge	Privater Aufstellort 60-85 %		Öffentlich zugänglicher Aufstellort 15-40 %				
Typische Standorte / Ladeinfrastruktur	Garage bzw. Stellplatz beim Eigenheim	Parkplätze bzw. Tiefgarage von Wohnanlagen, Mehrfamilienhäusern, Wohnblocks	Firmenparkplätze auf eigenem Gelände	Ladestation / Lade-Hub an Achsen (z.B. Autobahn, Bundesstraße)	Ladestation / Lade-Hub Innerorts	Kundenparkplätze bzw. Parkhäuser (z.B. Einkaufszentren)	Straßenrand, Öffentliche Parkplätze
	Regelmäßige Tag- und Nachtladung		Schnellladung		Zwischenspeicherung		
Gruppe	Eigenverbrauchserhöhung		Hess Energie Wirtschaften				
V2H	Eigenverbrauchserhöhung	Eigenverbrauchserhöhung					
V2H	Tarifoptimiertes Laden	Tarifoptimiertes Laden					
V2H	Notstromversorgung	Notstromversorgung					
V2G	Intraday Handel	Intraday Handel	Intraday Handel				
V2G	Primärregelleistung (PRL)	Primärregelleistung (PRL)	Primärregelleistung (PRL)				
V2G	Redispatch	Redispatch	Redispatch				
V2B		Spitzenlastkappung	Spitzenlastkappung				
V2B		Flottenmanagement	Flottenmanagement				
Mobilität							
V2X	CO2 optimiertes Laden	CO2 optimiertes Laden	CO2 optimiertes Laden				
V2V							

Nicht bewertet

Abbildung 71: Übersicht Use Cases

V2H Eigenverbrauchserhöhung

Von den V2H Use Cases wurde im BDL Forschungsprojekt der PV-Eigenverbrauchserhöhung Use Case (kurz PV Use Case) bei den Privatkund:innen umgesetzt. Der PV Use Case ist im Vergleich zu den anderen Use Cases leicht umzusetzen und für die Kund:innen leicht nachzuvollziehen. Zusätzlich sorgen bereits auf dem Markt vorhandene Heimspeicher Lösungen für ein grundsätzliches Verständnis für diesen Use Case.

Grundlegende Betrachtung

Ziele:

Erhöhung des Eigenverbrauchs von selbsterzeugtem Strom durch eine PV-Anlage bzw. Reduktion des Netzbezugs durch Zwischenspeicherung des Überschussstroms in der Fahrzeugbatterie und Versorgung des Haushalts aus der Batterie des Fahrzeugs.

Motivation:

- Eigenverbrauch des Haushalts erhöhen
- Stromkosten einsparen

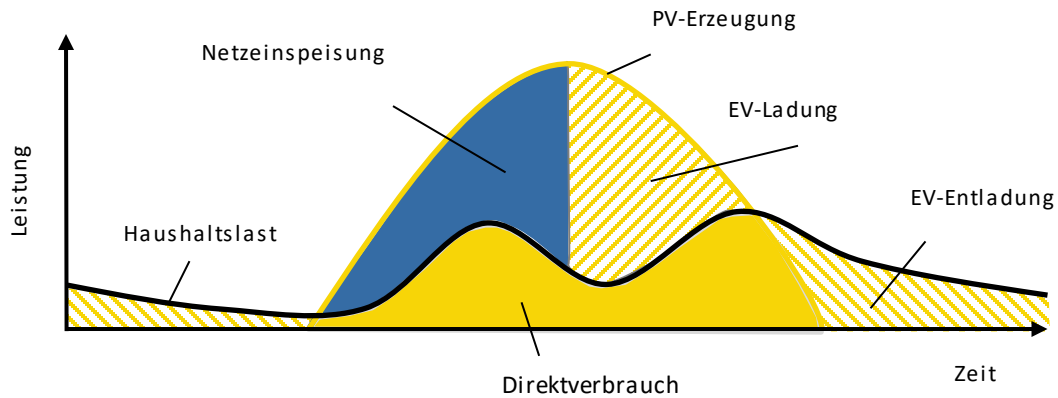


Abbildung 72: Funktion PV Use Case

Einsparungsmöglichkeit

Durch die Zwischenspeicherung und zusätzliche Nutzung des günstigen selbsterzeugten Stroms wird teurerer Netzbezug vermieden. Allerdings verliert man durch die geringere Netzeinspeisung auch einen Anteil der Einspeisevergütung. Die Wirtschaftlichkeit des Use Cases Eigenverbrauchsoptimierung basiert auf dem Spread zwischen Haushaltsstrompreis und PV-Einspeisevergütung. Die Abbildung 73 zeigt die grundsätzliche Methodik der Einsparmöglichkeit.

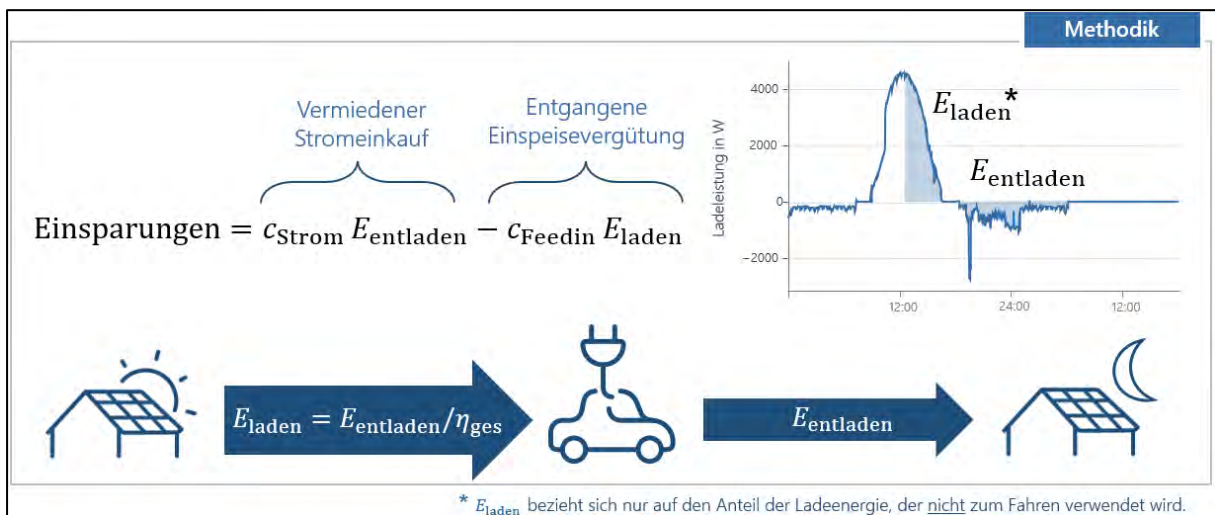


Abbildung 73: Methodik Einsparmöglichkeit

Externe Parameter wie Strompreis c_{Strom} und Einspeisevergütung c_{Feedin} sind entscheidend für die Ersparnisse. Ist die Einspeisevergütung zu hoch (oder der Strompreis zu niedrig) führt der Use Case zu Verlusten.

Umsetzung im Projekt

Im BDL Forschungsprojekt wurde eine sogenannte Nullastregelung mit PV Überschuss Laden umgesetzt. Um die Komplexität zu reduzieren, wurden keine Erzeugungsprognosen (z.B. Wetterprognosen) oder Lastprognosen betrachtet.

Ein Energy Meter am Netzanschlusspunkt misst die aktuelle Leistung. Wird ein Einspeisen festgestellt (PV Überschuss) wird das Fahrzeug geladen. Wird ein Netzbezug festgestellt wird das Fahrzeug Entladen, um die Hauslast mit der Energie aus dem Fahrzeug zu versorgen. In der Abbildung 74 sieht man die benötigten Komponenten für den Use Case.

Diese simple Lösung hatte den Vorteil, dass keine Kommunikationsverbindungen zu anderen Haushaltsverbrauchern (z.B. Wärmepumpe) oder zu PV Anlage notwendig waren.

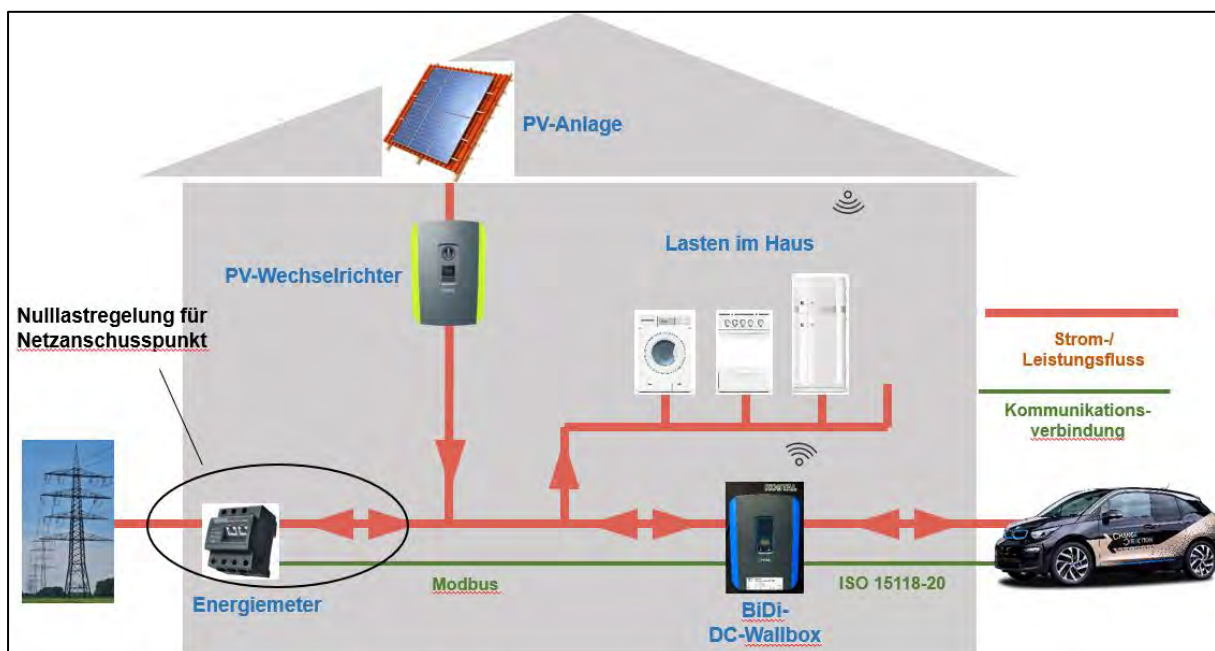


Abbildung 74: Benötigte Komponenten für PV Use Case

Um ein Laden- oder Entladen im schlechten Wirkungsgrad zu verhindern, wurde erst ab einer bestimmten Schwelle geladen (ab ca. 400W) bzw. entladen (ab ca. 500W). Dies hatte auch den positiven Effekt das Betriebsstunden mit Energiefluss im System reduziert wurden.

Projektergebnisse

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse vom PV Use Case in einer Übersicht:

Anzahl der Kunden:	Durchschnittlich waren 5 Kunden im PV Use Case
Abfahrtszeit:	07:00 meist gewählte Abfahrtszeit
Ziel SoC:	Durchschnittlich 59%
PV Anteil:	Beim Laden war der PV Anteil ca. 71%
Ansteckdauer Werktag:	13,7 Stunden (57% Verfügbarkeit)
Ansteckdauer Wochenende:	15,6 Stunden (65% Verfügbarkeit)
Energie Entladen:	3762 kWh über alle Fahrzeuge im PV Use Case
Energie geladen:	8338 kWh über alle Fahrzeuge im PV Use Case
Einsparung:	Durchschnittlich wurden 116€ pro Kunde eingespart
Round Trip Wirkungsgrad:	Durchschnittlich 55%
Zusätzliche Betriebsdauer:	Durchschnittlich 4,4 Stunden pro Tag pro Fahrzeug

Tabelle 8: Ergebnisse der Use Case Umsetzung

Man sieht an den Ergebnissen, dass die Kund:innen sehr gut am Erfolg vom PV Use mitgewirkt haben. Die durchschnittliche Ansteckdauer war im PV Use Case sehr hoch. Auch wurde der Ziel SoC mit 59% von Kund:innen so gewählt, dass meist ausreichend Batteriespeicher zu Verfügung stand.

Durchschnittlich wurden pro Kunde 116€ eingespart. Die Einsparungen waren von Kunde zu Kunde sehr unterschiedlich und waren abhängig von den kundenspezifischen Gegebenheiten wie Einspeisevergütung, PV Anlagengröße, Haushaltstromverbrauch, Fahrzeugverfügbarkeit und gewählten Ziel SoC. In der Abbildung 75 sieht man die Einsparung pro Kunde pro Monate und die durchschnittliche Erzeugung und Verbrauch im entsprechenden Monat.

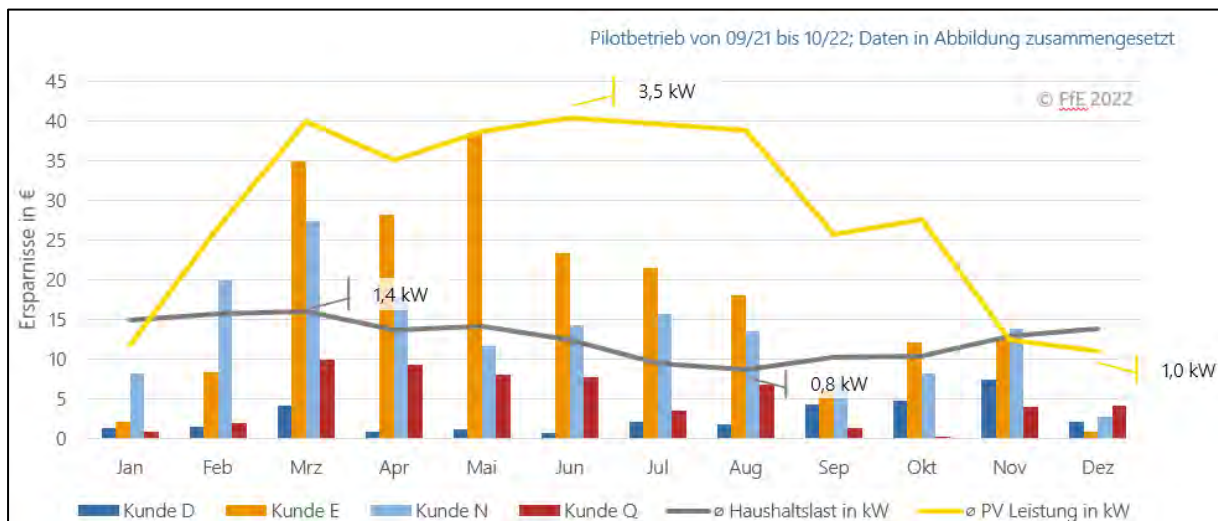


Abbildung 75: Einsparung pro Kunde

Einordnung der Ergebnisse:

- Einsparungen durch den PV Use Case korrelieren von allen Einflussgrößen am stärksten mit dem Haushaltsstromverbrauch, da dieser Bedarf meist die limitierende Größe für die Rückspeisungen aus dem Fahrzeug ist.
- Bei den Kund:innen mit elektrischer Wärmeerzeugung sind diese Geräte maßgeblich für den Haushaltsstromverbrauch und damit für die entladene Energiemenge E_{entladen} verantwortlich.
- Die maximalen Ersparnisse fallen daher nicht immer in die Sommermonate, sondern in die Übergangszeit, wo noch geheizt wird.
- Nur bei gleichzeitig hohem Haushaltsverbrauch und hoher Solareinspeisung kann der Use Case sein volles Potenzial entfalten.

Insgesamt sind deutlich höhere Einsparungen in einem Serienprojekt pro Kunde möglich. Die Ursachen für die geringen Einsparungen liegen hauptsächlich an den folgenden Punkten:

- Geringer Roundtrip Wirkungsgrad von 55%.
- Keine PV Prognose (Keine Einbeziehung von Wetterdaten)
- Keine Haushaltsstromverbrauchsprognose
- Keine kundenspezifischen Ladeschwellen

Diese Punkte könnten in einem Serie Projekt deutlich verbessert werden. In der Abbildung 76 sieht man die möglichen Einsparpotenziale:

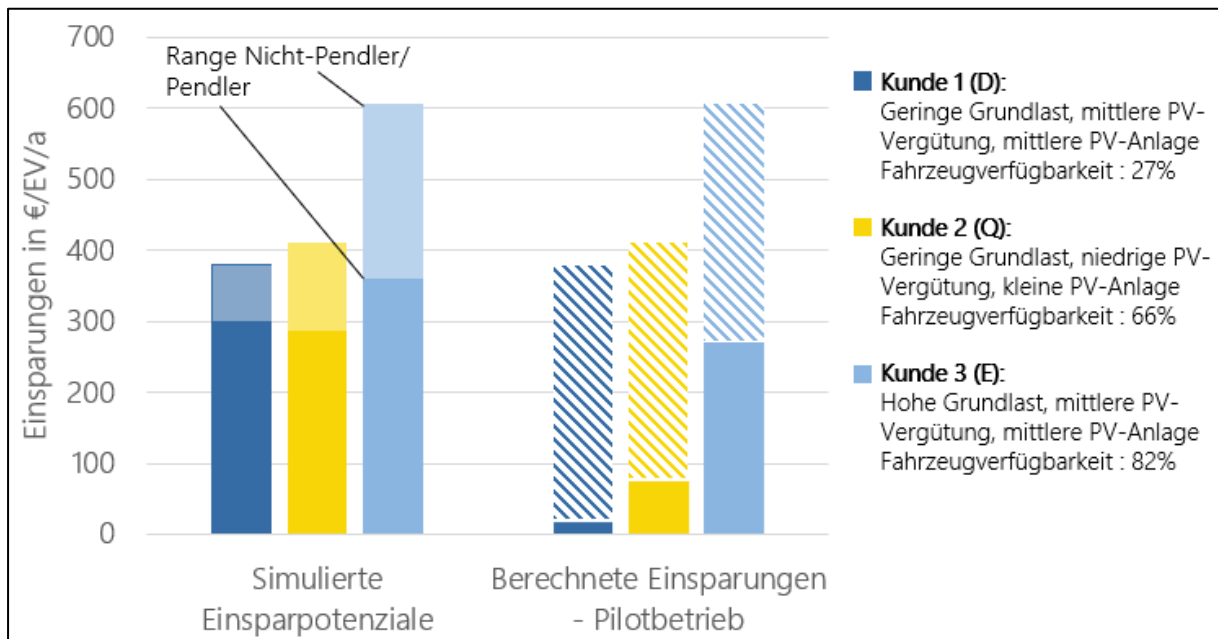


Abbildung 76: Vergleich Einsparpotenziale PV Use Case

Ein Hauptgrund für die geringen Einsparungen im Forschungsprojekt war der Gesamtwirkungsgrad. Der Gesamtwirkungsgrad η_{ges} setzt sich zusammen aus den Verlusten beim Lade- und Entladevorgang sowie konstanten Verlusten innerhalb des Fahrzeug.

Da im PV Use Case Lade- und Entladeleistung durch die PV-Anlage und den Haushaltslastgang begrenzt sind wird öfters im ineffizienten Teillastbereich geladen und entladen. In der Abbildung 77 sieht man den Wirkungsgrad beim Lade- und Entladevorgang.

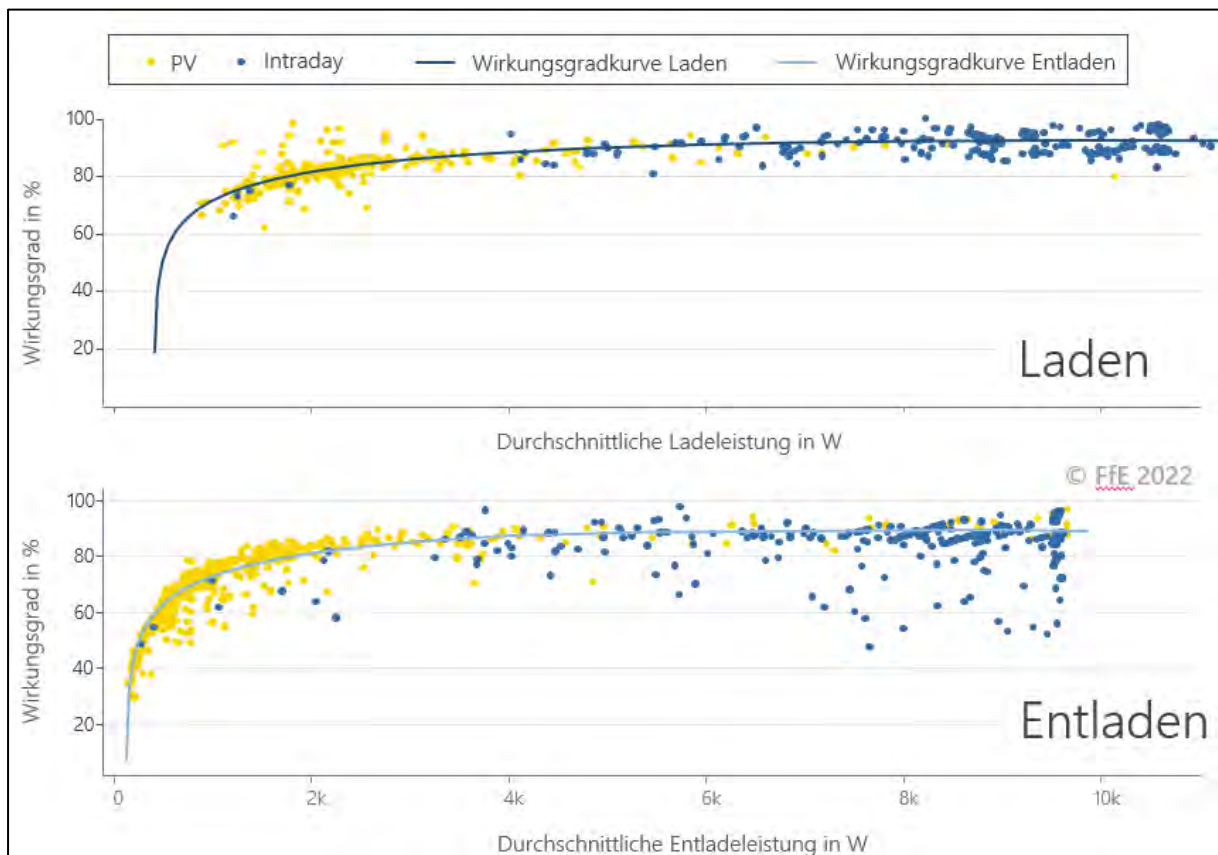


Abbildung 77: Wirkungsgrad beim Laden und Entladen

Regulatorische Bewertung

Aktuell sind bidirektionale Elektrofahrzeuge bzw. mobile Speicher hierbei in der Regulierung bzw. im Gesetz nicht eindeutig geregelt. Folgende Positionen wurden für diesen Anwendungsfall erarbeitet und im Folgenden im Detail dargestellt:

Die **technischen Anschlussbedingungen** für bidirektionale Elektrofahrzeuge, welche im Fall des „Energiebezugs“ als Lasten und im Fall von „Energiefreisetzung“ als Erzeugungsanlagen gesehen werden, sind nur für den „Energiebezugsfall“ durch die VDE-AR-N 4100 ausreichend definiert. Für den Rückspeisefall sollte die VDE-AR-N 4105 neben den stationären Speichern auch bidirektionale Elektrofahrzeuge einschließen. Ebenso ist eine Vereinheitlichung der ENTSO-E Gridcodes zu EN-Normen wünschenswert. → FNN ENTSO-E

Die **Messwerterfassung** muss, aufgrund der derzeitigen Vorgaben im EEG, für einen Teil der Anlagen im Anwendungsfall Eigenverbrauchserhöhung die bilanzierungsrelevante 15 min-Messwerterfassung durch registrierte Leistungsmessung (RLM) oder perspektivisch als Zählerstandsgangmessung durch ein intelligentes Messsystem (iMSys) erfolgen. Diese Notwendigkeit erfordert teilweise teure Messkonzepte, welche durch pauschale Regelungen zur Umlagepflicht bei Eigenverbrauch vereinfacht werden könnten (z.B. Letztverbraucherstatus Speicher).

Der Einsatz eines iMSys, im Vergleich zu einer RLM-Messung, kann die Kosten für die Messwerterfassung erheblich reduzieren, weswegen dessen Rollout beschleunigt werden sollte. → BMWK

Die **Kommunikation** am Netzanschlusspunkt sollte zur Sicherstellung der Interoperabilität standardisiert werden. Hierzu bietet sich die Einführung des EEBUS-Standards als Applikationsprotokoll im Smart Meter Gateway an. → BMWK, BSI

Das **Marktmodell** für Prosumer-Anlagen der Sonstigen Direktvermarktung („Markt-Option“) wird von den aktuell vorgeschlagenen Varianten der Bundesnetzagentur (BNetzA) als am geeignetsten angesehen. Innerhalb dieser Markt-Option wird der Vorschlag der kleinen Direktvermarktung vom Konsortium begrüßt. → BNetzA

Die Teilnahmeverpflichtung am **Einspeisemanagement bzw. zukünftig Redispatch** oder der statischen Drosselung von PV-Anlagen sollte im Zuge der zunehmenden V2H als auch V2G Anwendungen geändert werden. Sowohl die feste als auch die variable Abregelung von kleineren PV Anlagen (statisch auf 70 %) sollte zukünftig durch eine dynamische Abregelung, wie sie aktuell auf Standardisierungs- und Gesetzesebene in Entwicklung ist, ersetzt werden. Diese sieht eine stufenlose und ferngesteuerte Reduktion der Einspeiseleistung durch den Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt vor, welche gebündelt für alle dahinterliegenden Erzeuger gilt. → BMWK

Sämtliche **Netzentgelte, Netzzumlagen, Abgaben und Steuern** sind im Bezugsfall bzw. beim Laden zu entrichten. Für den Rückspeisefall bzw. das Entladen wird vorgeschlagen die „De-minimis-Regelung“ des EEG (§ 61a Nr.4) von 10 auf mindestens 11 kW anzuheben, damit bei Standard-Wallboxen im Rückspeisefall keine EEG-Umlage bezahlt werden muss. → BMWi

Insgesamt ist der Use Case V2H Eigenverbrauchserhöhung bereits heute anwendbar.

Fazit PV Use Case

Aus den Ergebnissen im BDL Forschungsprojekt lässt sich folgendes Fazit ziehen:

- Der Erfolg vom PV Use Case ist von vielen kundenspezifischen Faktoren (PV Leistung, Haushaltsstromverbrauch, Einspeisevergütung, Ansteckverhalten, etc) abhängig und hat eine starke saisonale Abhängigkeit.
- Große elektrische Verbraucher wie Wärmepumpen stellen eine ideale Ergänzung für den Use Case dar und sorgen für hohe Ersparnisse in der Übergangszeit.
- Auch unter den nicht optimalen Voraussetzungen (insb. Wirkungsgrad) im BDL Forschungsprojekt zeigen sich die Einsparpotenziale vom PV Use Case
- Höhere Wirkungsgrade in der Serie und ein erhöhter elektrischer Energiebedarf (z.B. vermehrter Einsatz von Wärmepumpen) werden zu höheren

Einsparpotenzialen in Zukunft führen. Zusätzlich sorgen steigende Strompreise und sinkende PV Einspeisevergütungen für weiteres Potenzial.

- Grundsätzlich ist der Use Case PV Optimierung heute bereits regulatorisch in Deutschland möglich!

V2H Notstromversorgung

Notstrom- bzw. Ersatzstromversorgung ist heutzutage regional unterschiedlich stark nachgefragt. Während eine solche Notstrom- bzw. Ersatzstromversorgung in Regionen mit gut ausgebauter Netzinfrastruktur eine untergeordnete Rolle spielt, ist diese in Regionen mit häufigerem Stromausfall der öffentlichen Netzinfrastruktur bereits heute sehr nachgefragt. Bekannteste Regionen mit sehr ausgeprägter Nachfrage nach Notstrom- bzw. Ersatzstromversorgung sind die USA mit teilweise überalterter Netzinfrastruktur sowie Regionen mit ausgeprägtem Katastrophenrisiko wie beispielsweise wiederum die USA aber insbesondere auch Japan. In Japan finden sich bereits in der Normung der Ladeinfrastruktur (Chademo-Standard) Funktionen zur Realisierung von Ersatzstrom aus batterieelektrischen Fahrzeugen. Hierzu passende Hausinfrastruktur (mobile und stationäre Wallboxen) ist im Markt bereits zahlreich vorhanden und beispielsweise unter⁴⁸ zu finden.

Mit den aktuellen geopolitischen und netzausbauseitigen Risiken in Verbindung mit den Herausforderungen, die über die Energiewende entstehen, ist davon auszugehen, dass die Nachfrage nach Notstrom- bzw. Ersatzstromversorgung kundenseitig deutlich wachsen wird. Hieraus ergibt sich die Chance, dem batterieelektrischen Fahrzeug einen weiteren kundenrelevanten Kaufaspekt über die Bereitstellung solcher Funktionen zu erschließen.

Umgangssprachlich wird der Begriff der Notstromversorgung immer dann verwendet, wenn eine netzstromseitige Versorgung gestört oder unterbrochen ist und eine Ersatzstromversorgung aufgebaut wird.

Notstrom wird dann benötigt, wenn die Stromversorgung zusammenbricht, aber eine Stromversorgung aus lebensnotwendigen, sicherheitstechnischen oder wirtschaftlichen Gründen unbedingt gewährleistet sein muss. Das Notstromsystem übernimmt sofort die Stromversorgung, damit keine Schäden durch einen Stromausfall eintreten. In verschiedenen Situationen, beispielsweise bei Operationen, Patientenüberwachung, Dialyse, beim Betrieb von Computerservern oder im Verkehr, muss eine unterbrechungsfreie Stromversorgung gewährleistet sein. Nicht nur Ausfälle, sondern auch Stromschwankungen können bereits zu erheblichen Schäden führen. Schwankungen können durch Unterspannung, Überspannung, Frequenzänderungen oder Oberschwingungen eintreten. In solchen Fällen wird Notstrom zumeist nicht von Notstromaggregaten, sondern von speziellen Geräten für die unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) bezogen. Diese USV-Geräte sind mit Akkumulatoren ausgestattet und springen bereits bei Schwankungen über wenige Millisekunden ein. Abhängig vom Einsatzzweck sind solche USV-Geräte mit

⁴⁸ https://www.chademo.com/products/products_type/v2g

unterschiedlicher Leistung erhältlich. USV-Geräte können mit Notstromaggregaten gekoppelt werden.

Kann ein Stromsystem frei von Unterbrechungen genutzt werden, handelt es sich um Notstrom. Das Notstromsystem muss dafür innerhalb von Millisekunden anspringen. Über einen separaten Anschluss wird bei einem Netzausfall Energie bereitgestellt.

Im Gegensatz dazu dient Ersatzstrom zwar zur Versorgung der Geräte im Notfall, doch wird er nicht zeitkritisch benötigt. Der technische Aufwand für die Bereitstellung von Ersatzstrom ist geringer als für Notstrom. Daher ist Ersatzstrom kostengünstiger und ist für Privathaushalte besser geeignet als Notstrom⁴⁹.

Da bei der Verwendung eines bidirektional ladebefähigten Fahrzeugs als Energiequelle für eine von der Netzversorgung getrennte Stromversorgung einer Einrichtung oder eines Haushaltes immer die Gefahr besteht, dass das Fahrzeug als Energiequelle nicht zur Verfügung steht („Mobilitätsrisiko“), ist eine systemseitige Ausgestaltung als Ersatzstromsystem zweckmäßig. Erst im Falle einer Ergänzung durch Stationärspeicher (Entfall Mobilitätsrisiko) ist eine Aufrüstung zur unterbrechungsfreien Notstromversorgungsanlage aufwands- und nutzenseitig gerechtfertigt.

Eine Sonderform der Ersatzstromversorgung stellt der Inselbetrieb dar, bei dem die zu versorgende Anlage keine Anbindung an das öffentliche Netz besitzt. Insofern ist im Inselbetrieb auch keine temporäre Trennung vom Netz über ein Netzumschaltgerät vorzusehen. Einige der weiteren technischen Merkmale im Zusammenhang mit einer fahrzeugseitig bereitzustellenden Stromversorgung sind aber auch beim Inselbetrieb vorzuhalten.

Grundsätzlicher Aufbau einer Ersatzstromversorgung

Der grundsätzliche Aufbau einer Ersatzstromversorgung kann über einen hinter dem netzseitigen Stromzähler verbauten Trenn-Umschalter grundsätzlich technisch sehr einfach gehalten sein. Der Trenn-Umschalter sorgt für eine galvanische Trennung der Hausinstallation von der Netzversorgung und schaltet das batterieelektrische Fahrzeug über seinen Wechselrichter der Hausinstallation als Stromquelle auf.

Solche Umschalter sind marktüblich erhältlich, je nach Ausbaugrad der Automatisierung von manueller Umschaltung (beispielsweise HAGER HIM 404 für Hutschienen-Montage) bis hin zu automatischer Umschaltung mit Netzstrom-Wiederkehr-Erkennung (beispielsweise Netzumschaltsteuergerät Siemens 3KC ATC3100).

⁴⁹<https://www.rct-power.com/de/newsreader-1393/Notstrom.html>

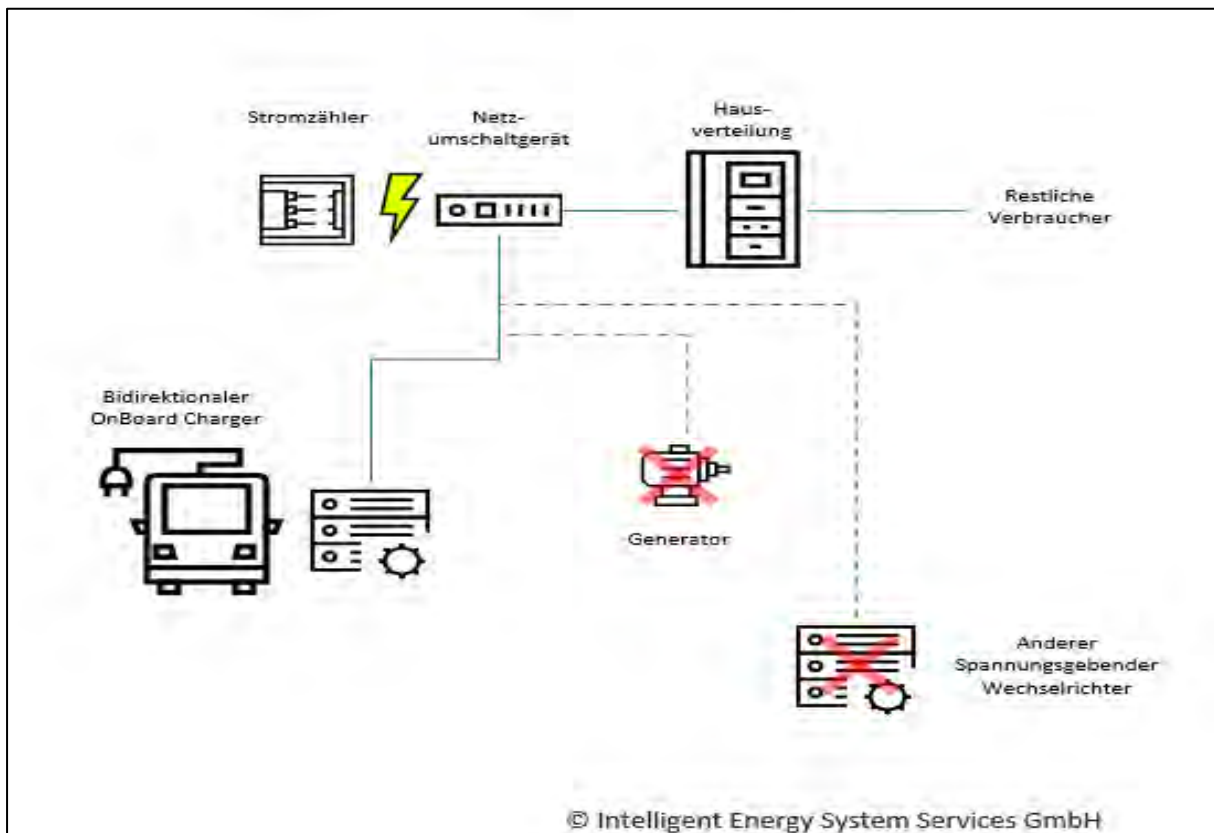


Abbildung 78: Grundsätzlicher Aufbau Ersatzstromversorgung

Eine aufwendigere Regelung ist erforderlich, wenn neben der Batterie als Stromquelle auch weitere aktive Stromquellen, wie eine PV-Anlage oder ein Stationärspeicher, in der Ersatzstromversorgung aktiv geschaltet bleiben sollen.

In diesem Falle sind die weiteren Stromquellen idealerweise in einem gemeinsamen Zentral-Wechselrichter zusammengeführt, der wiederum kommunikationsseitig mit dem Netzumschaltgerät eine eindeutige Priorisierung der Netzversorgung und Schalterposition des Netzumschaltgeräts vorsieht.

Ein solcher Zentral-Wechselrichter mit hardwareseitiger und kommunikationsseitiger Anbindungsmöglichkeit eines bidirektional-ladebefähigten batterieelektrischen Fahrzeugs ist heutzutage aber noch nicht am Markt verfügbar. Eine Hürde in der Entwicklung solcher Zentral-Wechselrichter stellen die unterschiedlichen Kommunikationsnormen von Stationärspeichern und PV-Anlagen sowie der Ladekommunikation von batterieelektrischen Fahrzeugen dar.

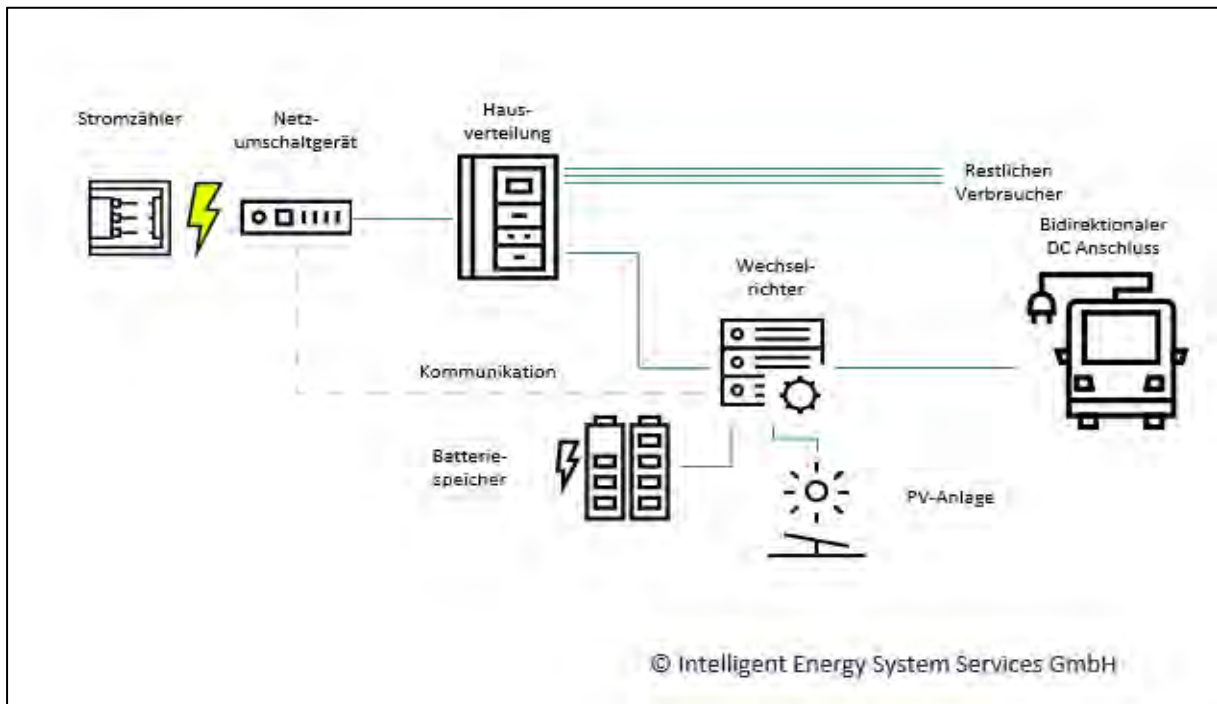


Abbildung 79: Aufbau Ersatzstromversorgung mit Zentral-Wechselrichter

Integration in eine Hausinstallation mit weiteren Stromquellen und Einzelwechselrichteranbindung

Wird das batterieelektrische Fahrzeug über einen eigenen Wechselrichter – beispielsweise eine bidirektionale DC-Wallbox - an die Hausverteilung angeschlossen, an der weitere stromgebende Installationen wie beispielsweise eine PV-Anlage oder ein Stationärspeicher mit jeweils eigenen Wechselrichtern angeschlossen sind, so sind über die Ansteuerung (hier HEMS) folgende funktionale Eigenschaften eindeutig festzulegen und dem betroffenen Wechselrichter zuzuweisen:

- Netzführende Eigenschaft
- Netzfolgende Eigenschaft
- Lastregelung

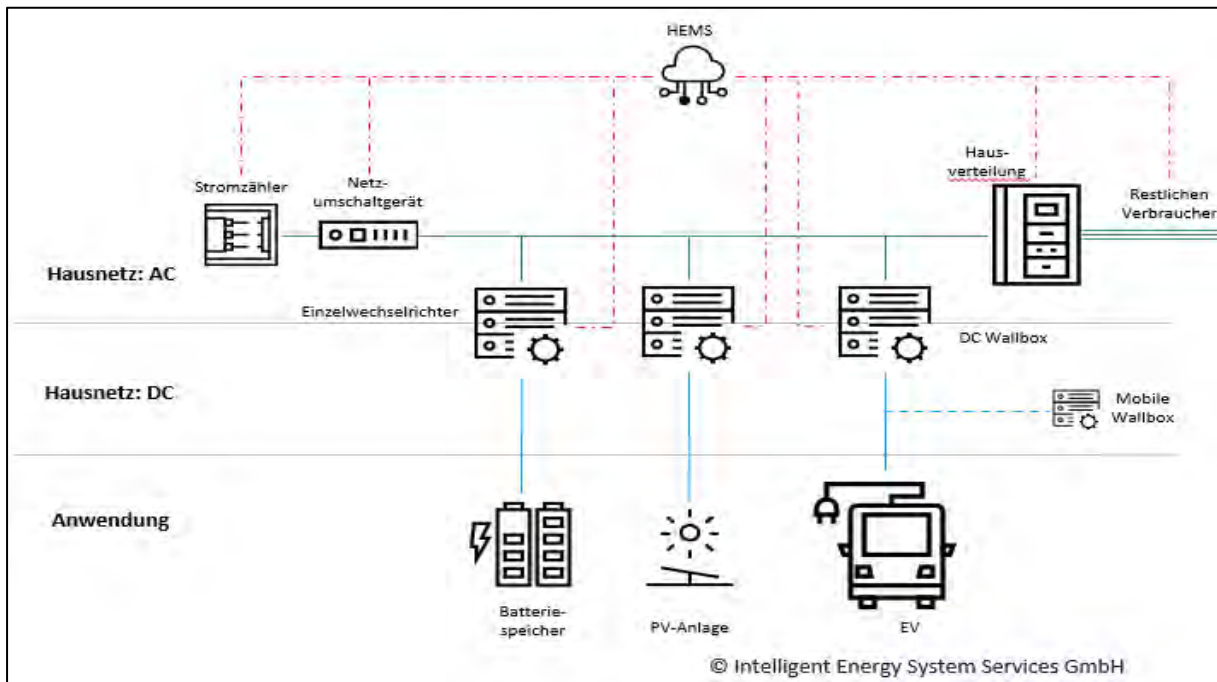


Abbildung 80: Aufbau Ersatzstromversorgung mit Einzelwechselrichtern

Anforderungen an HEMS und Fahrzeug-Wallbox bzw. Fahrzeug-Wechselrichter-Installation:

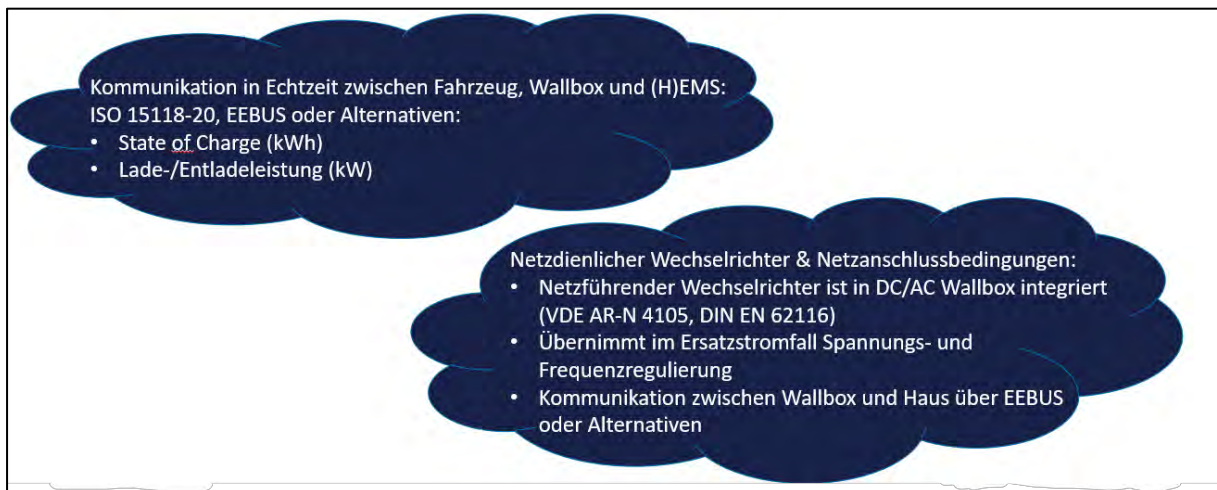


Abbildung 81: Anforderungen an HEMS

Da es aktuell keine übergreifende Normung sowie auch keine übergreifende Entwicklungsaktivität mit dem Ziel, eine funktionale und kommunikationsseitige Vereinheitlichung der verschiedenen Haus-Installationen zu erreichen, gibt, werden sich insbesondere im Zusammenspiel der verschiedenen Installationen vor Ort für den Installateur erhebliche Herausforderungen ergeben. Hier wäre es dringend geboten, ein verbindliches Normenwerk zu erarbeiten.

Es wird empfohlen, eine weitere Konzeptentwicklung mit prototypischer Darstellung im Rahmen eines Folge-Förderprojekts anzugehen, mit Fokus auf die erforderliche weitere Standardisierung im vorwettbewerblichen Bereich.

V2G Intraday Handel (zeitliche Arbitrage)

Im Rahmen des Pilotbetriebs wurde der Use Case Intraday-Handel erprobt. Hierbei werden die Flexibilitäten der dezentral, bei den Privatkund:innen betriebenen Fahrzeuge im Rahmen eines Poolings gebündelt und über einen Aggregator vermarktet.

Wie in Abbildung 82 dargestellt, erfolgt das Pooling der Flexibilitäten sowie die Ansteuerung der Fahrzeuge zentral über ein BMW-System. Die Flexibilitätsermittlung basiert primär auf den Angaben der Pilotkund:innen bzgl. Mobilitätsbedarf und voraussichtlichen Abfahrtszeiten. Diese Eingaben erfolgen per eigens entwickelter App durch die Pilotkund:innen. Energiebezug und Lieferung werden durch Next-Kraftwerke abgebildet. Diese agieren ebenfalls als Aggregator und sind somit zuständig für den Handel am Energiemarkt unter Nutzung der Flexibilitäten. Durch Zusammenwirken mit dem Messstellenbetreiber sowie unter Verwendung eines iMSys werden Messwerte auf 15 Minuten-Basis ermittelt und diese zur monatlichen Abrechnung verwendet. Das Projekt zeigte, dass insbesondere die Beherrschung der Prozesse rund um die Abrechnung essenziell für den Erfolg der Umsetzung von entsprechenden Services ist.

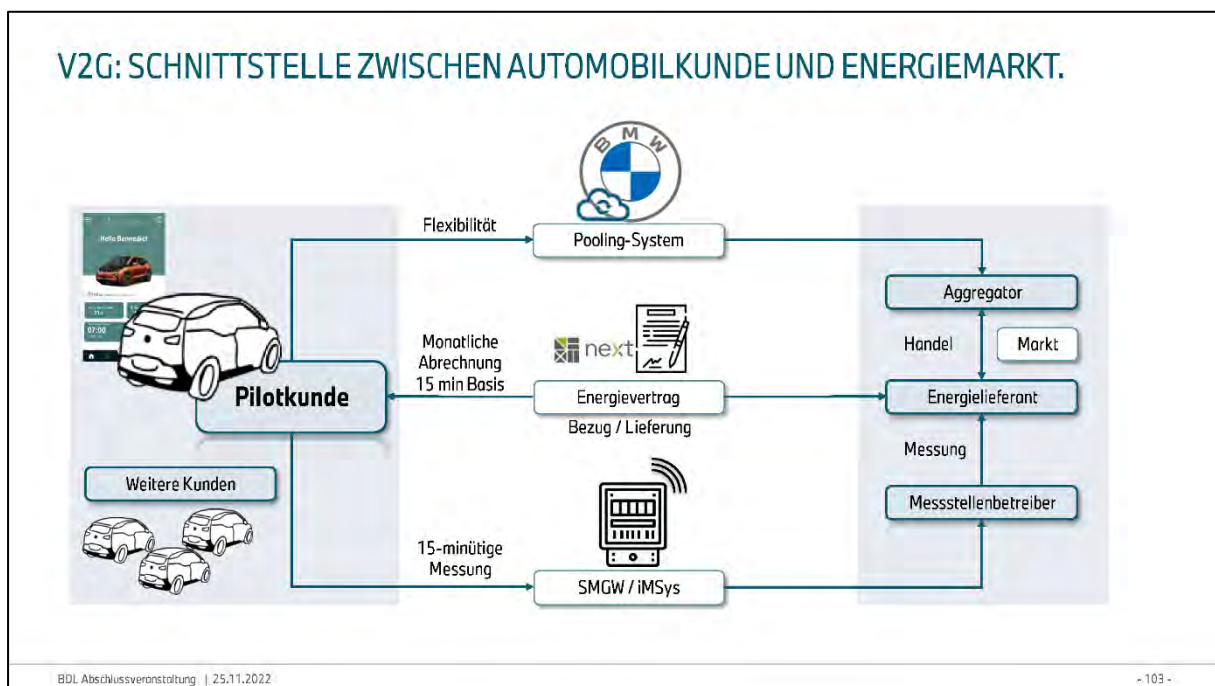


Abbildung 82: Verknüpfung der Pilotkunden mit energiewirtschaftlichen Prozessen durch die Kernelemente – Pooling-System, Energievertrag, SMGW/iMSys

Im Projektverlauf konnte festgestellt werden, dass im Use Case Intraday-Handel hohe Leistungen für Lade- und Entladevorgänge genutzt werden können. Dies hat erheblichen Einfluss auf den Wirkungsgrad der Ladeeinrichtung.

Wie in Abbildung 83 dargestellt, konnten somit bei Lade- und Entladevorgängen jeweils hohe Wirkungsgrade erreicht werden. Der Roundtrip Wirkungsgrad, die Kombination aus Lade- und Entladevorgang betrug im Durchschnitt 81 %. Dies ist vergleichbar mit den Effizienzen, die durch Pumpspeicherkraftwerke erreicht werden.

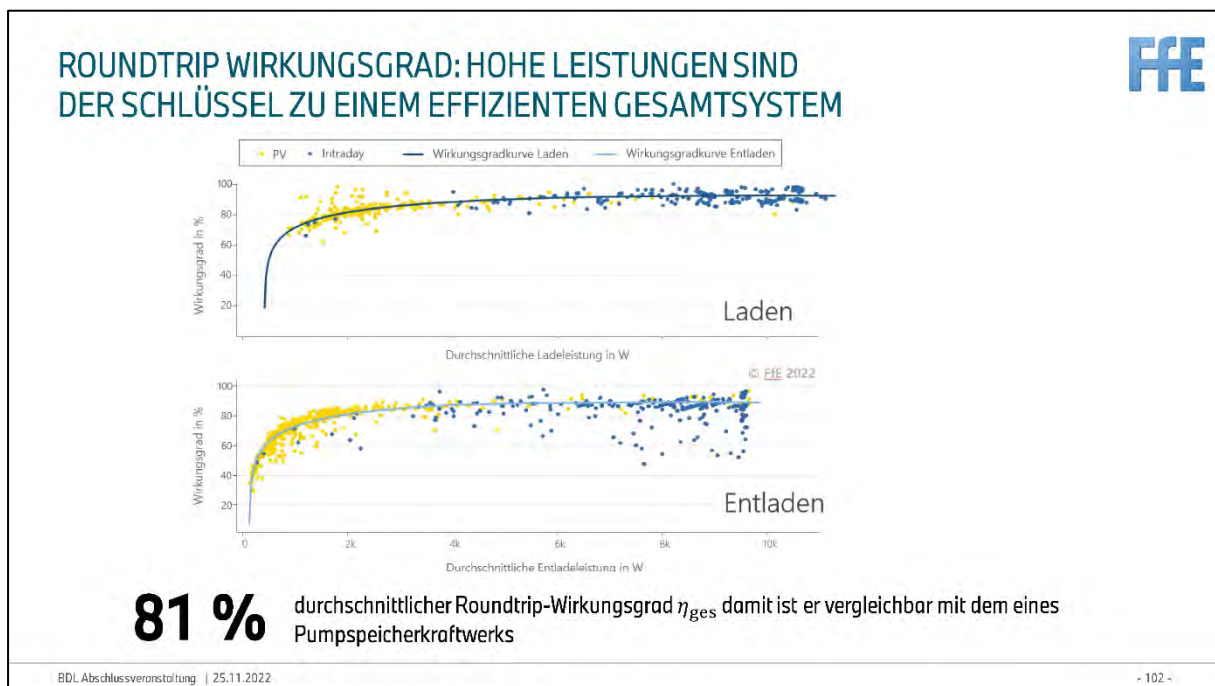


Abbildung 83: Hohe Lade- und Entladeleistungen des Use Cases ermöglichen einen hohen Wirkungsgrad

Die durch den Anwendungsfall erzielbaren Erlöse sind jedoch stark von der Regulatorik und den damit verbundenen Kosten der Steuern, Abgaben, Umlagen sowie Netzentgelten abhängig.

Zum Zeitpunkt des Projekts wird regulatorisch keine Unterscheidung vorgenommen zwischen Energiemengen, die zum Verbleib im Fahrzeug vorgesehen sind (Fahrenergie) und jenen, die zum Verkauf vorgesehen sind. Dies sorgt für eine „Doppelbelastung“ der Handelsenergie, welche die erzielbaren Erlöse gegenüber anderen Speichern deutlich reduziert.

Aufgrund der zuvor aufgezeigten hohen Wirkungsgrade, welche mit Pumpspeicherkraftwerken vergleichbar sind, liegt die Überlegung nahe, bidirektional ladende Elektrofahrzeuge aus regulatorischer Perspektive analog zu behandeln. Abbildung 84 zeigt einen Vergleich der Handelserlöse auf Basis der im Projekt umgesetzten Handelsbewegungen und Energiemengen unter der Annahme

reduzierter Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten, analog zu Pumpspeichern, großen Batteriespeichern und Heimspeichern mit bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen.

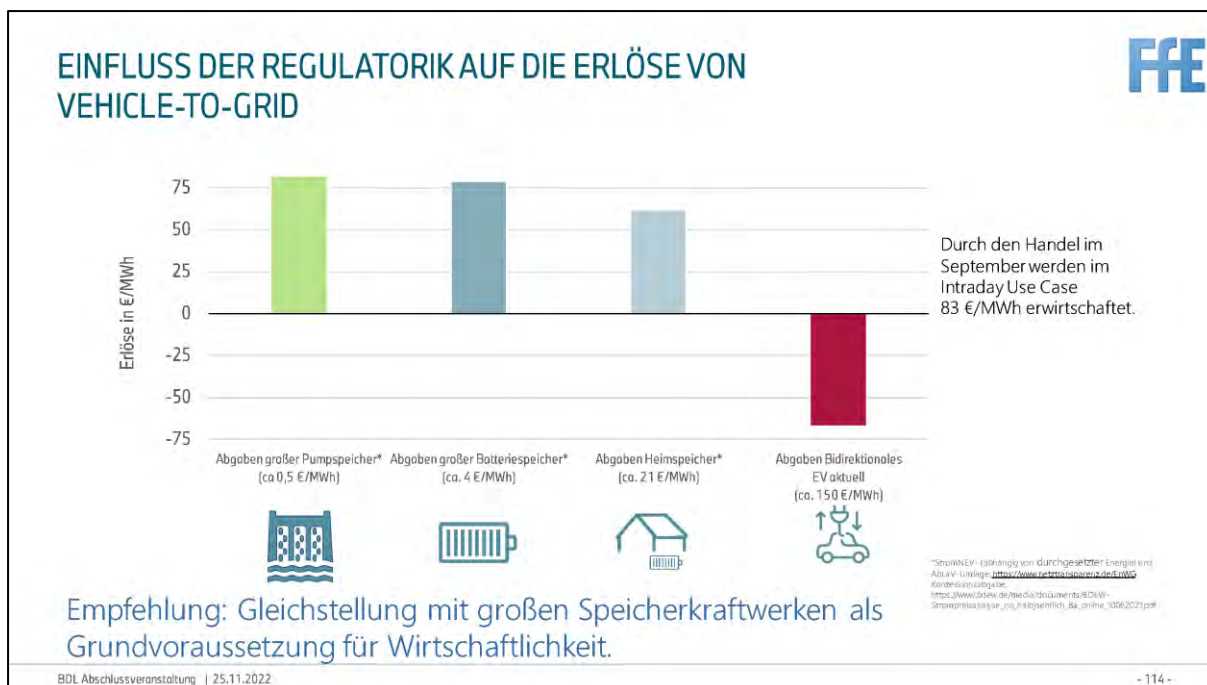


Abbildung 84: Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte stellen bidirektionales Laden deutlich schlechter als vergleichbare Speichertechnologien

In Bezug auf Steuern, Abgaben und Umlagen wurde im Projekt ein deutlicher politischer Handlungsbedarf identifiziert und mit realen Daten untermauert.

Die in Abbildung 85 dargestellten Energieflüsse und Erlöse sind im BDL-Feldtest erfasste Daten. Einem positiven Handelsergebnis stehen, durch auf die gehandelte Energie erhobenen Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten, Mehrkosten entgegen, die einen wirtschaftlichen Betrieb des Use Cases enorm erschweren.

Durch eine entsprechende Gesetzgebung könnte dies verändert werden, wodurch die Integration der Elektromobilität in das Stromnetz und das Energiesystem unterstützt wird. Entsprechende Empfehlungen zur Umsetzung einer V2G-freundlichen Politik

wurden gegenüber dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz kommuniziert sowie in Positionspapieren veröffentlicht. Siehe auch⁵⁰

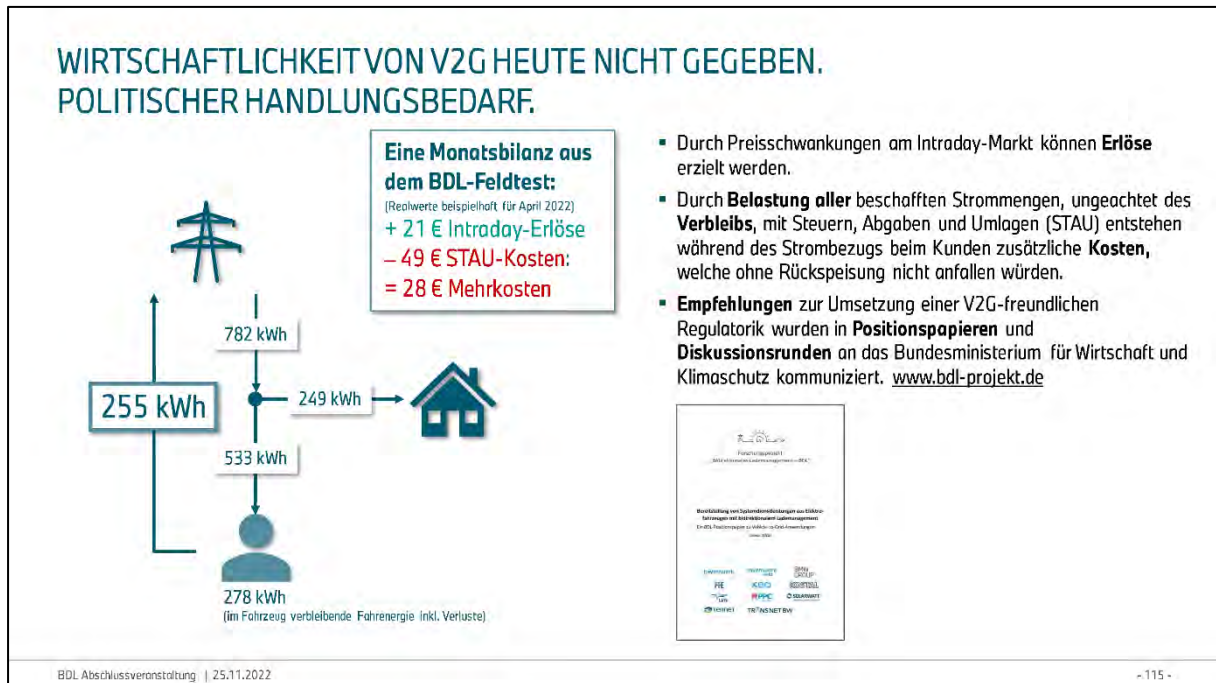


Abbildung 85: Im Handel erzielte Erlöse waren im Projekt kleiner als die durch den Energiefluss verursachten Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte

⁵⁰ <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/>

V2G Primärregelleistung

Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern als „letzte Instanz“ zur Sicherstellung eines permanenten Gleichgewichtes zwischen ein- und ausgespeister elektrischer Energie innerhalb der jeweiligen Regelzone benötigt. Regelleistung kann dabei grundsätzlich auch durch eine Steuerung der Lade- und Entladeleistung der Batterien von Elektrofahrzeugen erbracht werden. Hierbei wird beim Abruf von negativer Regelleistung die Ladeleistung erhöht und beim Abruf von positiver Regelleistung die Ladeleistung reduziert bzw. aus den Batterien ins Netz zurückgespeist. In Abhängigkeit von u. a. der Aktivierungszeit wird in Deutschland zwischen Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve unterschieden.

Aufgabe der Primärregelung ist die schnelle Stabilisierung der Netzfrequenz bei Auftreten von Leistungsungleichgewichten als Gemeinschaftsaufgabe aller systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber des ENTSO-E Synchronverbundes Continental Europe. Die Primärregelleistung (PRL bzw. FCR, frequency containment reserve) muss entsprechend der Abweichung der Netzfrequenz von 50,00 Hz innerhalb von 30 Sekunden aktiviert werden und mindestens für 15 Minuten in voller Höhe zur Verfügung stehen können. Im europäischen Synchronverbund werden heute insgesamt 3.000 MW an PRL vorgehalten. Während durch den Einsatz der PRL eine weitere Vergrößerung der Frequenzabweichungen verhindert wird, ist es Aufgabe der Sekundärregelung die Übergabeleistungen zwischen den einzelnen Regelzonen auf die vereinbarten Werte und damit die Frequenz auf ihren Sollwert zurückzuführen. Die SRL muss spätestens nach 30 Sekunden einsetzen und innerhalb von 5 Minuten in voller Höhe verfügbar sein. Als weitere Regelreserveart stellt die Minutenreserve (Tertiärregelung) eine ausreichende gesamte Leistungsreserve bereit und stellt bei länger andauernden Leistungsungleichgewichten sicher, dass die Sekundärregelreserve wieder für schnelle Regelaufgaben verfügbar ist. Die Minutenreserve muss hierfür innerhalb von 15 Minuten in voller Höhe verfügbar sein.

Primärregelleistung wird – so wie die Regelreservearten Sekundärregelleistung und Minutenreserve – von den Übertragungsnetzbetreibern über ein öffentliches und grundsätzlich für alle Marktteilnehmer offenes Ausschreibungsverfahren beschafft. Für die Erbringung der Regelreserve gibt es dabei keine Größenbeschränkung in Bezug auf die Teilnahme einzelner technischer Einheiten. Allerdings ist für die Angebote eine Mindestlosgröße von 1 MW festgelegt, so dass kleinteilige Flexibilitätsoptionen und damit auch Elektrofahrzeuge durch einen Aggregator gepoolt werden müssen, um Regelreserve erbringen zu können. Abbildung 86 ist der vereinfachte Prozess zur Erbringung von Primärregelleistung aus dezentralen technischen Einheiten dargestellt.

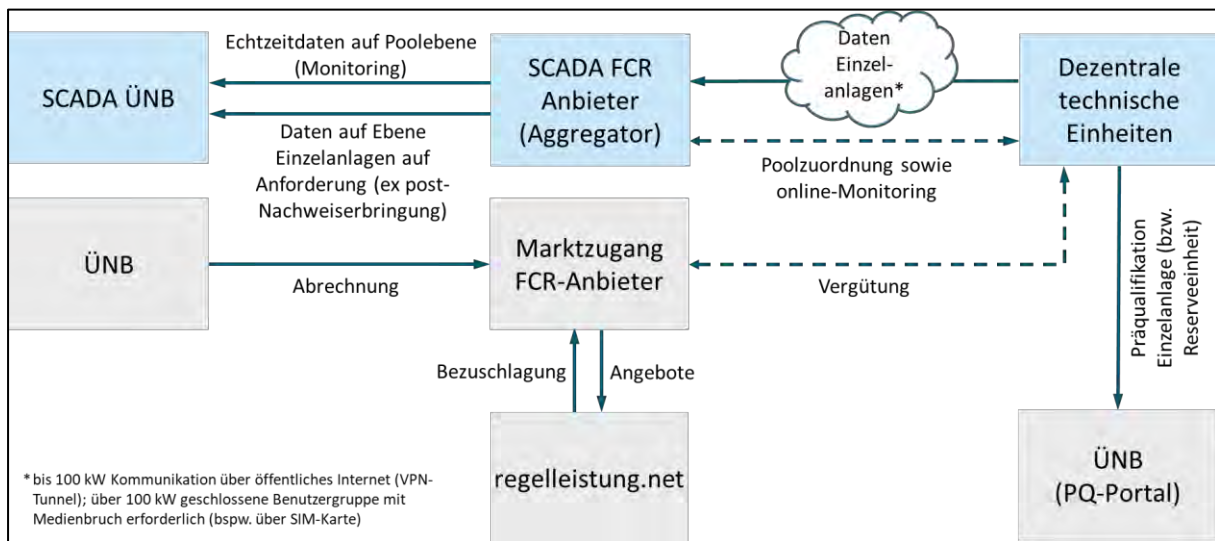


Abbildung 86: Vereinfachter Prozess zur Erbringung von Primärregelleistung aus dezentralen technischen Einheiten

Aus systemischer Sicht unterscheidet sich eine stationäre Batterie nicht von einem mit dem Netz verbundenen Elektrofahrzeugen mit bidirektionaler Ladetechnologie. Ein wesentlicher Unterschied besteht jedoch darin, dass zwischen einem Netzanschluss bzw. der Messlokation (Ladestation) und einer Batterie (Fahrzeug) nicht notwendigerweise eine permanente elektrische Verbindung besteht und sich damit die Kombination aus Netzanschluss und Batterie im Gegensatz zu stationären Batteriespeichern grundsätzlich ändern kann. Die eingeschränkte Verfügbarkeit einzelner Elektrofahrzeuge zur Erbringung von Primärregelleistung muss vom Poolmanagement des Aggregators beherrscht werden können (bspw. durch eine ausreichende Anzahl an Backup-Elektrofahrzeugen im Pool oder Besicherung mit anderen Technologien). Die geforderte Verfügbarkeit ist im Erbringungskonzept durch den Anbieter entsprechend nachzuweisen, der für die Schnittstellen zu den einzelnen Elektrofahrzeugen die Verantwortung trägt.

Neben dem Use Case Redispatch wurde im BDL-Projekt auch der Use Case Primärregelleistung (PRL bzw. FCR von engl. Frequency Containment Reserve) umgesetzt, um die Erbringung von FCR aus der Kombination von bidirektionalen Elektrofahrzeugen von BMW und Wallbox von Kostal entwickeln und erproben zu können. Anzumerken ist in diesem Zusammenhang, dass die Präqualifikationsbedingungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber erst im Juni 2022 dahingehend angepasst wurden, dass eine Teilnahme mobiler Batteriespeicher am Regelleistungsmarkt möglich ist. Insofern war es das Ziel des Use Cases im BDL-Projekt den Nachweis erbringen zu können, dass bidirektionaler Elektrofahrzeugen aus technischer Sicht grundlegend zur Bereitstellung von Primärregelleistung geeignet sind. Auf Grund der bis Juni 2022 fehlenden Voraussetzungen zur operativen Erbringung von Primärregelleistung aus bidirektionalen Elektrofahrzeugen wurden

jedoch keine weitergehenden PQ-relevanten Prozessschritte implementiert. Abbildung 87 zeigt die Einordnung des Use Cases Primärregelleistung in die BDL-Systemarchitektur bzw. die übergeordneten energiewirtschaftlichen Prozesse zur Erbringung von Primärregelleistung entsprechend Abbildung 86

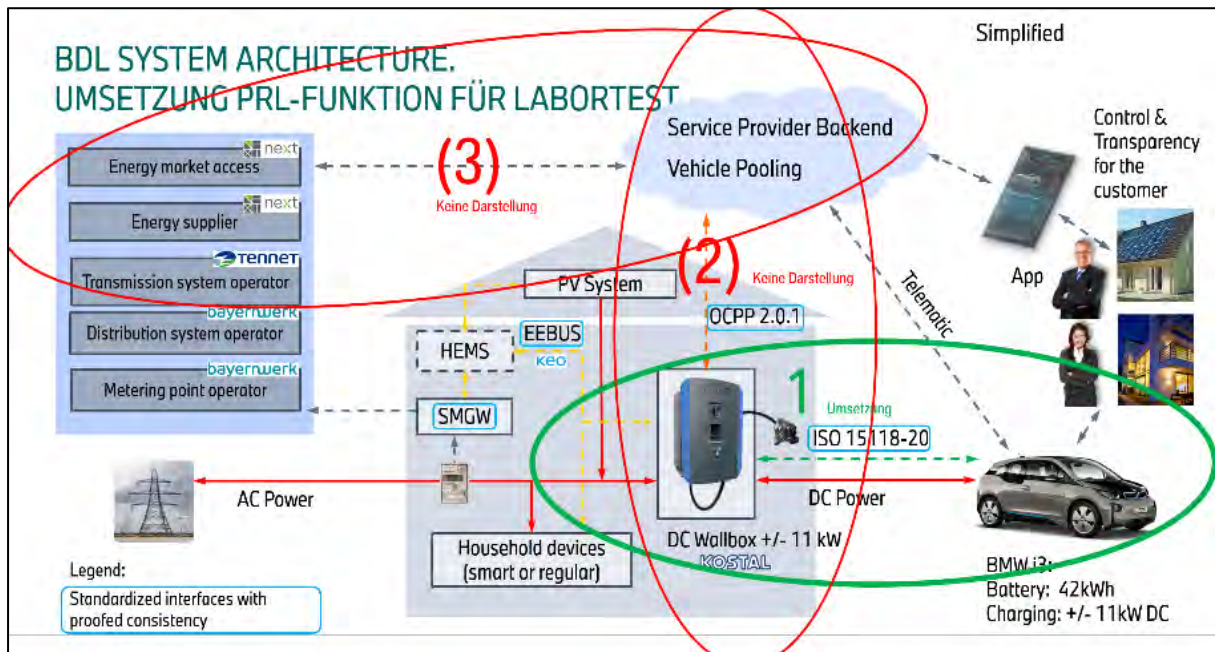


Abbildung 87: Einordnung Use Case Primärregelleistung in die BDL-Systemarchitektur bzw. übergeordneten energiewirtschaftlichen Prozesse zur Erbringung von Primärregelleistung

Die technische Umsetzung des Use Cases erfolgte innerhalb der Laborumgebung von Kostal gemeinsam mit den BDL-Partnern BMW und TenneT. Erprobt wurde in wieweit der Lade- und Entladevorgang eines BMW i3 entsprechend den Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber auf Abweichungen der Ist-Frequenz von der Soll-Frequenz und damit auf Frequenzschwankungen reagiert.

In einem ersten Schritt wurden die Frequenzschwankungen durch einen Netzemulator synthetisch erzeugt, um insbesondere die Reaktion von Wallbox und Elektrofahrzeug auf einen Frequenzsprung um 200 mHz aufzeichnen zu können. Das Reaktionsvermögen einer technischen Einheit auf einen solchen Frequenzsprung wird dabei auch im Rahmen der Präqualifikation im Zuge einer sog. Betriebsfahrt („Doppelhöckerkurve“) aufgezeichnet und den PQ-Anforderungen gegenübergestellt. Abbildung 88 zeigt beispielhaft die Auswertung der Reaktion von Wallbox und BMW i3 auf synthetisch erzeugte Frequenzsprünge.

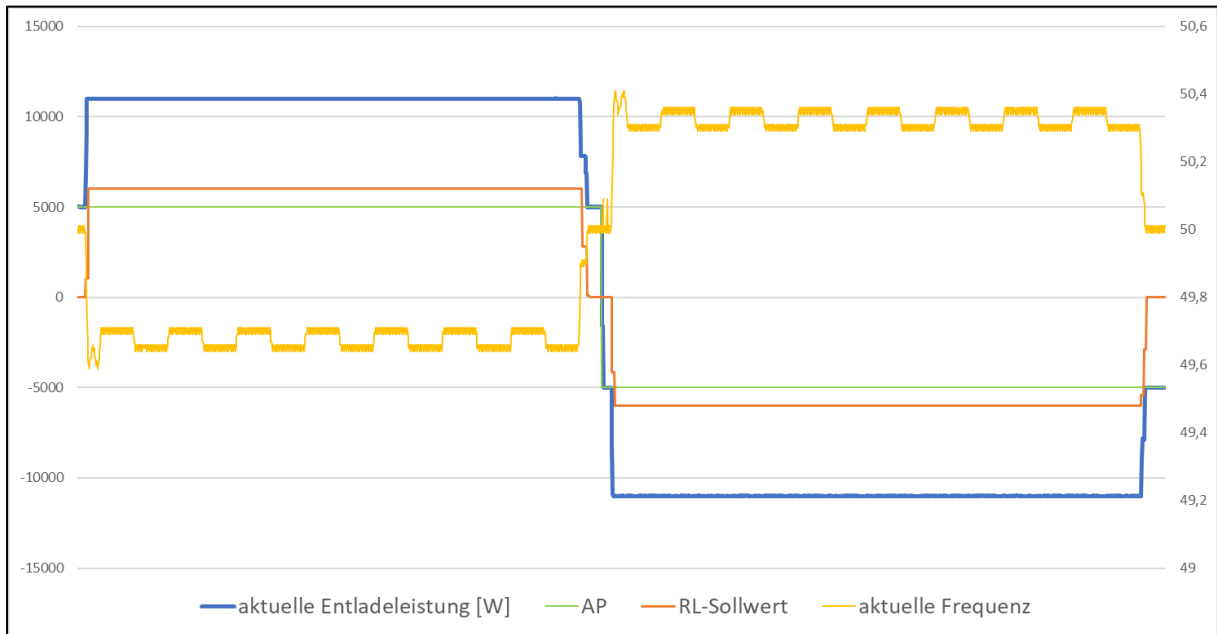


Abbildung 88: Doppelhöckerkurve im Laborbetrieb für Use Case Primärregelleistung

Im zweiten Schritt erfolgte eine FCR-Erbringung unter realen betrieblichen Bedingungen. Hierzu wurde das Elektrofahrzeug über die Wallbox mit dem öffentlichen Netz verbunden und der Lade- bzw. Entladevorgang entsprechend der gemessenen Netzfrequenz für einen Zeitraum von 48 Stunden angepasst. In Abbildung 89 sind hierzu die Messpunkte für den Versuchsaufbau im Use Case Primärregelleistung schematisch dargestellt.

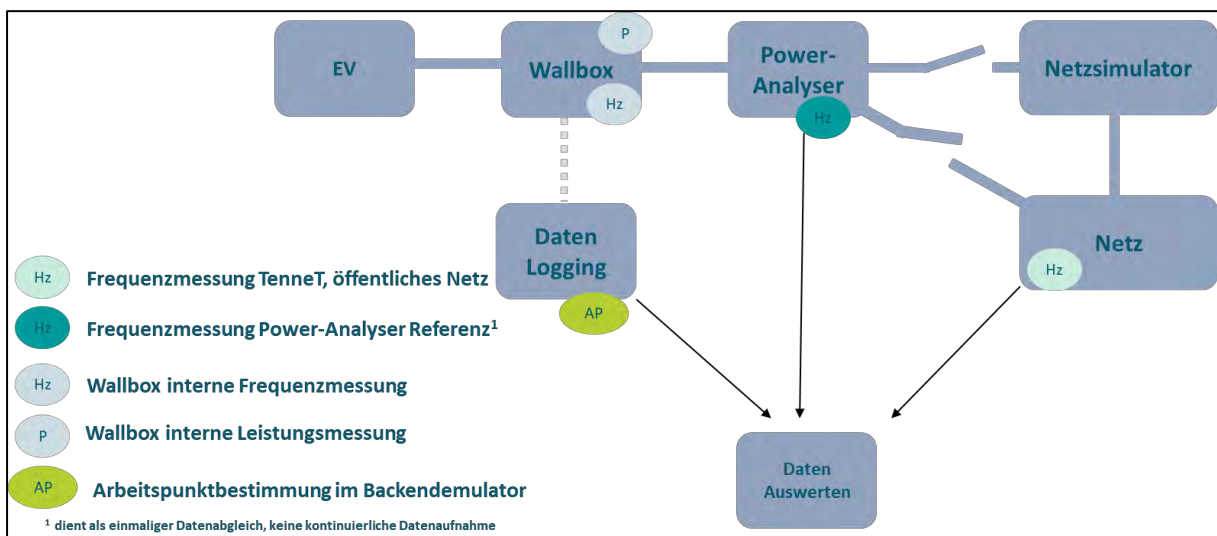


Abbildung 89: Messpunkte für Versuchsaufbau Use Case Primärregelleistung

Zur Fehlervermeidung wurde die Frequenzmessung von Wallbox mit einem externen Messgerät und zusätzlich mit den veröffentlichten Werten der Netzfrequenz abgeglichen. Sämtliche Messdaten wurden von Kostal erfasst und als csv-Datei den weiteren

Use Case-Beteiligten zur Verfügung gestellt. In sind die Ergebnisse der PRL-Erbringung unter betrieblichen Bedingungen für verschiedene zeitliche Auflösungen exemplarisch dargestellt.

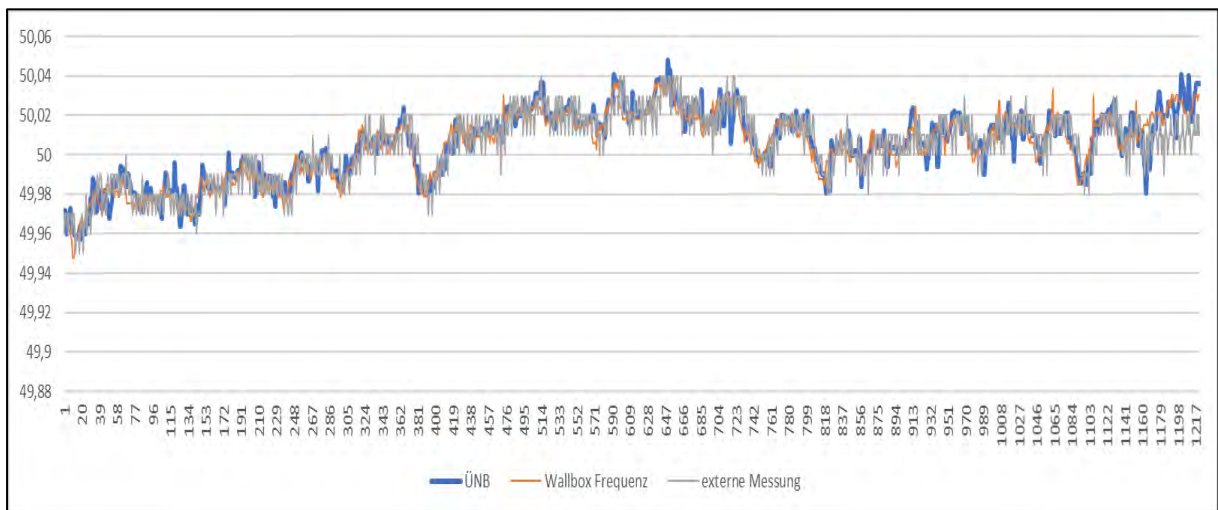
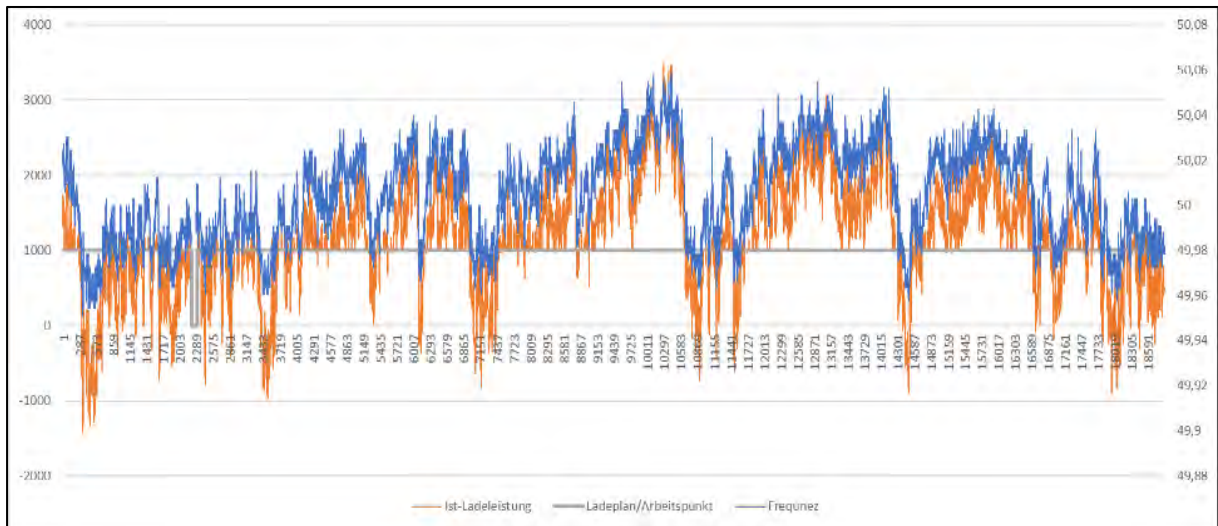
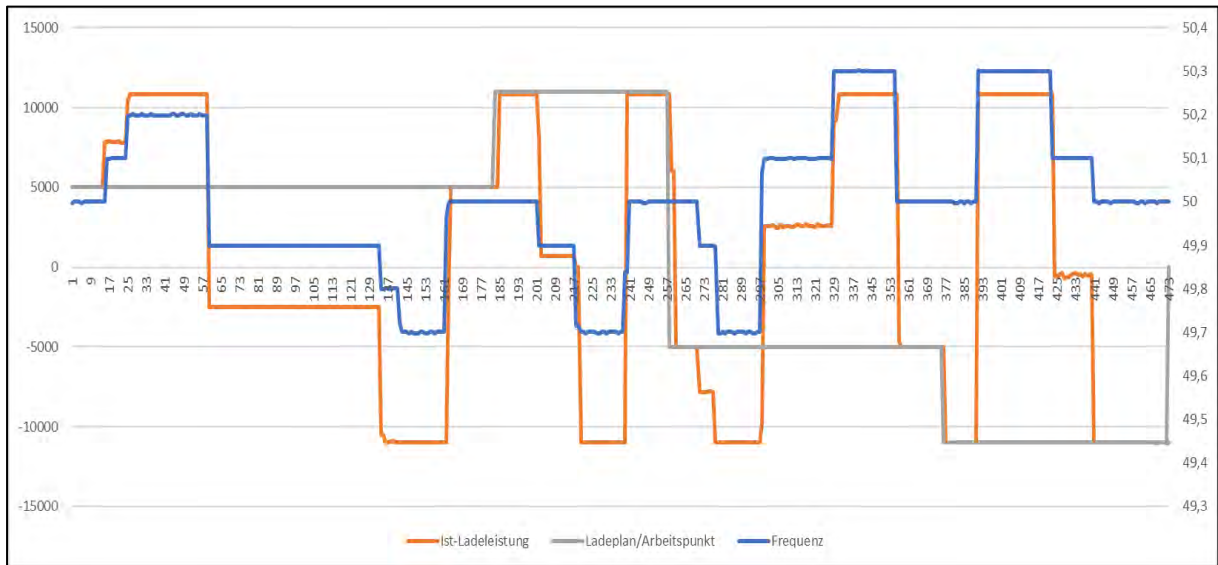


Abbildung 90: PRL-Erbringung unter betrieblichen Bedingungen für verschiedene zeitliche Auflösungen

Es zeigte sich dabei für verschiedene Ladepläne, dass sowohl die Anpassung des Lade- als auch Entladevorgangs der Frequenzänderung in kürzester Zeit folgen kann und die geforderte Reaktionszeit von 5 Sekunden deutlich unterschritten werden kann. Die frequenzabhängige Änderung der Ladeleistung konnte auch im Dauerbetrieb unter betrieblichen Bedingungen erfolgreich getestet werden.

Mit dem Laborbetrieb unter betrieblichen Bedingungen konnte somit der Nachweis erbracht werden, dass bidirektionale Elektrofahrzeuge Primärregelleistung und damit jene Regelreserveart mit den höchsten qualitativen Anforderungen aus technischer Sicht bereitstellen können. In einem nächsten Schritt könnte daher die Einbindung bidirektionaler Elektrofahrzeuge in den operativen FCR-Pool eines Regelreserveanbieters inkl. vorausgehender Präqualifikation erprobt werden.

V2G Redispatch

Um eine hohe Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit bei Stromübertragung und -verteilung zu gewährleisten, müssen Netzbetreiber fortlaufend Maßnahmen ergreifen, um Frequenz, Spannung und Belastung der Netzbetriebsmittel innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten bzw. nach Störungen wieder in den Normalbereich zurückzuführen. Diese für die Funktionstüchtigkeit der Stromversorgung unbedingt erforderlichen Leistungen werden als Systemdienstleistungen bezeichnet, wobei zwischen Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung (insbes. Regelreserve), zur Spannungshaltung (insbes. Blindleistung), zum Versorgungswiederaufbau (insbes. Schwarzstartfähigkeit) und zur Betriebsführung (insbes. Redispatch) unterschieden wird.

Systemdienstleistungen werden heute zum überwiegenden Teil aus konventionellen Großkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken sowie zunehmend aus Großbatteriespeichern erbracht. Mit steigendem Anteil fluktuierender Erzeugung bei gleichzeitigem Wegfall konventioneller Grundlastkraftwerke wird die Erschließung dezentraler Flexibilitätsoptionen für die Netzbetreiber jedoch immer wichtiger werden, um auch in Zukunft Systemdienstleistungen im notwendigen Umfang zuverlässig erbringen zu können. Gerade bidirektionale Elektrofahrzeuge können in diesem Zusammenhang eine wichtige Rolle zur Gewährleistung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit übernehmen. Neben der Möglichkeit zur Bereitstellung von Regelreserve (siehe Use Case „Primärregelleistung“) ist aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber vor allem die Möglichkeit zur Bereitstellung von Redispatch-Vermögen zum Engpassmanagement ein relevanter Use Case für bidirektionale Elektrofahrzeuge.

Redispatch bezeichnet dabei den Eingriff in den marktbasieren Fahrplan (Dispatch) der Erzeugungseinheiten und Speicher durch Netzbetreiber, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). Hierbei wird vor dem Engpass, d. h. entgegen der Leistungsflussrichtung, die Einspeisung einer oder mehrere Erzeugungsanlagen reduziert und um den gleichen Betrag hinter dem Engpass an einer oder mehreren Erzeugungsanlagen hochgefahren. Man spricht von bilanzneutral. Dies ist notwendig damit die Maßnahmen keine Auswirkungen auf die Systembilanz haben und keinen Einsatz von Regelleistung erfordern. Allerdings entstehen beim Redispatch Mehrkosten gegenüber dem geplanten Kraftwerkseinsatz, da in der Regel die Stromerzeugung aus Kraftwerken mit niedrigeren variablen Kosten durch Kraftwerke mit höheren variablen Kosten ersetzt wird. Bspw. wurden im Jahr 2021 insgesamt knapp 10,8 TWh an konventioneller Erzeugung von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern „verschoben“ und hierfür 1,5 Mrd. € an die betroffenen Kraftwerksbetreiber vergütet (inkl. Countertrading und Netzreserve zum

Engpassmanagement). Zusätzlich wurden im Rahmen des Einspeisemanagements rd. 5,8 TWh an potenzieller Erzeugung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen reduziert, wofür die Anlagenbetreiber knapp 0,8 Mrd. € an Entschädigungsansprüchen geltend gemacht haben. Aufgrund des Rückgangs konventioneller Erzeugungskapazitäten und der – trotz Ausbau von Verteil- und Übertragungsnetz – fortbestehenden Redispatch-Bedarfe droht in den kommenden Jahren insbesondere eine Unterdeckung des positiven Redispatch-Bedarfs in Süddeutschland.

Auch wenn mit der Einführung des sog. “Redispatch 2.0” zusätzliche Redispatch-Potenziale (Erzeugungsanlagen und Speicher ab 100 kW sowie Anlagen, die jederzeit durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind, berücksichtigt) erschlossen werden können, besteht aus Sicht von TenneT die Notwendigkeit darüber hinaus weitere Redispatch-Potenziale zu erschließen. Durch die anstehende Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors entsteht neben einer erheblichen Belastung der elektrischen Netze durch den signifikanten Verbrauchszuwachs auch ein lastseitiges Flexibilitätspotenziale aus Millionen einzelner Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, die – intelligent vernetzt und gesteuert – neben ihrer eigentlichen bestimmungsgemäßen Verwendung grundsätzlich auch Flexibilität für das Stromnetz bereitstellen können.

Neben der Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens besteht eine der größten Herausforderungen für die Erschließung dieser dezentralen Flexibilitätspotenziale jedoch in der IT- und kommunikationstechnischen Anbindung der zusätzlichen Flexibilitätsoptionen sowie in der Anpassung der entsprechenden standardisierten Marktkommunikationsprozesse und -formate. Ein Großteil der bestehenden Prozesse und IT-Systeme in der Energiebranche war auf die Steuerung von einigen hundert Kraftwerken im mehrstelligen MW-Bereich ausgelegt und wurde durch Redispatch 2.0 auf mehrere hunderttausend Anlagen im dreistelligen kW-Bereich ausgeweitet. Die Einbindung von Millionen einzelner kleiner Anlagen im meist einstelligen kW-Bereich wäre entsprechend der nächste Transformationsschritt. Vor allem die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für den Regelleistungsmarkt und das Engpassmanagement aus dezentralen Anlagen erfordert daher neue Ansätze zur automatisierten Einbindung und Steuerung dieser Anlagen in den Prozessen der Netzbetreiber und weiterer Marktakteure. Einige europäische Übertragungsnetzbetreiber (APG, Swissgrid, Terna, TenneT Deutschland und Niederlande) haben daher die Initiative ergriffen, gemeinsam eine länderübergreifende Plattform – die Equigy-Crowd Balancing Platform (Equigy CBP) – zu entwickeln, mit der ein sicherer und kostengünstiger Austausch von Daten für das Flexibilitätspotenzial aktiver Kund:innen geschaffen wird. Die Equigy-CBP übernimmt dabei weder die Rolle von Aggregatoren noch der bestehenden Abrufplattformen der Netzbetreiber. Vielmehr dient die Plattform als gemeinsame, diskriminierungsfrei zugängliche Infrastruktur zur Bereitstellung von Daten.

Innerhalb des BDL-Projekts wurde die grundsätzliche technische Eignung bidirektionaler Elektrofahrzeuge zur Erbringung von Redispatch-Dienstleistungen erprobt. Die technische Umsetzung des Use Cases bzw. die kommunikations- und datentechnische Anbindung der von BMW im Power Pool aggregierten Flexibilitätspotenziale an die TenneT erfolgte über die Equigy-CBP. Anzumerken ist in diesem Zusammenhang, dass die Equigy-CBP sowie die im Projektverlauf von TenneT umgesetzten Weiterentwicklungen innerhalb der CBP nicht Bestandteil des BDL-Projekts und damit der Förderzuwendungen waren. Im Folgenden sind die im Projektverlauf zur Umsetzung des Use Cases Redispatch durchgeführten Arbeits- und Prozessschritte dargestellt:

- Aufnahme Equigy-CBP in die BDL-Gesamtsystemarchitektur:** Gemeinsam mit den Projektpartnern wurde ein Konzept zur Integration der Equigy-CBP in BDL-Gesamtsystemarchitektur erarbeitet. Hierzu wurden u. a. relevante Datenflüsse analysiert sowie die aus Sicht der Equigy-CBP notwendigen Schnittstellen zu den Prozessschritten Registrierung, Flex-Angebot, Flex-Abruf und Validierung definiert. Als Ergebnis konnte ein zwischen den Projektpartnern abgestimmtes Konzept zur Integration der Equigy-CBP in die BDL-Gesamtsystemarchitektur definiert werden. Die nachfolgende Abbildung 91 zeigt die Integration der Equigy-CBP in die BDL-Gesamtsystemarchitektur.

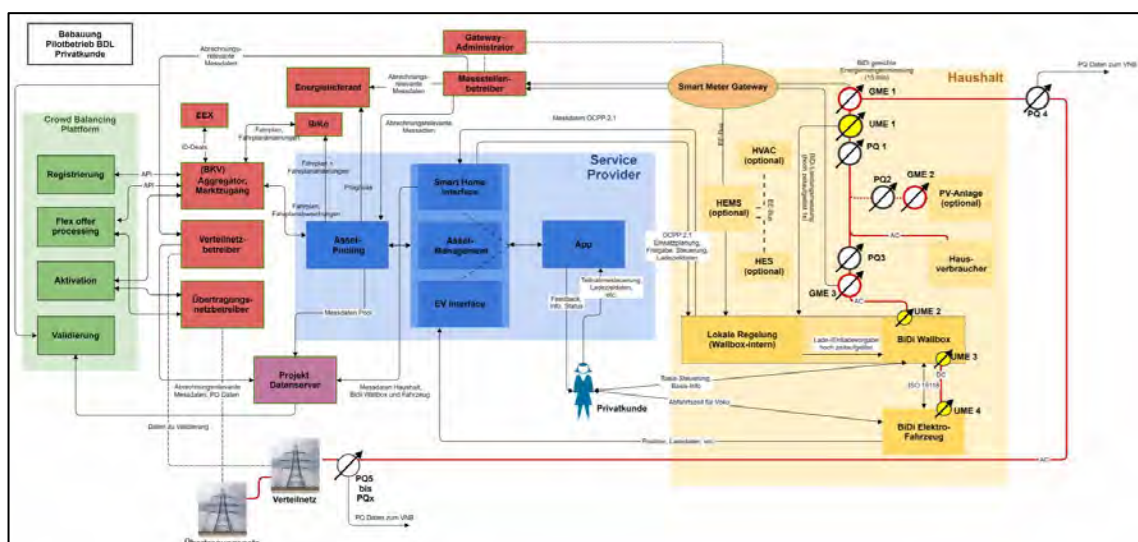


Abbildung 91: Integration der Equigy-Crowd Balancing Plattform in die Gesamtsystemarchitektur

- Ausarbeitung Rollenmodell in der Equigy-CBP:** Für die unterschiedlichen Verantwortlichkeiten der einzelnen Marktakteure wurde ein Rollenmodell erarbeitet und mit den relevanten Projektpartnern abgestimmt (Abbildung 92). Grundsätzlich unterscheidet die CBP-Architektur dabei zwischen (a) dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als Nachfrager von Flexibilitätsdienstleistungen, (b) dem Aggregator

bzw. Flexibility Service Provider (FSP) als Anbieter der aggregierten Flexibilitätspotenziale, (c) dem für die Bereitstellung der Messdaten auf Ebene der einzelnen Anlagen verantwortlichen Measurement Service Provider (MSP) sowie (d) der dezentralen technischen Einheit als eigentliches Flexibilitätspotenzial (Elektrofahrzeuge von BMW im BDL-Projekt). Zusätzlich sieht das Rollenmodell der Equigy-CBP die Möglichkeit einer Abstimmung mit den von einer Nutzung dezentraler Flexibilitätspotenziale betroffenen Verteilnetzbetreibern vor – diese Option wurde innerhalb des BDL-Projekts allerdings nicht umgesetzt.

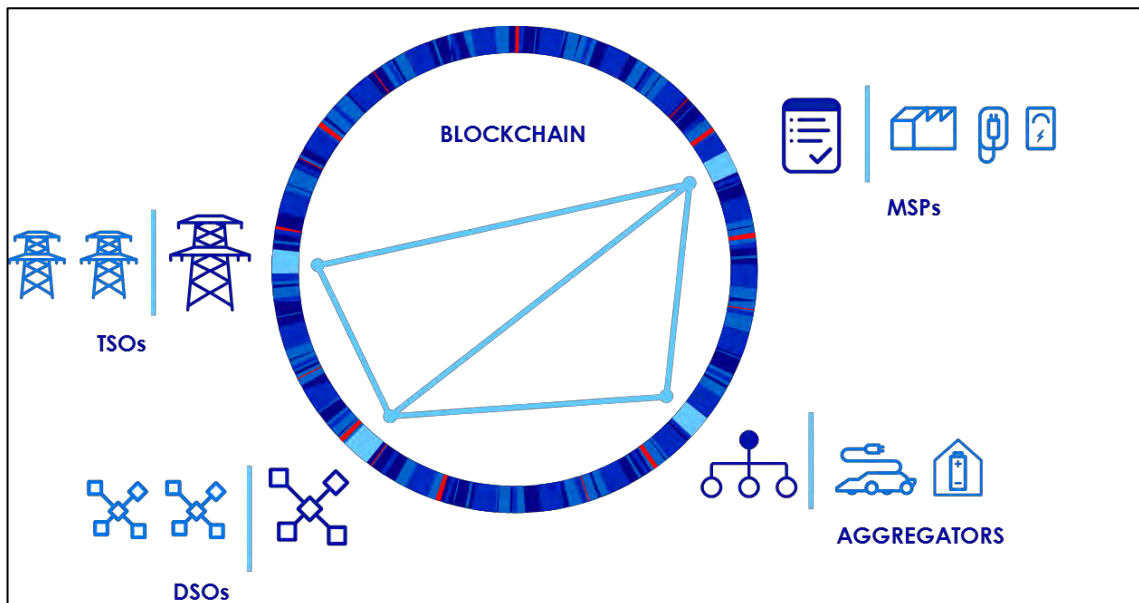


Abbildung 92: Unterschiedliche Rollen in der CBP-Architektur

- **Ausarbeitung Datenschutzkonzept:** Bei der Erbringung von Systemdienstleistungen über die Equigy-CBP können grundsätzlich auch personenbeziehbare bzw. personenbezogene Daten verarbeitet werden (bspw. Messlokation). Aus diesem Grund ist eine sorgfältige Ausarbeitung eines der Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) entsprechendem Datenschutzkonzept eine wesentliche Voraussetzung zur Verarbeitung von Nutzer:innendaten auf der Equigy-CBP. Vor diesem Hintergrund hat TenneT die aus Sicht der Equigy-CBP anzuwendenden datenschutzrechtlichen Anforderungen identifiziert und für die Ausarbeitung eines BDL-übergreifenden Datenschutzkonzepts eingespielt bzw. die Ausarbeitung eines solchen Datenschutzkonzepts unterstützt.
- **Adaptierung und Einbindung comax-Plattform zum Abruf von Flex-Angeboten:** Der Abruf aggregierter Flexibilitätspotenziale muss perspektivisch über die operativen Systeme der Netzbetreiber erfolgen. Allerdings besteht dafür noch Bedarf an einer Weiterentwicklung der technischen und prozessualen Voraussetzungen auf Seiten der beteiligten Marktakteure sowie des regulatorischen Rahmens.

Zum Zeitpunkt der Umsetzung des BDL-Use Cases Redispatch musste im Sinne des Probetriebs zur erfolgreichen Implementierung des Use Cases eine Möglichkeit zur Visualisierung und Abrufs der Flexibilitätsangebote geschaffen werden. Nach intensiver Analyse der möglichen systemtechnischen Alternativen und Abstimmung mit dem DLR als Projektträger wurde entschieden, dass hierzu die im SINTEG-Projekt C/sells entwickelte comax-Plattform weiterentwickelt wird. Dadurch konnten Synergien mit einem bei TenneT bereits vorhandenen Tool genutzt und Entwicklungskosten eingespart werden. Die nachfolgende Abbildung 93 zeigt die Einbindung der comax-Plattform in den übergeordneten Prozessablauf zur Erprobung einer Erbringung von Redispatch-Dienstleistungen aus BDL-Elektrofahrzeugen über die Equigy-CBP.

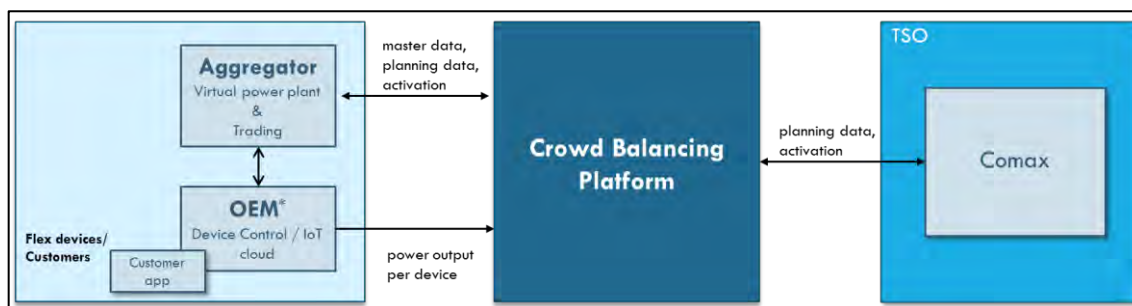


Abbildung 93: Einbindung der comax-Plattform an die Crowd Balancing Platform

- **Entwicklung und Abstimmung Implementation Guide Redispatch:** Zur Beschreibung der Anforderungen für eine Einbindung der Flexibilitätspotenziale von BMW in die CBP wurde ein sog. Implementation Guide erstellt. In diesem sind unter anderem das Datenmodell der CBP sowie die Spezifikationen der Schnittstellen zwischen der CBP und dem FSP/MSP (sog. APIs) im Detail dargestellt.
- **Definition Netzmodell und Netzregionen für Redispatch-Use Case:** Während die Bereitstellung von Regelreserve (bspw. FCR) nicht an einen konkreten Netzanschlusspunkt bzw. eine konkrete Netzregion innerhalb einer Regelzone gebunden ist, ist die Bereitstellung von Redispatch-Dienstleistungen an die physikalische Wirkung auf ein engpassbehaftetes Netzelement geknüpft. Für den Use Case Redispatch wurden vereinfachend 11 Netzregionen definiert, innerhalb derer die Flexibilitäten von bidirektionalen Elektrofahrzeugen für eine Erbringung von Redispatch-Dienstleistungen gepoolt werden können.
- **Anbindung BMW an CBP-Sandbox-Umgebung:** Neben einer Test- und Produktivumgebung zur Erprobung der Erbringung von Redispatch-Dienstleistungen aus BDL-Elektrofahrzeugen über die CBP stellt TenneT auch eine sog. Sandbox-Umgebung bereit. In dieser Sandbox-Umgebung hat BMW (als OEM) bzw. die für

BMW als Dienstleister im Projekt tätige Next Kraftwerke die Anbindung der Backend-Systeme an die CBP für ausgewählte Schnittstellen testen können. In ihrer Funktion als Aggregator hat Next Kraftwerke u. a. den Marktzugang für BMW übernommen und die Schnittstellen zur CBP bedient. Zur Beschreibung der Anforderungen der Sandbox-Umgebung wurde ein User Manual erstellt.

- **Implementierung Use Case Redispatch in Testumgebung der Equigy-CBP:**
Die schrittweise Umsetzung der einzelnen Prozessschritte des Use Cases Redispatch auf Seiten von TenneT bzw. BMW und Next Kraftwerke erfolgte in einer Testumgebung der Equigy-CBP. Zur Vereinfachung der Prozessabläufe im Pilotbetrieb sowie zur Begrenzung des Implementierungsaufwands wurde zwischen TenneT und BMW abgestimmt, dass über die API-Schnittstellen der CBP die Übermittlung der je Übertragungs-Netzregion aggregierten Planungsdaten (inkl. Flexibilitätspotenziale) sowie der Abruf der Redispatch-Angebote erfolgt. Die Registrierung der einzelnen Elektrofahrzeuge und Ladepunkte sowie die zur Validierung erforderlichen Messwerte der einzelnen Elektrofahrzeuge erfolgt hingegen durch eine pilotspezifische Lösung außerhalb der CBP in Form eines Austausches von csv-Dateien. Im Weiteren wurde zwischen den Projektpartnern abgestimmt, dass sich der Pilotbetrieb auf die TenneT-Netzregion Oberbayern, in der 16 der insgesamt 20 Elektrofahrzeuge der Privatkund:innen verortet sind, und damit einen Fahrzeugpool beschränkt.
- **Anbindung Use Case Redispatch an Produktivumgebung der Equigy-CBP:**
Nach Abschluss der funktionalen Tests innerhalb der Testumgebung der Equigy-CBP wurde der Use Case Redispatch in der Produktivumgebung der Equigy-CBP konfiguriert. Von den grundsätzlich verfügbaren API-Schnittstellen der Equigy-CBP für den Use Case Redispatch wurden im Rahmen des Pilotbetriebs die Schnittstellen zur Übermittlung der Flexibilitätsangebote (Planungsdaten) sowie zur Übermittlung der Flexibilitätsabrufe genutzt. Zur Registrierung der einzelnen Elektrofahrzeuge und Bereitstellung der Messdaten für die Validierung der erbrachten Redispatch-Dienstleistungen wurden die relevanten Daten als csv-Datei per E-Mail ausgetauscht. Abbildung 94 gibt einen Überblick über die API-Schnittstellen der Equigy-CBP sowie der comax-Plattform zur Visualisierung und Aktivierung der Flexibilitätsangebote für den Use Case Redispatch.

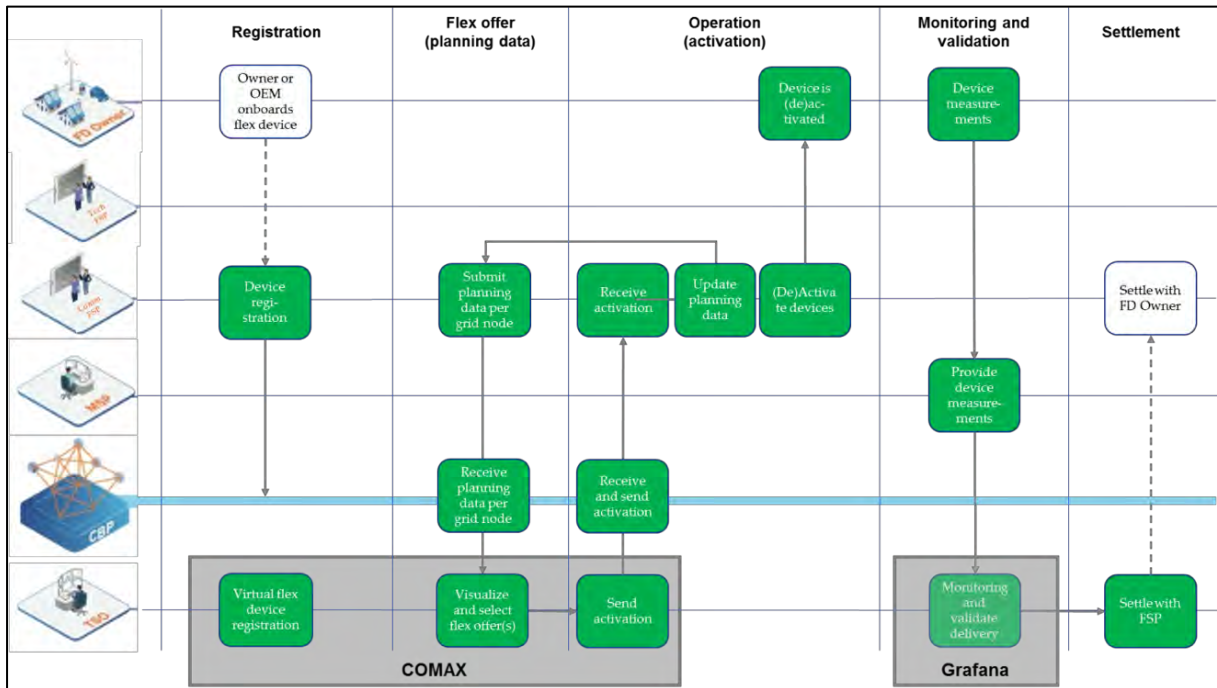


Abbildung 94: Übergeordneter Prozessablauf für Use Case Redispatch (FD Owner = Nutzer:in Elektrofahrzeug)

Aufgrund der engen zeitlichen Taktung bei der operativen Umsetzung der einzelnen Use Cases in BDL musste der Pilotbetrieb für den Use Case Redispatch letztendlich auf eine Woche (16.-20. August 2022) beschränkt werden. Zusätzlich konnte am 6. August 2022 ein erster Abruf umgesetzt werden. Trotz dieser vergleichsweise kurzen Pilotphase konnte die Kommunikations- und Datenkette zwischen allen beteiligten Akteuren validiert und aus den im Pilotzeitraum verfügbaren 12 Elektrofahrzeugen in Summe 102 kWh an positiven und negativen Redispatch-Volumen erbracht werden. Abbildung 95 gibt hierzu eine Übersicht zur Umsetzung des Redispatch-Pilotbetriebs.

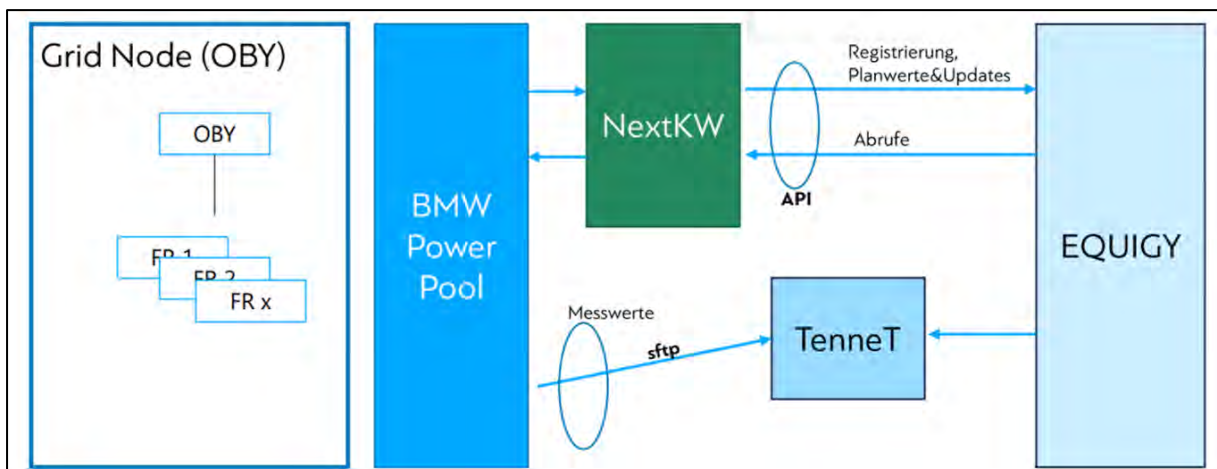


Abbildung 95: Übersicht BDL-Redispatch-Pilotbetrieb in der Netzregion Oberbayern (OBY)

Von den insgesamt sechs Redispatch-Abrufen konnten vier Abrufe erfolgreich durchgeführt werden – bei zwei Abrufen konnten die Fahrzeuge aufgrund einer Unterbrechung des Kommunikationswegs nicht angesteuert werden. Die Qualität der erbrachten Redispatch-Dienstleistungen kann für den kleinen Pool als sehr gut betrachtet werden (Abbildung 96). Eine allgemeine Bewertung ist aufgrund der geringen Poolgröße und der damit weitgehend fehlenden statistischen Durchmischungseffekte nicht getroffen werden. Für eine Aussage über die Skalierbarkeit der Lösung bedarf es eine größere Erhebung.

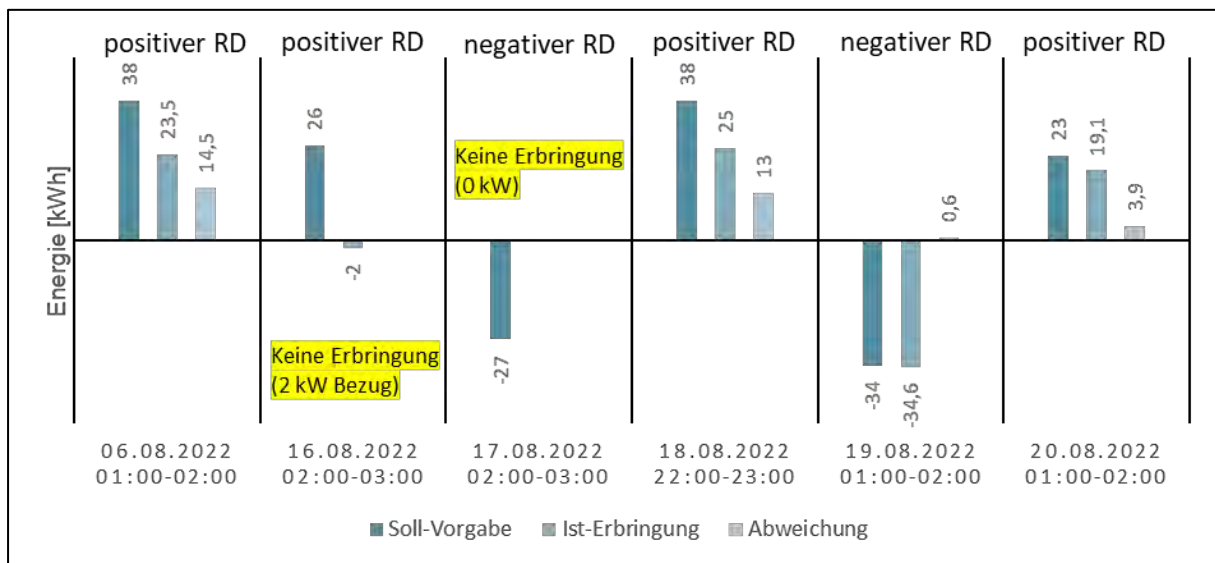


Abbildung 96: Redispatch-Abrufe und-Erbringung im BDL-Pilotbetrieb

Der Redispatch-Pilotbetrieb hat gezeigt, dass bidirektionale Elektrofahrzeuge grundsätzlich technisch in der Lage sind Redispatch-Dienstleistungen für das Engpassmanagement der Netzbetreiber erbringen zu können. Für die Skalierung des Use Cases ist neben einer technischen und prozessualen Weiterentwicklung auf Seiten der beteiligten Marktakteure jedoch insbesondere auch eine Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens notwendig. Das heute existierende kostenbasierte Redispatch 2.0-Regime ermöglicht nicht den Einbezug von Lasten sowie kleinteiligen, dezentralen Speichern. Da die Kosten einer Redispatch-Erbringung aus kleinteiligen Flexibilitätsoptionen nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand adäquat abgebildet werden können, wird die Implementierung eines hybriden Redispatch-Modells aus dem bereits bestehenden kostenbasierten Redispatch 2.0 für Erzeuger und einem ergänzenden marktbasieren Redispatch 3.0 für die darüber hinausgehenden Flexibilitäten empfohlen (vgl. BDL-Positionspapier V2G – Systemdienstleistungen).

V2B Spitzenlastkappung

Als Teil des Pilotbetriebs wurden mehreren gewerblichen Kunden Fahrzeugflotten aus jeweils fünf bidirektional ladenden Fahrzeugen zur Verfügung gestellt. Ziel war die Erprobung von Spitzenlastkappung. Abbildung 97 zeigt eine typische Pilotkundeninstallation mit der Fahrzeugflotte im Feldtest.

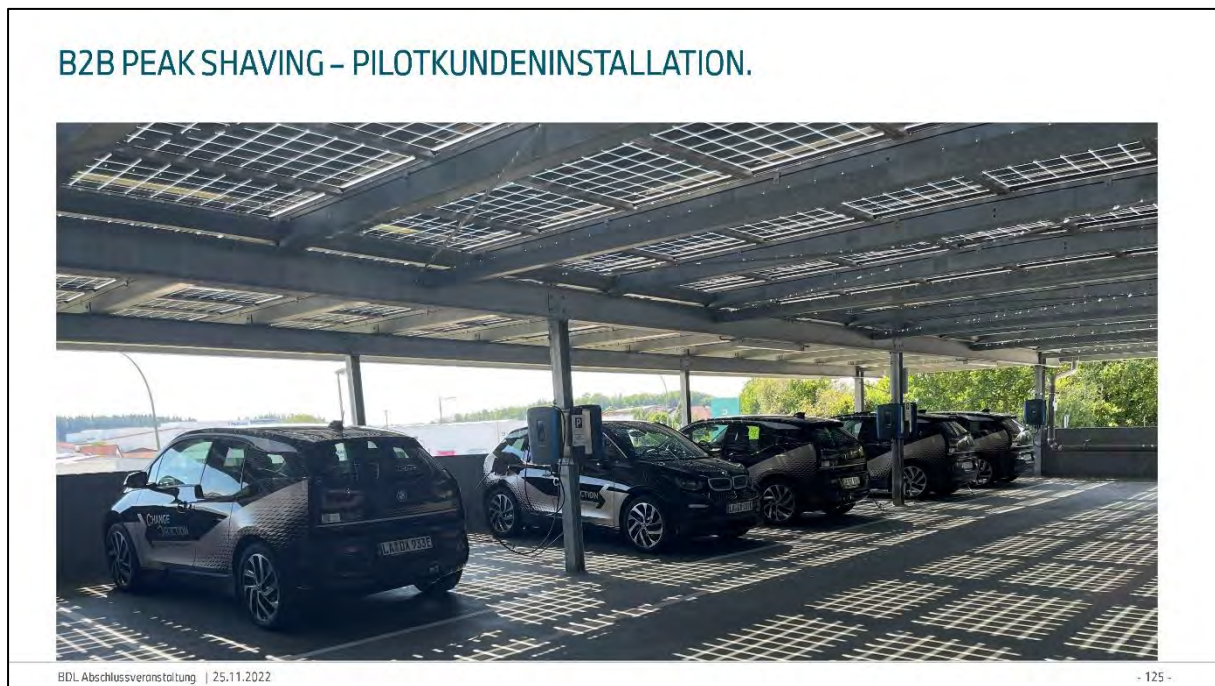


Abbildung 97: Pilotkundeninstallation im UseCase V2B Peak Shaving

Die Ziele und Mehrwerte des Use Cases sind in Abbildung 98 dargestellt. Typischerweise zeigen die Lastprofile von Gewerbestandorten einen Verlauf über den Tag mit gelegentlichen Lastspitzen, insbesondere zu Beginn der Arbeitszeit.

Wird die Liegenschaft um eine Flotte von Elektrofahrzeugen ergänzt, welche morgens an der Liegenschaft ankommen und Ladebedarf haben, können diese Lastspitzen zum Teil deutlich erhöht werden.

Dies führt zu einer Erhöhung des Leistungspreises der Netzentgelte sowie unter Umständen zu einem Ausbaubedarf des Netzanschlusses. Durch den Einsatz eines intelligenten Ladesystems können die zusätzlichen Lasterhöhungen durch Elektrofahrzeuge mittels Verschiebung auf spätere Zeitpunkte reduziert werden. Darüber hinaus kann der Einsatz einer bidirektional ladenden Elektrofahrzeug-Flotte verwendet werden um ohnehin bestehende, prozessbedingte Lastspitzen durch gezielte Rückspeisung zu reduzieren.

Der dadurch entstehende, zusätzliche Ladebedarf wird zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt. Neben der für die Kund:innen kostenreduzierenden Reduktion von

Lastspitzen und Erhöhung von Volllaststunden des Netzanschlusses, wird ein für Energieversorger und Netzbetreiber einfacher zu prognostizierendes Lastprofil umgesetzt.

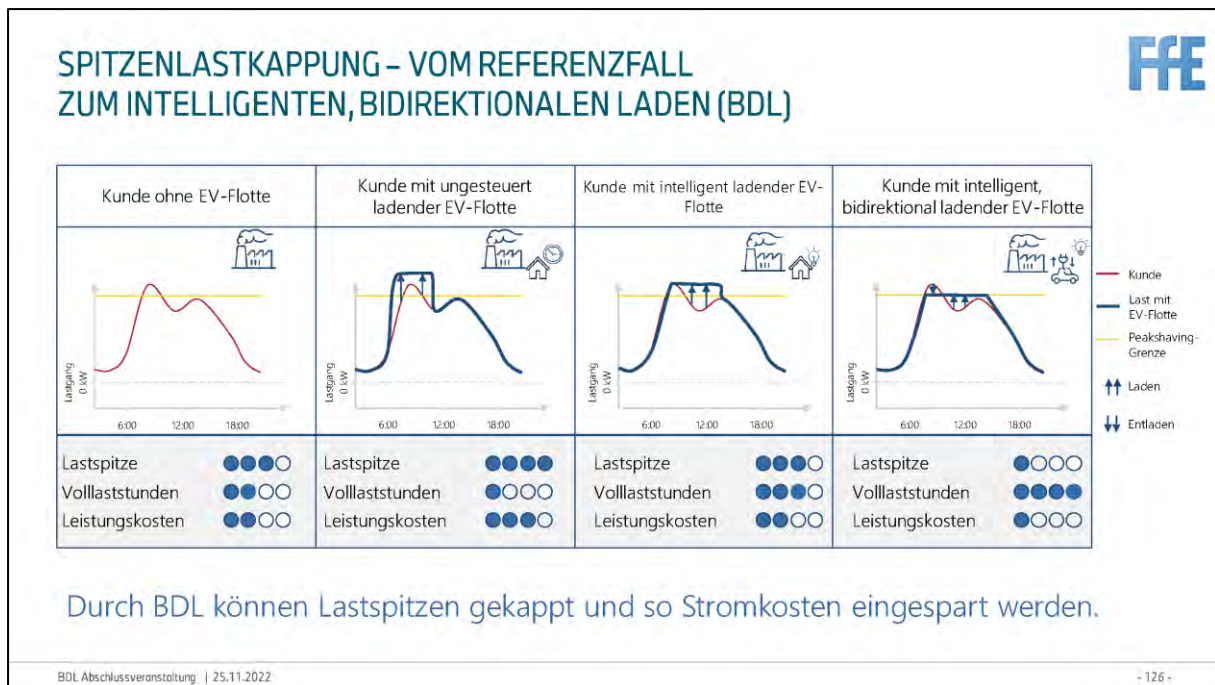


Abbildung 98: Auswirkungen und Mehrwerte intelligent, bidirektional ladender EV-Flotten auf die Netzanschlussleistung einer Liegenschaft

Im Pilotbetrieb konnten Funktion und Wirksamkeit der Spitzenlastkappung demonstriert werden. Abbildung 99 zeigt Messwerte einer reduzierten Lastspitze aus dem Feldtest. Hierbei hat das System auf eine Erhöhung der Last über den eingestellten Schwellwert reagiert und durch Rückspeisung aus Fahrzeugen die Netzanschlusslast begrenzt und konnte trotzdem die Mobilitätsbedarfe der Flottenfahrzeuge sicherstellen.

Bemerkenswert ist daran, dass diese Ergebnisse mit einer sehr einfachen Regelmethode erreicht wurden. Für die Elektrofahrzeuge wurden jeweils fest konfigurierte SoC-Grenzen für den Umfang der Teilnahme an der Spitzenlastkappung festgelegt.

Somit haben Fahrzeuge mit sehr niedrigem SoC nicht an der Rückspeisung teilgenommen, hingegen Fahrzeuge mit hohem SoC entsprechend in größerem Umfang. Somit konnte der Kompromiss aus Mobilitätsbedarf und Spitzenlastkappung gut erfüllt werden. Identifizierte Herausforderungen im Anwendungsfall umfassen in

erster Linie die Sicherstellung einer zuverlässigen Verbindung zwischen Steuersystem und Fahrzeugen um Ausfälle durch Konnektivitätsprobleme zu vermeiden.

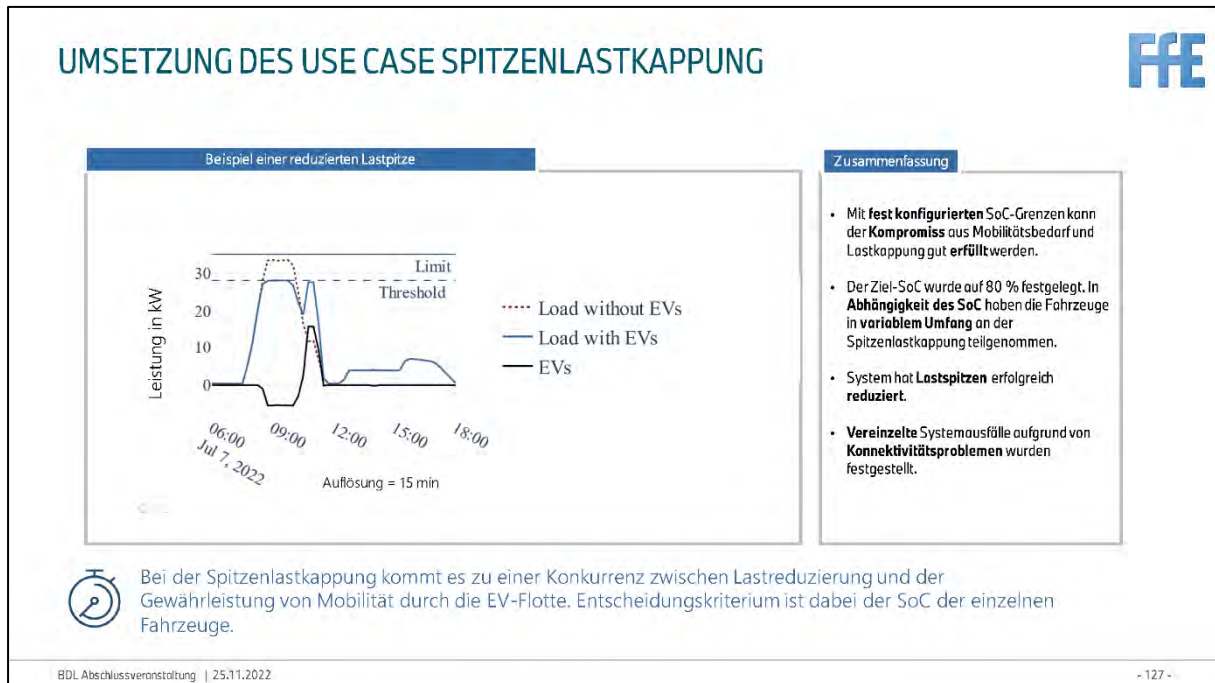


Abbildung 99: Messwerte einer durch bidirektionales Lademanagement erfolgreich reduzierten Lastspitze.

V2G Spitzenglättung (§14a ENWG)

Der Anwendungsfall bidirektionaler Ladeeinrichtungen kann auch für Flottenkunden, also Unternehmen mit einer Flotte mehrerer Elektroautos von Interesse sein. Hier können diverse Anwendungsfälle umgesetzt werden (z.B. Intraday-Handel oder Spitzenlastglättung). Aus Unternehmenssicht ist gerade die Spitzenlastglättung interessant, da hierdurch Anschlusskosten mit vorhandenen Fahrzeugen eingespart werden können. Damit technische die bidirektionale Ladeeinrichtung verbaut werden darf, ist für die Rückspeisefunktion ein Einheitenzertifikat gemäß VDE-AR-N-4105 nötig.

Am Standort Regensburg der Bayernwerk Netz GmbH mussten nicht nur aufgrund der vorhandenen Installation diverse Wandler und ein NA-Schutz installiert werden, sondern in unserem Fall ein Mittelspannungstrafoerweiterungsfeld sowie Anpassungen an den Wandlermessungen vorgenommen werden, da bereits vorhandene Wandler und Messgeräte mit dem Kostal Smart Energy Meter (KSEM) nicht kompatibel waren. Abbildung 100 zeigt dabei den Fortschritt der Installationen beispielhaft an zwei BDL-Wallboxen in der Tiefgarage des Bayernwerks, welche zu diesem Zeitpunkt noch nicht offiziell genutzt wurden.



Abbildung 100: Zwei der fünf installierten Wallboxen in der Tiefgarage Regensburg im Installationszeitraum.

Insgesamt haben die Installationsarbeiten aufgrund Corona-bedingter und Materialengpässe ca. ein Jahr in Anspruch genommen, bis final eine erste Rückspeisung theoretisch erfolgen konnte. Kompatibilität des KSEM mit den bestehenden Messungen, also Standards und Interoperabilität, hätten diese Installationszeit auf ca. 4-6 Monate begrenzt. Dementsprechend sind Standards und Interoperabilität gerade in Bestandsimmobilien von essenzieller Bedeutung, damit Flottenkunden das Potential des bidirektionalen Ladens heben können. Dabei ist auch hinzuweisen, dass bestehende Lastmanagementsysteme und zusätzliche Energiemanagementsysteme ein Risiko mit sich bringen.

In der Tiefgarage in Regensburg konnte aufgrund der sehr aufwendigen Installationsarbeiten (siehe oben) lediglich ein kurzer Test der Systemkomponenten erfolgen, welcher die Funktionsfähigkeit der Installation gezeigt hat. Aufgrund der gut 50 vorherrschenden Ladepunkte, kann es in Hochlastphasen dazu kommen, dass manche Fahrzeuge nicht mit ihrer theoretischen maximalen Ladegeschwindigkeit laden können. Vor allem hier können die 5 BDL-Flottenfahrzeuge unterstützen, um durch geeignete Rückspeisung nicht nur Lastspitzen in der Liegenschaft zu vermeiden, sondern die Ladeleistung für andere Elektrofahrzeuge zu erhöhen.

Hierdurch kann, insbesondere bei einer Kombination mit einem stationären Speicher (durchgängige Verfügbarkeit, Puffer für besonders hohe Spitzenlasten im Jahr) auf eine Leistungserhöhung am Netzanschluss verzichtet werden. Dies spart neben möglichen Kosten für Bau und Installation auch den jeweils gültigen jährlichen Leistungspreis und Baukostenzuschuss des lokalen Verteilernetzbetreibers ein.

Zusammenfassend ist nach den Erfahrungen des BDL-Projekts festzuhalten, dass Standards und Interoperabilität den Installationsprozess in Bestandsimmobilien beschleunigen und nachhaltig verbessern können und die Spitzenlastkappung mittels bidirektionaler Ladeeinrichtungen Anschlusskosten einsparen kann – insofern die Fahrzeuge auch zu Zeiten von Spitzenlasten zuverlässig für die Rückspeisung/Lastspitzenglättung vor Ort sind (Spitzenlast sollte optimalerweise in der Höhe und im Zeitpunkt frühzeitig prognostizierbar sein).

Reduzierung von CO₂-Emissionen durch Kurzzeit-Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien

LCA-Emissionen und weitere Rückwirkungen aus bidirektionalem Laden

In der Dissertation „Economic and Environmental Assessment of Electric Vehicle Charging Strategies“ (S. Fattler) wird aufgezeigt, dass durch eine Betriebsstrategie (Abbildung 71) „Laden, wenn ein hoher EE-Anteil im Strommix vorliegt und Entladen, wenn ein niedriger EE-Anteil im Strommix vorliegt“ der Einsatz von fossilen Kraftwerken in Zeiten mit niedriger EE-Erzeugung reduziert werden kann und damit auch deren CO₂ Emissionen.

Im gegebenen Zeit-, Kosten- und Ressourcenrahmen wurde daher eine Studie zur Klärung der Rahmenbedingungen, energiesystemischen Bewertungen und Abgleichen im Rahmen des „Lifecycle-Assessment“ (LCA) für ein angenommenes Ziel-Fahrzeug erstellt als Vorarbeiten für eine künftige Konzeptentwicklung und Umsetzung einer Funktion im Rahmen eines Use Cases „V2X – CO₂ optimiertes Laden“.



Abbildung 101: CO₂-orientierte Lade-/Entladebetriebsstrategie

Die aktuelle Energiekrise verdeutlicht einmal mehr: Der Umstieg auf ein auf erneuerbaren Energien beruhendes Energiesystem ist unausweichlich. Dazu wurden die ambitionierten Klimaziele noch einmal verschärft. Deutschland will beispielsweise bis 2045 klimaneutral sein und auch in Europa wird bis 2050 die Klimaneutralität angestrebt. Zukünftig wird die Strombereitstellung in vielen Ländern durch Windenergieanlagen und PV-Anlagen geprägt sein. Die Integration erneuerbarer Energien führt zu einer volatilen Strombereitstellung, die nicht mehr strikt nach dem Bedarf an elektrischer Energie fährt. Dies führt zu der Fragestellung, welche Flexibilitäten für ein zukünftiges, ökonomisches und ökologisches Energiesystem benötigt werden. Zielsetzung ist daher die ökonomische und ökologische Bewertung von Flexibilitäten im zukünftigen Energiesystem. Dazu werden Wechselwirkungen zwischen bidirektionalen Elektrofahrzeugen mit stationären 1st- und 2nd-Life Batteriespeichern herausgestellt. Die Nutzung dieser elektrischen Speicher wird auch im Wechselspiel mit anderen Flexibilitäten, wie der Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff, untersucht.

Zur Analyse wird das Energiesystemmodell [ISAaR](#) (Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung) verwendet. Abbildung 102 zeigt die Struktur des Energiesystemmodells auf. Die Flexibilitäten, wie auch andere Elemente, werden systemkostenoptimal eingesetzt, was für bidirektionale Elektrofahrzeuge einem Einsatz im Use Cases zeitliche Arbitrage entspricht. Für die Simulationen wurden nationale und europäische Klimaziele und aktuelle Brennstoff- und CO₂-Preisprognosen mit Stand Juli 2022 hinterlegt.

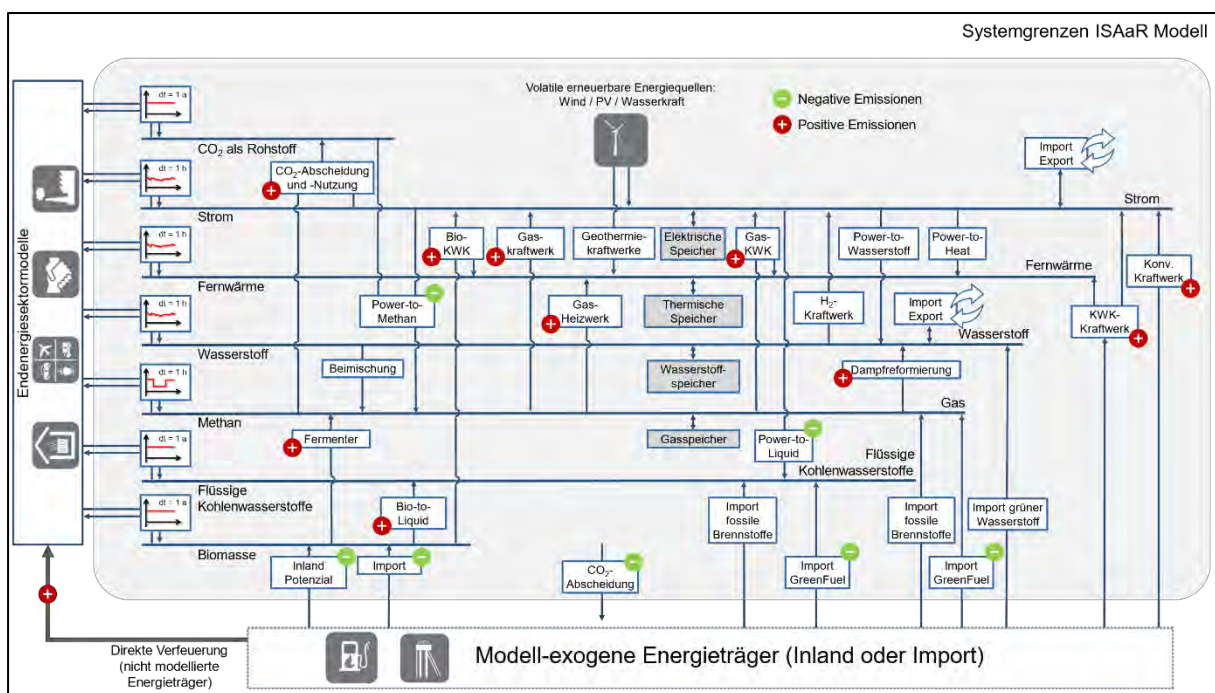


Abbildung 102: Übersicht FfE-Energiesystemmodell ISAaR

Für den Verkehrssektor wurden die folgenden Modellierungen für PKW durchgeführt:

- Anteile von Energieträgern der Neuzulassungen in allen europäischen Ländern gleich
- Plug-In-Hybride werden im Modell nicht abgebildet. Daher wurde die Hälfte dieser Fahrzeuge als ICE und die andere Hälfte als BEV parametrisiert. Dies kommt aus der Einschätzung, dass heute und zukünftig ca. 50 % elektrischer Fahranteil (realer elektrischer Fahranteil, nicht Zyklus) erreicht werden.
- Verlagerung der Verkehrsleistung von PKW, LKW und Flugzeugen auf die Schiene
- Jahresfahrleistung der PKW unabhängig von der Anzahl an PKW
- Außerbetriebsetzungen der Fahrzeuge über Wahrscheinlichkeitsverteilung nach Alter

Dies führt dazu, dass die deutschen Ziele von 15 Millionen BEVs im Jahr 2030 knapp verfehlt werden. In Deutschland werden für das Jahr 2030 13 Millionen und für das Jahr 2050 38 Millionen BEVs modelliert. In Europa gibt es im Jahr 2030 knapp 50 Millionen und im Jahr 2050 knapp 170 Millionen BEVs.

Neben einem Startscenario **Start** ohne bidirektionale Elektrofahrzeuge (BDL) und ohne stationäre Batteriespeicher werden 4 Untersuchungsszenarien aufgestellt:

- **1st2nd**: Wie Startscenario, aber mit Ausbau stationärer Batteriespeicher (1st-Life und 2nd-Life Speicher)
- **BDL**: Mobile Batterien sind als virtuelle Kraftwerke / Speicher zur Flexibilisierung des Energiesystems verfügbar. Es werden nur mobile PKW-Batterien betrachtet.
- **BDL+1st**: Wie BDL Szenario + stationäre 1st-Life Batteriespeicher
- **allST**: Wie BDL Szenario + stationäre 1st-Life und 2nd-Life Batteriespeicher

In allen Szenarien ergibt sich ein massiver Zubau erneuerbarer Energien. 2050 haben sich die EE-Kapazitäten im Startscenario in Europa gegenüber 2020 verzehnfacht und in Deutschland gegenüber 2020 versechsfacht. Dagegen gibt es einen stetigen Rückbau von Kohle und Kernenergie und einen starken Zubau von Gaskraftwerken, die auch Wasserstoff als Brennstoff nutzen können (H2-Ready). Nationale Bestrebungen (z.B. Kohle- und Atomausstieg in DE) sind als Randbedingungen vorgegeben.

In den Untersuchungsszenarien werden im Vergleich zum Startscenario große Speicherkapazitäten zugebaut. Abbildung 103 zeigt hierzu den Zubau von Speicherkapazitäten nach Art und Land für die beiden Szenarien **1st2nd** und **allST**. Im Szenario **1st2nd** werden in nahezu allen Ländern die Kapazitäten von 2nd-Life-Speichern vollständig ausgebaut. Insbesondere in Spanien, Frankreich und Polen werden darüber hinaus 1st-Life-Speicher integriert. In **allST** werden bidirektionale EVs unabhängig vom Land als erste Option gezogen. In nahezu allen Ländern werden die Stromspeicher in folgender Reihenfolge gezogen:

1. Bidirektionale EVs
2. 2nd-Life-Speicher
3. 1st-Life-Speicher

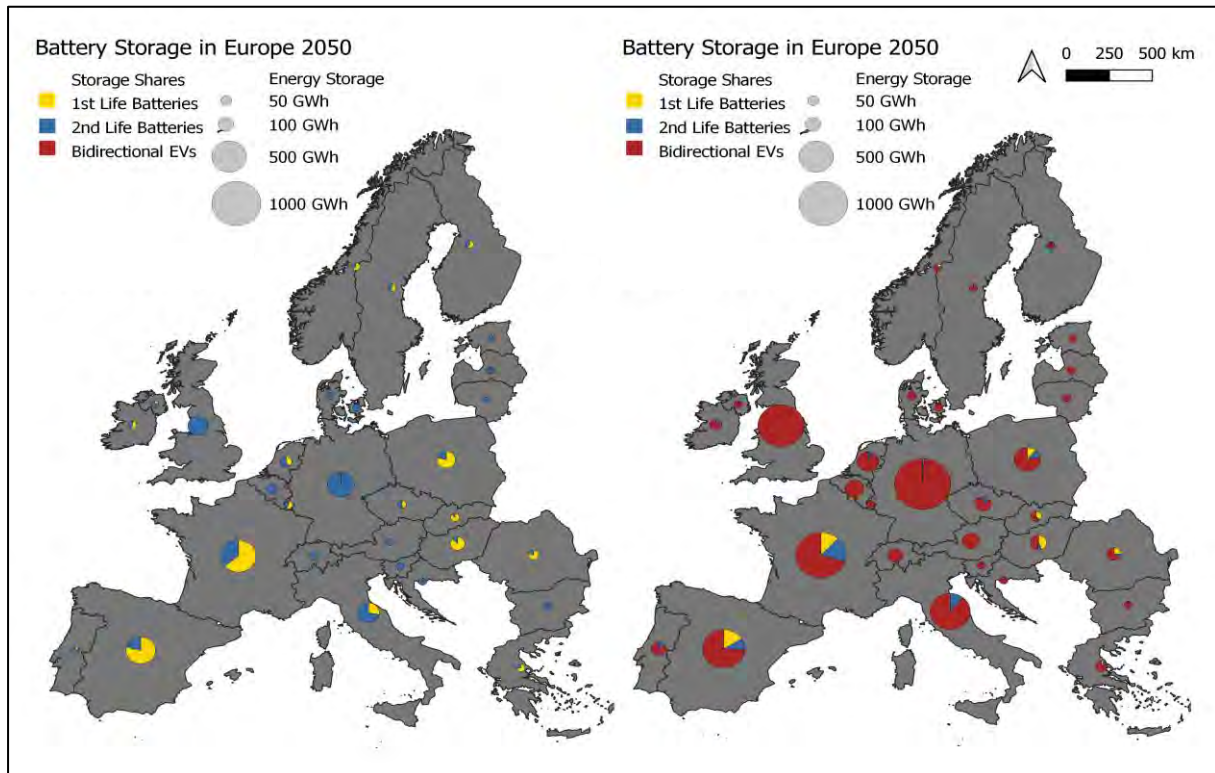


Abbildung 103: Vergleich der Stromspeicherkapazitäten in den Szenarien **1st2nd (links)** und **aIIST (rechts)** für das Jahr 2050 je europäischen Land

Der Zubau der Speicher führt zu vielfältigen Auswirkungen im Energiesystem:

- Durch den Zubau von Speichern steigt die integrierte PV-Leistung (insbesondere PV-Freifläche) stark an. Da die PV-Energie in den meisten europäischen Ländern eine höhere Akzeptanz als die Windenergie aufweist, können Erneuerbare Energien besser integriert werden.
- Durch den Zubau von Speichern sinkt der Zubau von H2-Ready Gaskraftwerken. Für Europa im Jahr 2050 bedeutet dies eine um über 100 GW verringerte Kraftwerksleistung, um die Spitzenlast zu decken.
- Während im Jahr 2030 Wasserstoff zu 50 % importiert wird, erfolgt die Bereitstellung ab 2035 größtenteils innereuropäisch über Elektrolyse. Stromspeicher führen dazu, dass Wasserstoffspeicher noch stärker saisonal eingesetzt werden und weniger tägliche Lastflexibilisierung durchführen.
- Stromspeichertechnologien bewirken stark sinkende europäische Energiesystemkosten von bis zu 28 Mrd. €/a. Pro bidirektionalem Elektrofahrzeug werden je nach Szenario und Jahr 250 bis 400 €/a Systemkosten eingespart.

Ein Hauptaugenmerk der Studie lag auf den THG-Emissionen, die im Energiesystem entstehen. Dabei wurden durch eine zukunftsorientierte LCA (Life Cycle Assessment) die stündlichen Emissionsfaktoren der Stromerzeugung quantifiziert. Diese inkludieren somit nicht nur die betrieblichen Emissionen, sondern auch die Vorkette der Energieträger und Erzeugungstechnologien. Grundsätzlich verringern sich die durchschnittlichen Emissionsfaktoren in Deutschland und Europa stark. Im **allST** Szenario verringert sich der lastgewichtete mittlere LCA-Emissionsfaktor der Stromerzeugung in Deutschland von 330 gCO₂-eq./kWh in 2025 zu 23 gCO₂-eq./kWh in 2050. Die LCA-basierten THG-Emissionen von Elektrofahrzeugen sind in Abbildung 104 nach Ladestrategie der Elektrofahrzeuge aufgetragen. Schon gesteuert geladene Elektrofahrzeuge (uni) führen zu stark verminderten Emissionen im Energiesystem. Bei bidirektionalen Ladestrategien können die betriebsbedingten Emissionen sogar überkompensiert werden. Dies ist einerseits auf die erhöhte Einspeisung von EE-Strom durch das Laden in Zeiten von günstigen Strompreisen zurückzuführen. Andererseits kommt es aus Gesamtsystemperspektive zur Reduktion von Emissionen durch das Verdrängen des Einsatzes thermischer Kraftwerke bei der Rückspeisung. Im Zeitraum 2025 – 2035 sind die Reduktionspotenziale höher als in späteren Jahren, da der EE-Anteil an der Gesamtstromproduktion zunimmt. Auf Grund steigender THG-Verminderungskosten wird eine Reduktion pro kgCO₂-eq. jedoch ökonomisch in zukünftigen Jahren zunehmend wertvoller.

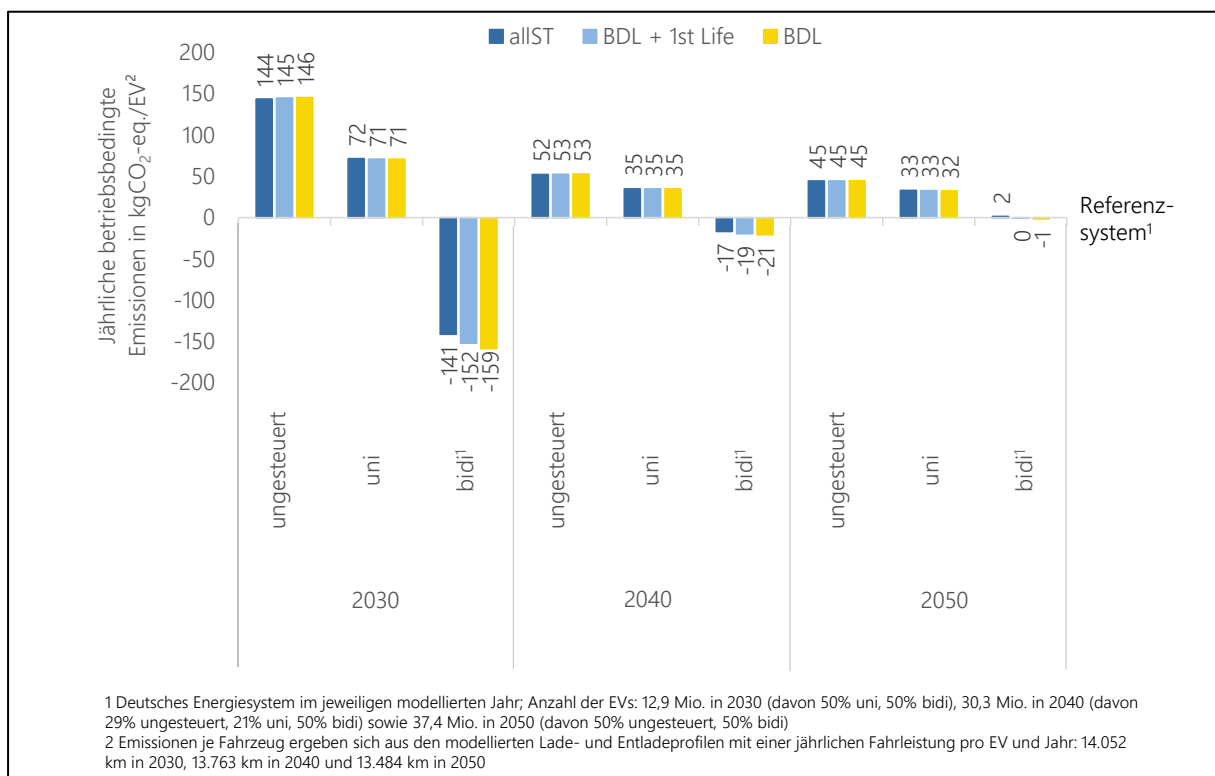


Abbildung 104: Einfluss der Ladestrategien auf die betriebsbedingten LCA-Emissionen des Fahrzeugs

Abbildung 105 stellt zusätzlich noch den Einfluss der Ladestrategie auf den ökologischen „Break-Even“ von Elektrofahrzeugen gegenüber konventionellen Fahrzeugen dar. Die wichtigsten Erkenntnisse sind in den folgenden Stichpunkten zusammengefasst:

- Gesteuerte Ladestrategien verkürzen die ökologische Amortisationszeit von Elektrofahrzeugen.
- Werden bei bidirektionalem Laden systemische Mehrwerte durch Gutschrift miteinbezogen (Entladen führt zur Reduktion der Emissionen), verkürzt sich die Amortisationszeit von 2,9 auf 2,6 Jahre.
- In dem Fall sind über die Lebensdauer des Fahrzeugs betrachtet, die betriebsbedingten Emissionen bei bidirektionalem Laden in Summe am niedrigsten.
- Werden zusätzlicher Aufwand und Nutzen durch bidirektionales Laden nicht dem Fahrzeug, sondern dem Energiesystem zugeschrieben, sind die Emissionen denen des unidirektionalen Ladens gleichzusetzen.
- Auf Grund des verhältnismäßig hohen Fußabdrucks in der Produktion können die Gesamtemissionen des EVs durch Einsparungen im Betrieb nicht kompensiert werden. Für weiterführende Betrachtungen sind Veränderungen in der Produktionsphase der LCA (v.a. Batterieherstellung) zu fokussieren.

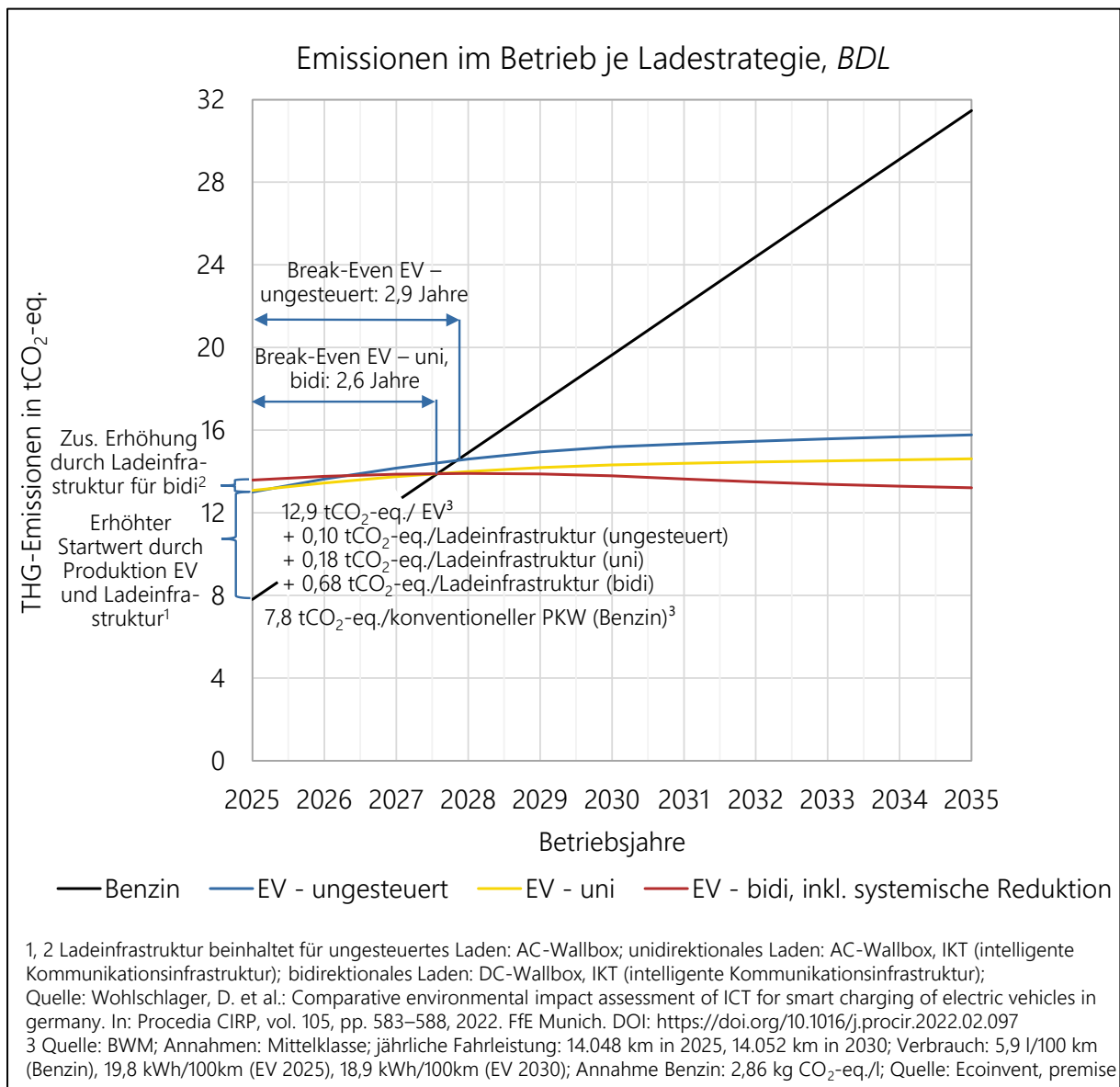


Abbildung 105: Einfluss auf den ökologischen „Break-Even“ von Elektrofahrzeugen gegenüber konventionellen Fahrzeugen je Ladestrategie

Bayernwerk UCs

Eigenverbrauchsoptimierung mit Nulllastregelung via iMSys

Dieser Anwendungsfall erweitert den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung mit Nulllastregelung um die Möglichkeit als Datenquelle das iMSys zu nutzen. Die Grundidee besteht darin, dass man über die erweiterte Funktionalität das SMGWs mit EEBUS-Stack eine lokale Anfrage an die HAN-Schnittstelle richten kann, um hochaufgelöste Zählerwerte der mME einzuholen.

Abbildung 106 zeigt dabei den Architekturaufbau. In einem ersten Schritt muss über den GWA eine passende Parametrierung auf das SMGW aufgebracht werden, durch

welche das SMGW hochfrequente Messwerte vom Zähler abfragt und zwischenspeichert. Via EEBUS-Stack, welcher auf der Wallbox ausgeführt wird, wird dann eine lokale Authentifizierung an der HAN-Schnittstelle des SMGWs durchgeführt (Pairing) und die jeweiligen Messdaten erfragt. Das SMGW nutzt die hochfrequenten Messwerte vom Zähler und leitet diese via EEBUS an die Wallbox weiter, um den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung mit Nulllastregelung zu ermöglichen. Auf diese Weise ist es möglich das KSEM zu substituieren, zumindest vom Prinzip, da es beim Einsatz des SMGWs der Generation 1 noch nicht möglich war, die gleiche hochfrequente Datenbereitstellung mit der gleichen Konsistenz zu gewährleisten.

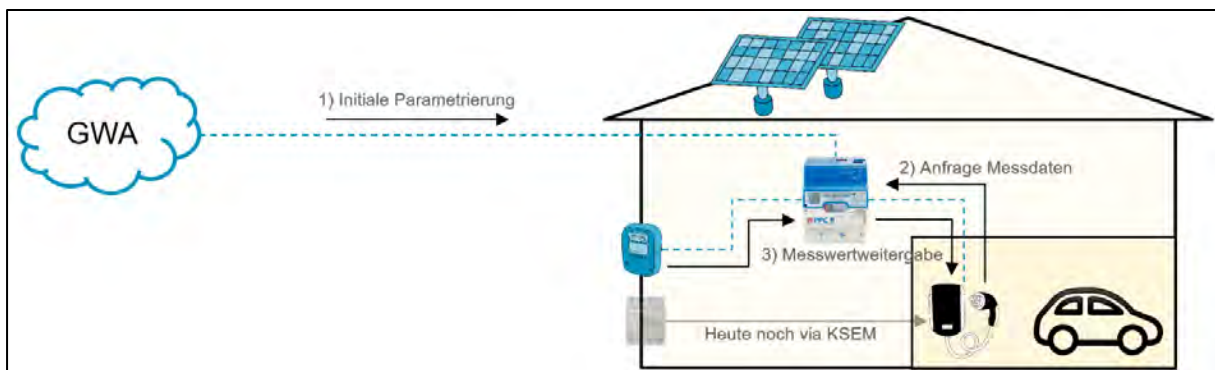


Abbildung 106: Architektur für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung mit Nulllastregelung mit iMSys.

Neben der funktionalen Ermöglichung, auch über das iMSys hochfrequente Daten automatisiert lokal bereitzustellen, war eine weitere Aufgabe zu untersuchen, welche Differenz technisch aktuell noch zwischen KSEM und dem getesteten iMSys vorherrscht, bzw. welche Lücke in Bezug auf eine hochfrequente Messwertbereitstellung, in Form von neuen SMGWs, zu schließen ist.

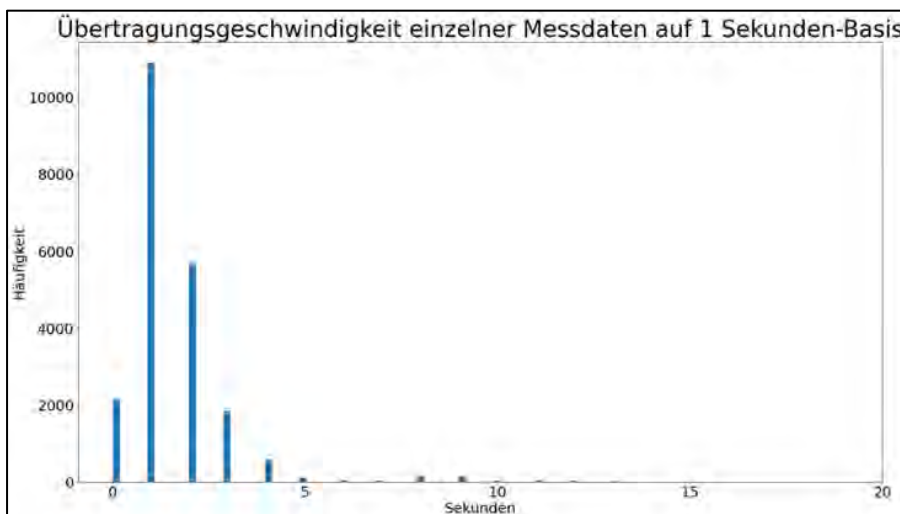


Abbildung 107: Beispielauszug der Testdaten bei einer Messwertabfrage des Zähler auf 1-Sekunden-Basis mit SMGW-1.

Für die Untersuchung wurde eine Abtastrate mit den Auflösungen 1 Sek. 5 Sek. 10 Sek. parametrisiert wurden, jeweils mit vergleichbaren Laständerungen im 5 Sek., 10 Sek., 15 Sek., 20 Sek. Intervall, ebenfalls mit dem Ziel die Qualität der Ausregelungsautomatik zu bewerten.

Tests mit dem SMGW und der MGCP-Funktion des EEBUS-Stacks haben gezeigt, dass sich beim SMGW eine gewisse Varianz sowie Standardabweichung einstellt. Vorabtests mit einem Datensatz von insgesamt ca. 300.000 Messwerten zeigten, dass sich keine einheitliche Datenübertragung via SMGW erzielen lässt (siehe Abbildung 107), wobei an dieser Stelle auch erwähnt werden muss, dass das SMGW ursprünglich nicht für diese Art von Anwendungsfall vorgesehen bzw. konzipiert wurde und auch die Regulatorik dies nicht forderte.

Die Ergebnisse wurden über mehrere Wochen aufgezeichnet und zeigen ein sehr ähnliches Bild. Auch wenn die Vollständigkeit der Messwerte bei beiden Testplätzen nahe der 100% liegt, zeigt sich stets eine gewisse Glockenkurve bei Ankunft der Messdaten. Diese Varianz ist jedoch ungewünscht, für die Anforderungen der Eigenverbrauchsoptimierung mit Nulllastregelung, vor allem in Bezug darauf, dass bei Rückspeiseleistungen sichergestellt werden muss, dass diese nicht ins öffentliche Verteilnetz übertragen werden (auch hätte dies dann eine registrierte Lastgangmessung bzw. eine 15 min. Messwerterfassung via iMSys zur Folge).

Um diese Abweichung weiter zu verdeutlichen, wurden auch mit dem iMSys/SMGW erneut die Schalttests wiederholt, wie sie zuvor mit dem KSEM durchgeführt wurden. Die Ergebnisse werden beispielhaft in Abbildung 108 gezeigt.

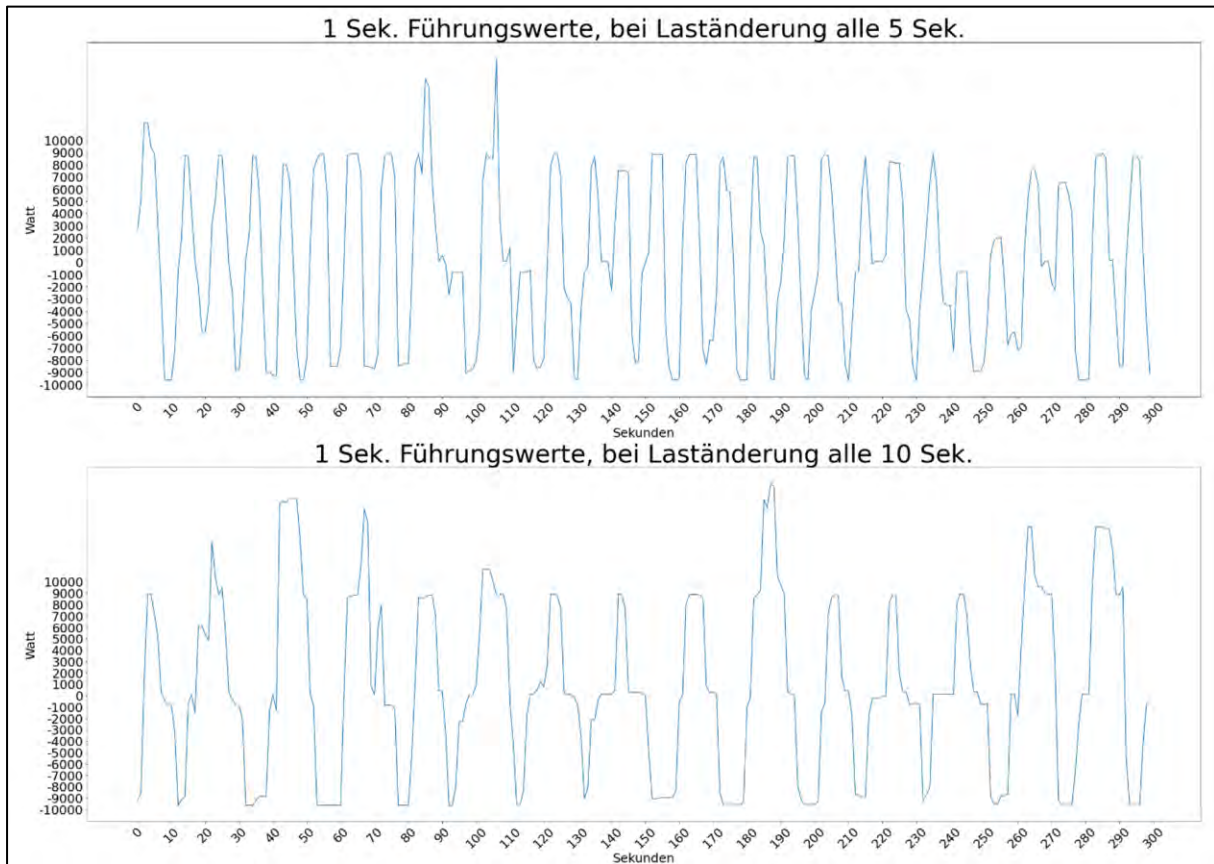


Abbildung 108: 1 Sek. Führungswerte mit SMGW der Generation 1, bei Laständerungen alle 5 und 10 Sekunden.

Untersuchungen haben gezeigt, dass die Daten die zwischengespeichert, nicht immer sofort weitergeleitet werden, aufgrund der internen Verarbeitung im SMGW, aber auch aufgrund der Ankunftszeit der Zählerwerte. Aus diesem Grund kommt es immer wieder vor, dass kleine Blöcke von Zählerwerten auf einmal übertragen werden, welche dann jedoch unterschiedliche Zeitstempel haben. Vor allem durch die Situation, dass auch vergangene Werte übertragen werden, kommt der Ausregelungsmechanismus durcheinander, da die Werte eigentlich keine Relevanz mehr haben, aber dennoch betrachtet werden, da sie übertragen wurden. Zusätzlich kann es vorkommen, dass einzelne Messwerte innerhalb einer einsekündigen Periode abgefragt werden, weshalb 2x der gleiche Zeitstempel und somit eine zeitliche Differenz von 0 Sekunden vorherrscht.

Es ist in Abbildung 108 deutlich zu sehen, dass es immer wieder dazu kommt, dass die Bezugsleistung 9 kW übersteigt und das, obwohl keine weitere Last anliegt. Schaltet man nun die Last aus, erhält die Wallbox irgendwann die Information, dass am Hausübergabepunkt nun zurückgespeist wird, weshalb das Fahrzeug sukzessiv die Rückspeisung zurückregelt, sodass sich am Hausübergabepunkt wieder eine Leistung von ca. 0 kW einstellt.

Es kommt immer wieder vor, dass das SMGW die Daten nicht sofort weiterleiten kann, sondern für einen kurzen Zeitraum vorhält und dann einzeln bzw. nacheinander weiterleitet. Die Wallbox arbeitet mit den Daten jedoch so, dass auf jeden neuen Messwert reagiert wird (da die Messwerte ohne Zeitstempel übertragen werden, ist der Wallbox nicht bewusst, dass teilweise auf alten Werten reagiert wird).

Erhält man nun z. B. einen Wert von -9 kW, regelt die Wallbox ihre Rückspeiseleistung auf 0 kW herunter. Wenn nun jedoch weitere Messwerte mit einem negativen Vorzeichen eintreffen, geht der Regelalgorithmus von einer Überschusseinspeisung aus und schaltet Last zu, indem das Fahrzeug lädt. Dadurch überlagert sich die Last, welche für Testzwecke verwendet wurde mit der Fahrzeuglast, bis wieder ein aktueller Messwert vorliegt und sich der Regelalgorithmus erneut anpasst.

Gegen Ende der Projektlaufzeit wurde eine neue Generation des SMGW entwickelt, mit deutlich leistungsfähigerer Hardware, sodass diese Limitierungen keine Rolle mehr spielten. Kurz vor Projektabschluss wurden die ersten Modelle fertiggestellt und das Bayernwerk erhielt die Möglichkeit noch eine Ausprägung des SMGW in der Generation 2 zu testen.

Aufgrund der Verfügbarkeit gegen Projektabschluss wurden keine Anpassungen an der Software vorgenommen und somit die Software, die auf dem SMGW Generation 1 verwendet wurde, unverändert eingesetzt. Um das Potential, dass die neue Hardwareplattform bietet weiter zu heben, sind absehbar Softwareanpassungen notwendig, aber die durchgeführten Messungen bestätigen bereits, dass die neue Hardwaregeneration für den im Projekt untersuchten Einsatzzweck eine sehr gut geeignete Ausgangsbasis darstellt.

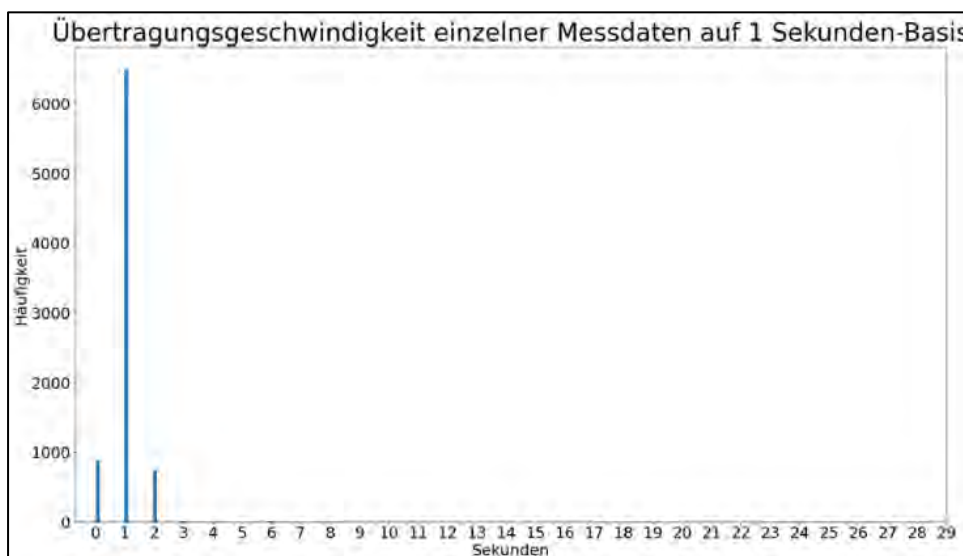


Abbildung 109: Beispielauszug der Testdaten bei einer Messwertabfrage des Zählers auf 1-Sekunden-Basis mit SMGW-2.

Abbildung 109 zeigt den Test mit einer Messreihe von ca. 8.000 Werten, wobei sich die Werte im Vergleich zum Test mit dem SMGW-1 deutlich verbessert haben. Auf dem Bild nicht mehr zu erkennen, hatten 13 Werte der insgesamt 8120 Werte eine größere Abweichung, 6 Werte hatten einen Verzug von 3 Sekunden, 4 Werte einen Verzug von 6 Sekunden sowie ein Mal 10 Sekunden und zwei Mal 14 Sekunden. Die 0-Sekundenwerte kommen daher, dass teilweise innerhalb einer Sekunde (Anfang und Ende) zwei Mal eine Messwertabfrage erfolgte und dann teilweise bei der nächsten Abfrage bereits der übernächste Wert vorlag, weshalb auch 2-Sekundenwerte häufiger aufgetreten sind.

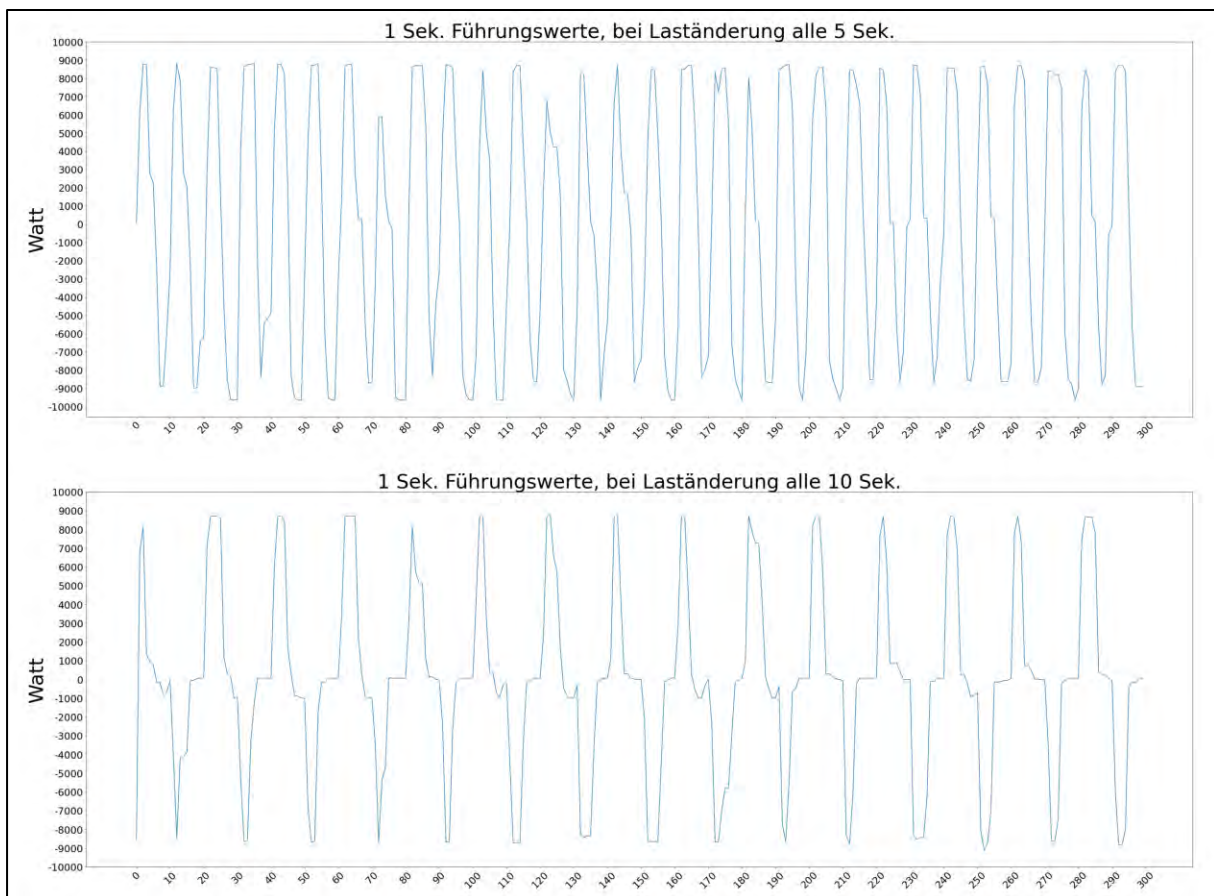


Abbildung 110: 1 Sek. Führungswerte mit SMGW der Generation 2, bei Laständerungen alle 5 und 10 Sekunden.

Aktuell ist davon auszugehen, dass die Messwertabfrage via SMGW der Generation 2 sowie der EEBUS Stack mit Hilfe kleinerer Anpassungen, ein einheitlicheres Ergebnis liefern wird, sodass die Übertragungsrates von 1 Sekunden-Werten erreicht werden kann. Abgeleitet wird diese Vermutung von der sichtbar stabilen Umsetzung der Messwertaufnahme und dass es im Gegensatz zum SMGW-1 quasi zu keinen Messwertausreißern mehr kommt. Abbildung 110 visualisiert die deutliche Stabilitätsverbesserung, aber wie bei SMGW-1, müssen für das SMGW-2 genauere

Untersuchungen noch folgen, damit die Funktionalität der Softwaretechnik optimiert werden kann.

Leistungsvorgabe für Bezug und/oder Einspeisung an Flexibilität oder an Netzanschlusspunkt

Die bisherigen regulatorischen Entwicklungen des §14a im EnWG basieren auf der Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber Leistungsvorgaben - bezogen auf ein Maximum - zu kommunizieren bzw. steuernd einzugreifen. Prinzipiell muss jedoch darüber nachgedacht werden, dass perspektivisch eine Vielzahl von Stakeholdern/externen Marktteilnehmern (VNB, ÜNB, Energieversorger, Aggregator, Flottenbetreiber, Energiedienstleister, etc.) über das iMSys Vorgaben für die Liegenschaft/Flexibilität geben möchten (erlaubt in nicht kritischen Netzzuständen). Basierend auf dieser Überlegung wurden im BDL-Projekt Prozesse und Funktionen entwickelt, um mit Hilfe des iMSys Leistungsvorgaben für Einzel- und/oder Vollflexibilitäten (z. B. Wallboxen oder Netzanschlusspunkte) zu kommunizieren, mit der Möglichkeit einen min. sowie max. Wert zu setzen. In Kombination mit einem zugehörigen Vorzeichen können so Einzelvorgaben für Bezug- und Einspeisung kommuniziert werden oder in Kombination auch Leistungsbänder [min., ..., max.], welche es einzuhalten gilt.

Die Kommunikation erfolgt dabei einmal via Signalweiterleitung mittels CLS-Kanal oder durch Übermittlung an das SMGW mit anschließender Weiterleitung an die Wallbox (perspektivisch HEMS) via EEBUS (siehe Abbildung 111).

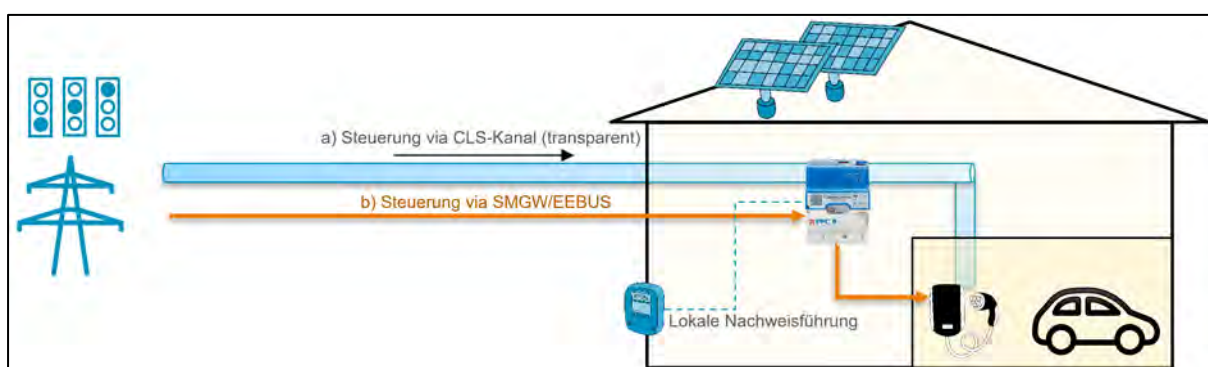


Abbildung 111: Schematische Architektur zur Umsetzung von LPC via SMGW und POEN via CLS-Kanal.

Konkret werden die EEBUS-Anwendungsfälle Limitation of Power Consumption (LPC) und Power Envelope (POEN) umgesetzt, um das Spektrum von sowohl ad hoc, geplanten, als auch minimalen und maximalen Grenzwertvorgaben abzudecken. Die dafür benötigten Funktionen lassen sich reduzieren auf eine generelle Leistungsvorgabe mit den Unterscheidungen Minimum, Maximum sowie ein Band für positive oder vorzeichenübergreifende Vorgaben (siehe Abbildung 112)

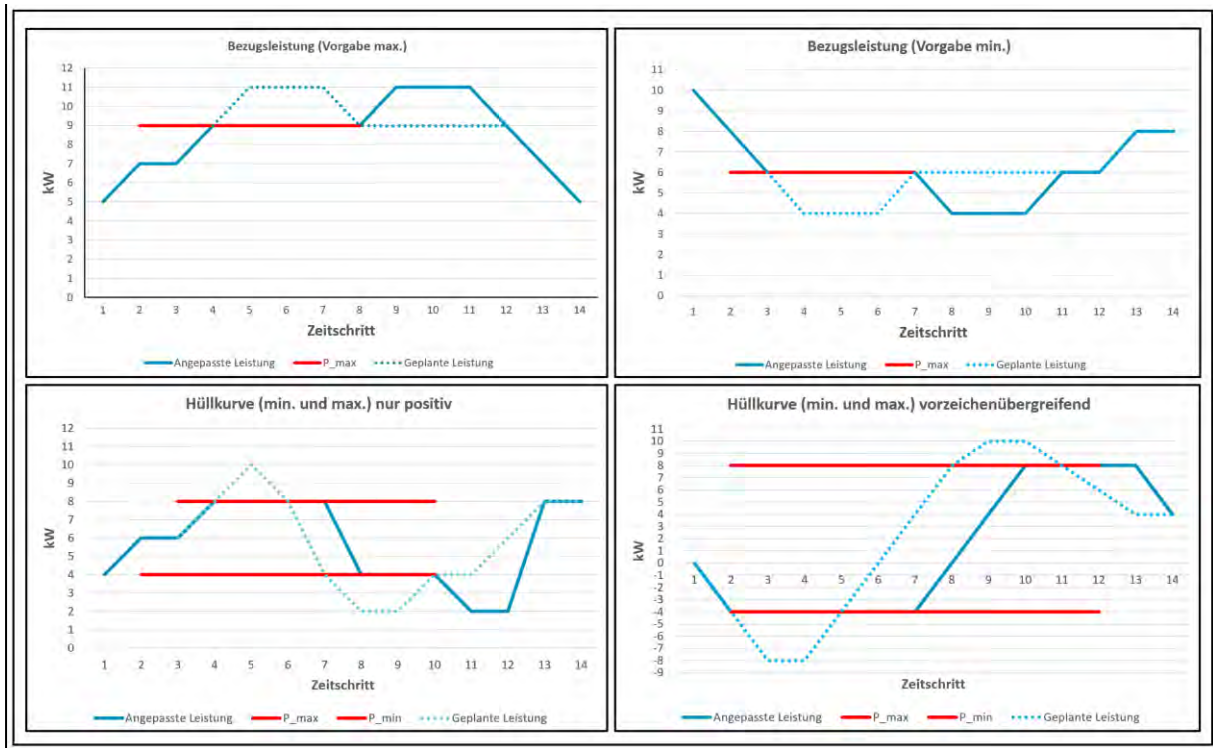


Abbildung 112: Leistungsvorgaben in Bezug auf Bezug und Einspeisung, als Einzelwerte oder kombiniert (min. & max.).

LPC und POEN sind beide für Ad-Hoc und Planschaltungen (zeitlich verzögert) einsetzbar, wobei nach gegenwärtigem Regulationsstand LPC für Ad-Hoc-Schaltvorgaben nach §14a EnWG eingesetzt werden soll (in roten Ampelphasen), und Hüllkurven aktuell erst in der Diskussion sind. Wichtig war im Projekt aufzuzeigen, dass beide Kommunikationswege (transparenter CLS-Kanal, sowie Datenübermittlung an das SMGW mit zugehöriger Umsetzung der Schaltvorgabe und Weiterleitung via EEBUS an die Liegenschaft) möglich sind. Da LPC via CLS-Kanal einen bereits etablierten Kommunikationsweg darstellt, wurde im BDL-Projekt gezeigt, dass LPC auch via SMGW und EEBUS funktioniert und POEN stattdessen über den CLS-Kanal gesendet. Letzteres diente der Untermauerung, dass über den CLS-Kanal beliebige Funktionen realisierbar sind.

Abbildung 113 zeigt die Auswertung von ca. 500 LPC-Schaltvorgaben, welche bei verschiedenen Pilotkund:innen während Ladeprozessen angewendet wurden. Die Logging-Daten im Backend sowie die Messdaten der Wallboxen wurden verwendet, um die Ende-zu-Ende Laufzeit zu bestimmen. Die Steuervorgaben wurden an das SMGW versendet, dort in ein neues Profil überführt und via EEBUS an die Wallbox weitergeleitet. Die Steuervorgaben wurden in einem Intervall von 120 Sekunden verschickt. Hintergrund hierzu war, dass wenn das SMGW ein LPC-Signal gerade verarbeitet und ein neuer LPC-Wert eintrifft, der alte verworfen und der neue umgesetzt wird. Je nach Vorauslastung des SMGWs, nimmt dies bis zu über eine

Minute in Anspruch (basierend auf vorausgehenden Labortests), weshalb ein Intervall von 120 Sekunden verwendet wurde, um sicher zu gehen, dass das SMGW ausreichend Zeit hat, die Steuervorgabe zu verarbeiten und weiterzuleiten. Die schnellste Steuervorgabe war innerhalb von 22 Sekunden möglich, während die langsamste Umsetzung 90 Sekunden benötigte. Der Mittelwert aller 481 Schalthandlungen beträgt 62 Sekunden, heißt ca. 1 Minute, bis die Steuervorgabe via SMGW von der Wallbox bzw. dem Fahrzeug umgesetzt wurde. Die Erfolgsquote dieser Schalthandlungen lag bei 100%.

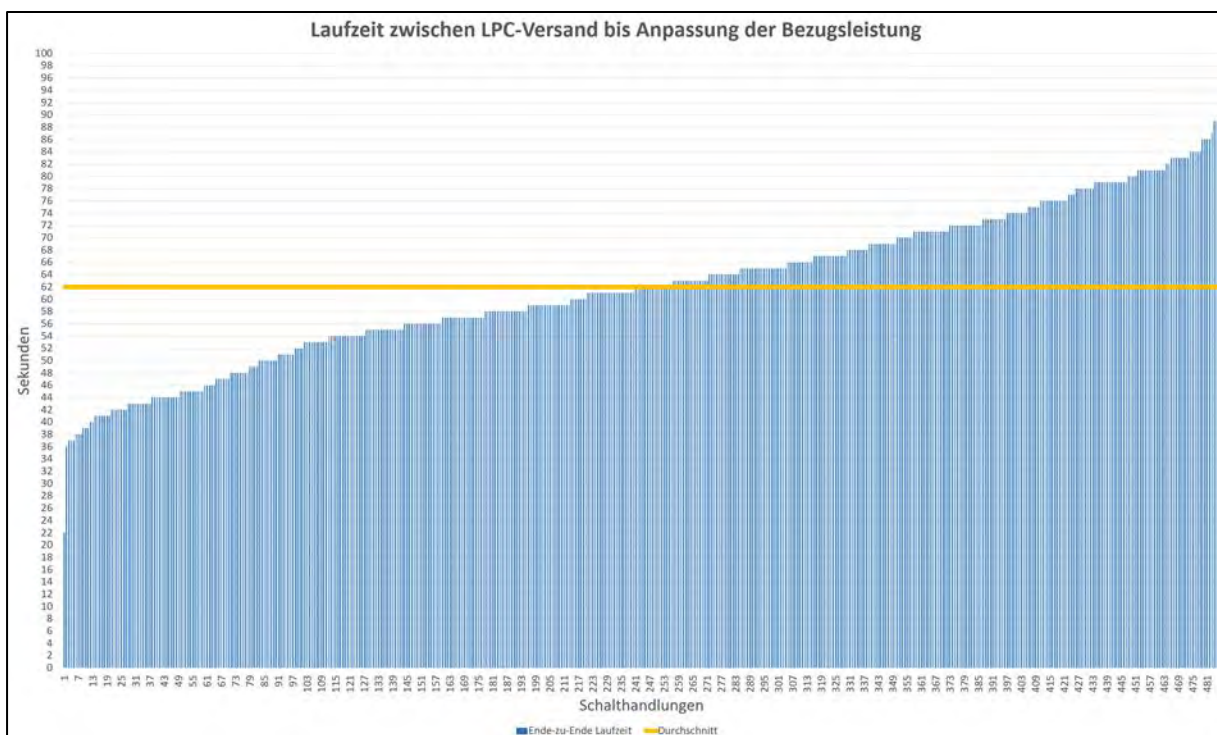


Abbildung 113: Ende-zu-Ende Laufzeit des Versands von LPC-Schalthandlungen bis Anpassung der Bezugsleistung sowie Darstellung der durchschnittlichen Laufzeit.

Während die Vollständigkeit Datenankunft bzw. Umsetzung der Steuerbefehle bei einem SMGW 100% betrug, reduzierte sich diese bei der Steuerung von bis zu 5 SMGWs gleichzeitig auf 71,3 %. Der Grund war, dass die Steuerbefehle größtenteils aus dem Backend nicht versendet wurden, während lediglich bei zwei Vorgaben der Profilwechsel im SMGW nicht funktioniert hat.

Als nächstes wurde der Use Case POEN getestet. Da es im Gegensatz zu LPC auch möglich war ein Minimum anzugeben, wurden nicht nur Tests zur Begrenzung der Bezugsleistung umgesetzt, sondern auch zur Rückspeisung. Da es regulatorisch nicht erlaubt ist ungemessen in das öffentliche Versorgungsnetz einzuspeisen, wurden diese Tests in den Laboren durchgeführt, mit zugehöriger Messeinrichtung. POEN wurde über den transparenten CLS-Kanal umgesetzt, weshalb der Erwartungswert

hier eine deutlich reduzierte Zeitdauer zulässt, da im Gegensatz zu LPC über das SMGW, keine Profiländerung erarbeitet werden muss, sondern die Vorgabe direkt an die Wallbox gesendet wird.

Labortests haben gezeigt, dass je nachdem wie schnell die Leistungsvorgabe im Backend verarbeitet und versendet wird, das SMGW in weniger als 30 Sekunden erreichen. Aus diesem Grund wurden die Zeitintervalle 30, 60 und 120 Sekunden verwendet und die Tests für die Beschränkung der Bezugs- und Einspeiseleistung wiederholt.

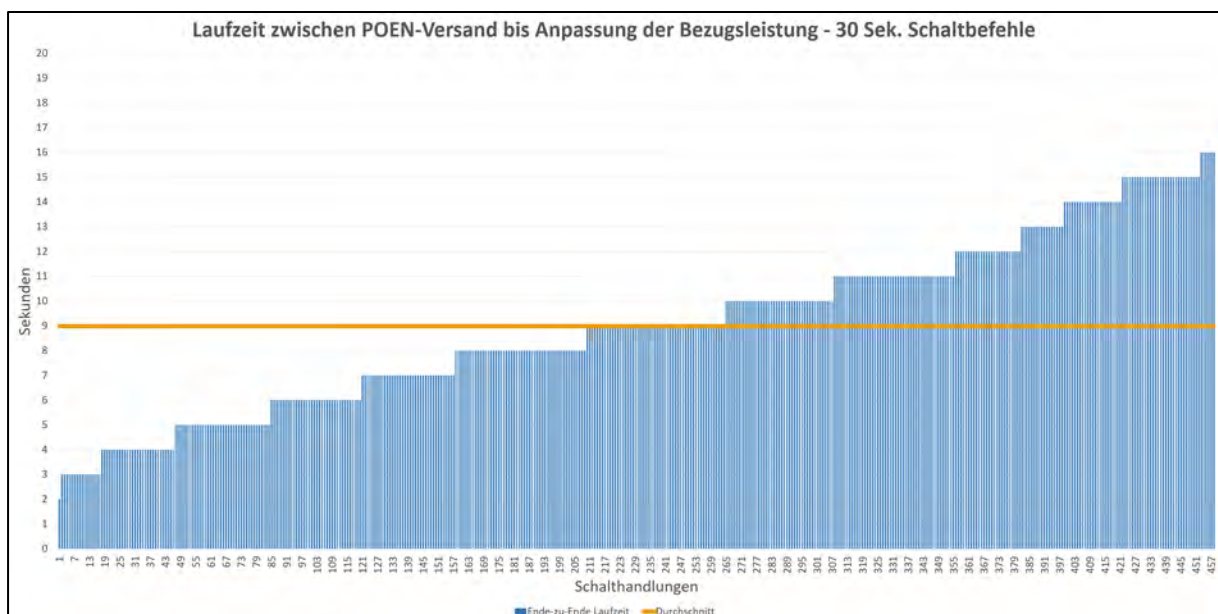


Abbildung 114: Ende-zu-Ende Laufzeit von POEN-Steuersignalen bei einer Versandrate von 30 Sekunden (Bezug).

Abbildung 114 zeigt die Laufzeit der POEN-Steuervorgaben mit einer Frequenz von 30 Sekunden. Die Dauer der einzelnen Schalthandlungen bei offenem CLS-Kanal variiert von 2 Sekunden bis hin zu 16 Sekunden, bis das Fahrzeug die Bezugsleistung anpasst. Im Durchschnitt dauerte der Prozess einer Schalthandlung 9 Sekunden.

Zusätzlich wurden die Schalttests für Rückspeisevorgaben umgesetzt, mit einem vergleichbaren Ergebnis, weshalb diese hier nicht gesondert aufgeführt werden.

Unabhängig von den Verlusten der Steuervorgaben zeigte sich jedoch, dass die Reaktion des Fahrzeugs konstant ein sehr vergleichbares Verhalten aufgezeigt hat. Für die Schalttests wurden Limitierungen abwechselnd von 2.000, 5.000 und 8.000 Watt versendet, um die Umsetzung bzw. Einhaltung der Schaltvorgaben deutlicher hervorheben zu können. Abbildung 115 visualisiert einen Beispielauszug des Fahrzeugverhaltens für die oben genannten Leistungsvorgaben über einen Zeitraum von etwas über 3h (bzw. 12.000 Sekunden). Die Schaltvorgaben wurden auf DC-Seite

umgesetzt, durch die Wandlerverluste von AC auf DC sind die Leistungen stets leicht oberhalb der Sollwertvorgaben, da die Messgeräte auf AC-Seite angebracht waren. Bezogen auf eine große Anzahl paralleler Schalthandlungen ist auch dies ein Punkt der zu beachten ist, wenn es darum geht die Auswirkungen von Schalthandlungen anhand der Messungen zu evaluieren und ggf. nachzusteuern.

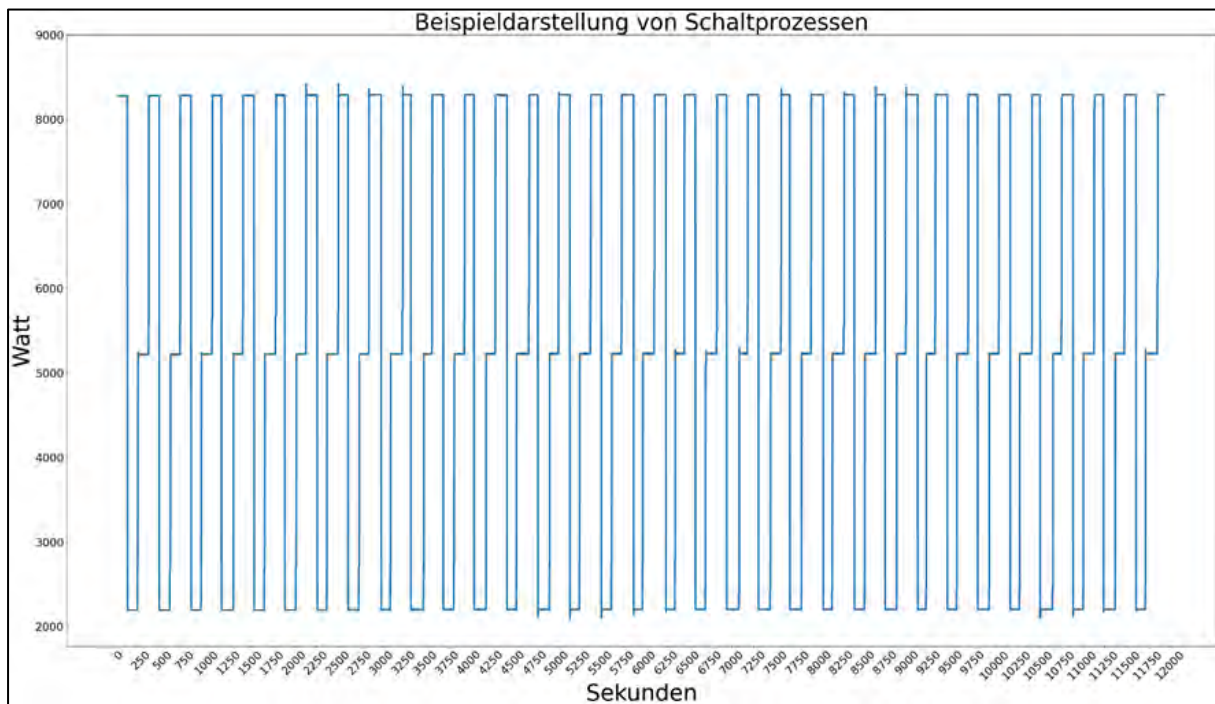


Abbildung 115: Beispieldarstellung von Reaktionen auf Schaltprozesse mit den Schaltvorgaben 2000, 5000 und 8000 Watt über mehrere Stunden.

Wie bei der Eigenverbrauchsoptimierung war es auch bei den LPC-Schalthandlungen noch möglich einzelne Tests mit dem neuen SMGW-2 durchzuführen. Abbildung 116 zeigt die Laufzeit von LPC-Vorgaben vom Versand aus dem Backend bis zur Anpassung der Fahrzeugs mit dem SMGW-2. Zum lässt sich erkennen, dass die Schaltbefehle deutlich konstanter versendet werden und zum anderen, dass sich die mittlere Laufzeit auf 10-11 Sekunden reduziert hat, was einer Geschwindigkeitszunahme um den Faktor 5,6 bedeutet. Die neue Prozessorarchitektur ermöglicht es Profile signifikant schneller umzusetzen, wodurch die bisher größte zeitliche Verzögerung deutlich reduziert werden konnte.

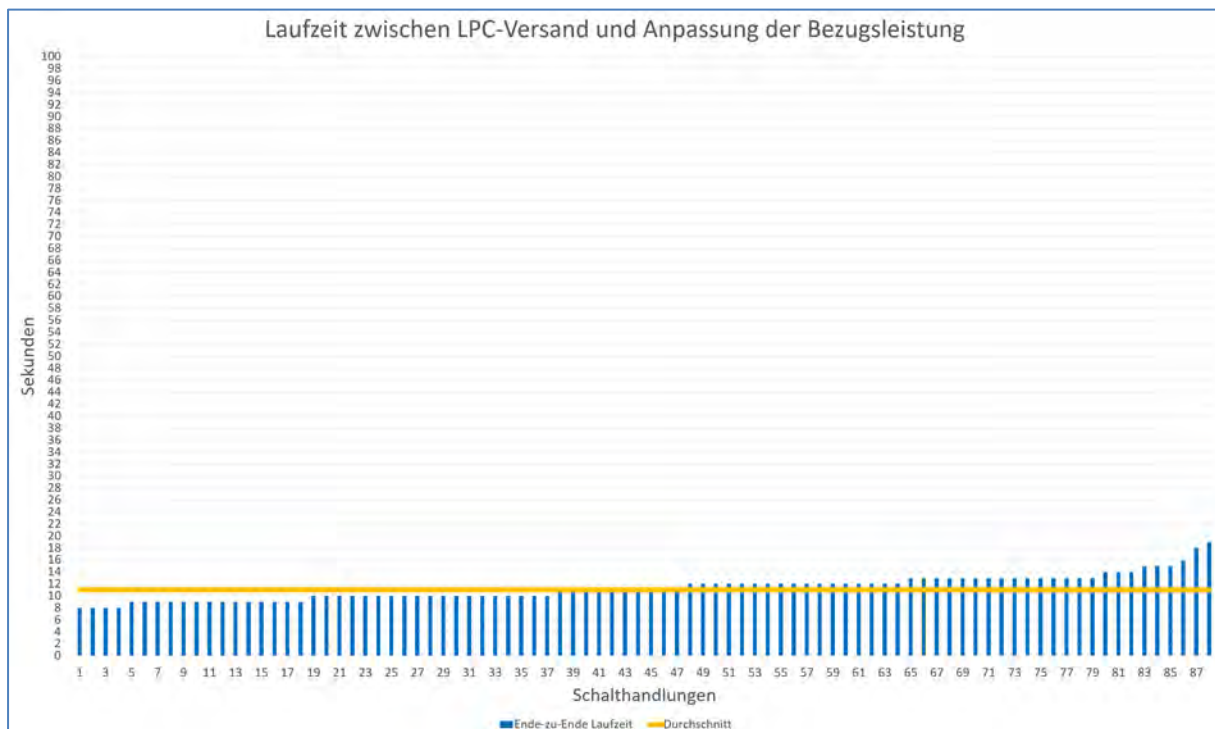


Abbildung 116: Ende-zu-Ende Laufzeit des Versands von LPC-Schalthandlungen des SMGW-2 bis Anpassung der Bezugsleistung sowie Darstellung der durchschnittlichen Laufzeit.

Dynamischer Tarifwechsel am Beispiel von Mitarbeiterladen zuhause

Dynamische Tarife beziehen sich i.d.R. auf lastvariable Tarife, bei welchen die Verfügbarkeit des Marktes, repräsentiert durch die Börse, ausschlaggebend für die Preisgestaltung ist oder auf zeitvariable Tarife mit festen oder dynamischen Zeiten. Im BDL-Projekt wurde diese Vorgabe etwas offener interpretiert, und zwar dahingehend, dass projektbezogen ein dynamischer Tarif bedeutet, dass die Kosten für Bezug und Lieferung variieren können. Dabei ist es nicht zwingend notwendig, dass der Energiemarkt ausschlaggebend hierfür ist, sondern der Markt im allgemeine. Hierzu zählt z. B. die Möglichkeit, dass Kosten durch Werbeangebote, spezielles Verbraucherverhalten oder durch allgemein durch Dritte subventioniert werden. Konkret geht es um den Anwendungsfall Mitarbeiterladen zuhause, bei welchem der Arbeitgeber den Mitarbeitern die Möglichkeit bereitstellt, über eine separate Infrastruktur des Arbeitgebers bei der eigenen Liegenschaft vergünstigt oder ggf. sogar kostenlos zu laden. Die Kosten hierfür übernimmt dabei der Arbeitgeber.

Aktuell bedeutet dies jedoch, dass die Mitarbeiter ein Firmenfahrzeug erhalten, eine Firmenwallbox eine zugehörige RFID-Karte und einen separaten Vertrag, sodass sichergestellt wird, dass nur das Firmenfahrzeug für Firmentätigkeiten über diese Ladeeinrichtung geladen werden. Aufgrund der Ausweitung der Möglichkeiten Anwendungsfälle über das intelligente Messsystem abzubilden, war es ein Ziel des Projekts zu zeigen, dass dieser Anwendungsfall auch über das SMGW abbildbar ist.

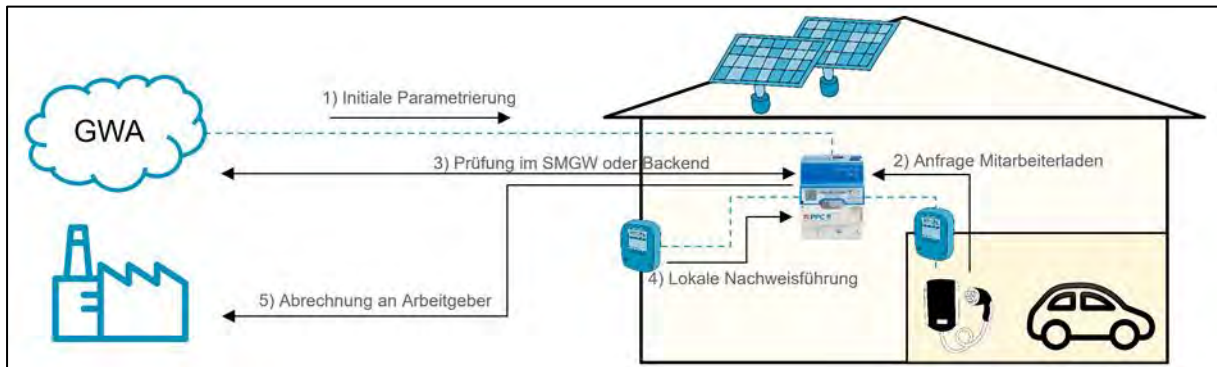


Abbildung 117: Schematischer Kommunikationsablauf für den Anwendungsfall Mitarbeiterladen zuhause.

Abbildung 117 zeigt den schematischen Ablauf der Umsetzung des Anwendungsfalls Mitarbeiterladen zuhause im BDL-Projekt. Die Voraussetzungen hierfür sind eine Wallbox, welche mit dem SMGW oder mit dem CLS-Kanal mit dem Backend kommunizieren kann sowie eine separate Zählereinrichtung an der Wallbox, um Ladeprozesse unabhängig von der Hauslast erfassen zu können. Zusätzlich besteht ein Vertragskonstrukt zwischen Mitarbeiter und Arbeitgeber, dass die Kosten von separat authentifizierten Ladeprozessen durch den Arbeitgeber übernommen werden.

Kommunikationsablauf: Ist die Hardware verbaut und besteht der Vertrag, wird über den GWA (links oben), eine Profilinformation auf dem SMGW aufgebracht (1). Der Mitarbeiter hat dann die Möglichkeit über eine spezielle Authentifizierung (in unserem Fall via RFID-Karten (perspektivisch auch über Smartphone oder Wallboxeinstellungen)) der Wallbox die Übermittlung der IDs an das SMGW mitteilen (2). Das SMGW konnte aufgrund der Profilinformationen der IDs unterscheiden, ob der Kunde gerade privat laden möchten oder über seinen Arbeitgeber. Abhängig von der ID, wurde dann eine zugehörige Messwerterfassung gestartet (3). Über den separaten Zählpunkt an der Wallbox wurde dann eine lokale Nachweisführung umgesetzt und die geladene Energiemenge ans Backend und vor dort aus an den Arbeitgeber übertragen (4 und 5).

Im Zuge des Projekts haben zwei Pilotkunden diesen Anwendungsfall getestet und wurden in einem Zeitraum von ca. 4 Wochen gebeten, die Nutzung der RFID-Karten (privat oder Arbeitgeber) natürlich in ihren Alltag einfließen zu lassen. Im Testzeitraum wurde das Laden über den Arbeitgeber insgesamt acht Mal aktiviert, wobei die geringste Energiemenge 0,77 kWh und die höchste Energiemenge 16,68 kWh betrug, mit einem Mittelwert von 9,52 kWh. Umgerechnet würde das einer durchschnittlichen Fahrleistung von 52,8 km entsprechen. Aufgrund von Datenschutz- und Steuervorschriften, wurden die Daten dem Arbeitgeber nicht zugeführt bzw. auch keine Auszahlungen getätigt.

Wie oben bereits beschrieben gibt es den Anwendungsfall bereits, dies über das SMGW abzuwickeln hat dabei jedoch mehrere Vorteile. Zum einen entscheidet die Authentifizierung darüber, ob ein spezieller Tarif Anwendung finden soll oder nicht, was bedeutet, dass dies Fahrzeugunabhängig funktioniert, heißt, man kann private und/oder Firmenfahrzeuge über die gleiche Infrastruktur laden. Zusätzlich ist es möglich das gleiche Fahrzeug privat sowie für Firmenzwecke zu nutzen und das auch übergreifend für alle Fahrzeugnutzer, da die softwarebasierte Authentifizierung einer Ladung darüber entscheidet, wie das Fahrzeug gerade genutzt wird. Ergänzend hat man auch den Vorteil, dass theoretisch ein beliebiger Stakeholder einen Ladeprozess subventionieren kann, da das SMGW um weitere IDs parametrierbar ist und/oder die Authentifizierung vollständig im Backend erfolgt. Das Ganze ist dabei auch ortsunabhängig.

Gleichsam ergeben sich aktuell jedoch noch einige Hürden, für welche in weiteren Untersuchungen Lösungen gefunden werden müssen. Zum einen ist die bidirektionale Kommunikation via Wallbox und HAN des SMGW über EEBUS regulatorisch noch nicht zulässig, was jedoch mit geeigneten Schutzmaßnahmen möglich wäre. Auch wenn man den CLS-Kanal für die Authentifizierung nutzt, stellt sich anbei die Frage, wie gewährleistet werden kann, dass die Authentizität gewährleistet ist (dass nur Berechtigte diese Funktion nutzen). Zusätzlich muss sichergestellt sein, dass die Kund:innen darüber informiert werden, dass die Authentifizierung erfolgreich war und/oder falls nicht, mit welchem Tarif gerade der Ladeprozess angestoßen wurde. Des Weiteren muss die verbaute Hardware ISO-15118 beherrschen, es muss eine separate Zählereinrichtung vorhanden sein, die energiewirtschaftlichen Effekte (z. B. Bilanzkreismanagement) berücksichtigt werden sowie auch Finanzabwicklungen nach geltendem Steuerrecht umgesetzt sein.

Im Projekt konnte erfolgreich die technische Machbarkeit des Anwendungsfalls Mitarbeiterladen zuhause gezeigt werden (als neue Interpretation eines dynamischen Tarifwechsels), dennoch gilt es zukünftig die energiewirtschaftlich, vertraglich- und regulatorischen notwendigen Rahmen vollständig zu identifizieren und marktkonform umzusetzen.

Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter am Beispiel von Wallboxen

Die Bereitstellung von Blindleistung dient im Allgemeinen dazu, Spannungsänderungen in vertraglichen Grenzen zu halten, wobei die Spannungsbeeinflussung mittels Blindleistungsbereitstellung nach VDE-AR-N 4105 vorgegeben ist. Dabei gibt es gegenwärtig drei Vorgehen:

- Fester $\cos \varphi$ – Konstante Verhaltensvorgabe, aber Q ändert sich durchgehend mit P
- $\cos \varphi (P)$ – Einspeisewirkleistungsabhängig – Q ab 50 % P nach Kennlinie
- $Q(U)$ – Spannungsabhängig nach Grenzwertüberschreitung (lokale Wirkung)

Ein fester $\cos \varphi (P)$ hat den Nachteil, dass die Blindleistungsbereitstellung nicht auf die sich verändernden lokalen Spannungsbedingungen an einem Anschlusspunkt eingeht, sondern immer die gleiche voreingestellte Blindleistung bereitstellt.

Bei $\cos \varphi (P)$ für PV-Wechselrichter (i. d. R. ab 50 % der Wirkleistungseinspeisung) gilt die Annahme, dass der eigenerzeugte Spannungshub lokal durch eine Blindleistungsbereitstellung kompensiert wird, jedoch wird der lokale Bezug, z. B. durch die jeweilige Liegenschaft vernachlässigt sowie auch die Lokation im Verteilnetz. Letzteres ist dahingehend wichtig, da eine Blindleistungsbereitstellung direkt neben dem Transformator keine bzw. eine unrelevante Wirkung auf die vorhandene Spannungssituation in einem Strang hat.

Die sensitive Regelstrategie von $Q(U)$, abhängig vom Anschlusspunkt, erlaubt einen effektiven Einsatz zur Kompensation von Spannungsänderungen. Abhängig von der jeweiligen Lokation wird unterschiedlich stark Blindleistung induktiv (untererregt) oder kapazitiv (übererregt) eingespeist. Abbildung 118 zeigt dabei die Anwenderregel nach VDE-AR-N 4105 für Einspeiseanlagen. Zwischen 0,97 und 1,03 der Nominalspannung, wird keine Blindleistung bereitgestellt (Totband). Darüber hinaus ist eine lineare Blindleistungskennlinie bis zu den maximalen äußeren Grenzen (0,93 und 1,07 der Nominalspannung) umzusetzen.

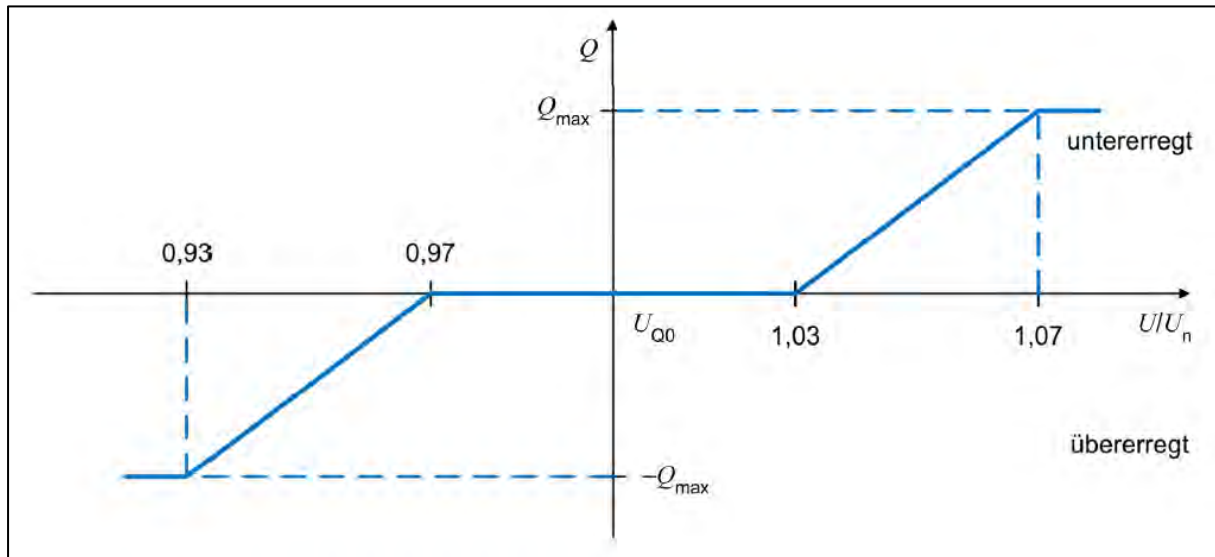


Abbildung 118: $Q(U)$ Regelung gemäß VDE-AR-N 4105.

Da im Zuge des Anwendungsfalls Mitarbeiterladen zuhause bereits die transitive Kommunikationsstrecke zwischen Liegenschaft und Backend gezeigt wurde, wurde sich in diesem Anwendungsfall darauf beschränkt, die $Q(U)$ -Regelung über ein Softwareupdate in der Wallbox bereitzustellen.

Simulationen der FfE zum Einsatz von $Q(U)$ haben gezeigt (geplante Veröffentlichung im Endbericht), dass die Blindleistungsbereitstellung, unabhängig von Ladeprozessen,

die Spannungsqualität deutlich verbessern kann, ohne dass dabei negative Auswirkungen auf Netzbetriebsmittel (wie z. B. Transformator oder Leitungen) folgen.

Für die Praxisuntersuchungen wurde eine Trafostation ausgewählt, welche es ermöglicht die Versorgungsspannung zu variieren. Es wurde hierzu, ausgehend von einer Versorgungssollspannung von 235 V, die Sollspannung auf 240 V angehoben und wieder auf 220 V abgesenkt (siehe Abbildung 119).

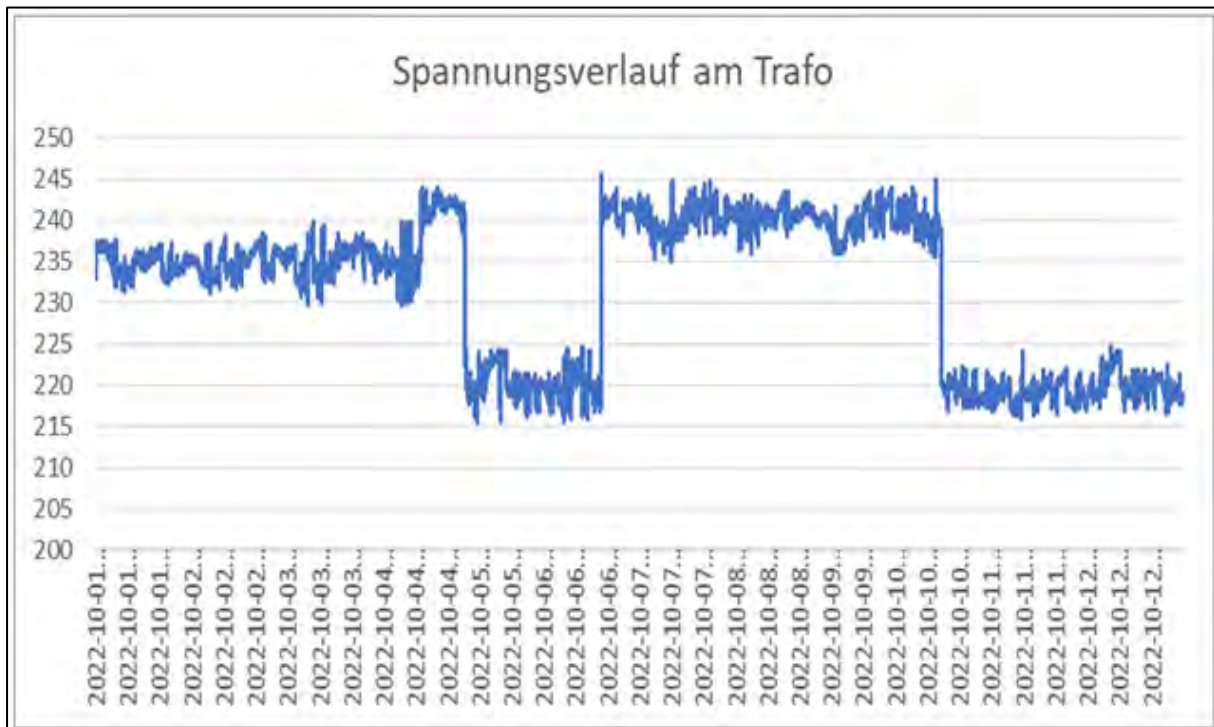


Abbildung 119: Spannungsanhebung und -absenkung am Trafo über mehrere Tage.

Das Variieren der Sollspannung wurde über einen Zeitraum von ca. 12 Tagen mehrfach geändert, um alle Lastszenarien (viel/wenig Photovoltaikeinspeisung, Nacht, Tag, etc.) zu erfassen. In dem betreffenden Ortsnetz befinden sich, neben den Pilotkund:innen, ausschließlich private Haushaltskunden.

Die Wallbox wurde anhand der Q(U) Vorgabe aus der VDE-AR-N 4105 parametrisiert, jedoch *abweichend von der Norm* wurde auch der Ladevorgang mit dieser Q(U) Regelung parametrisiert, um eine wirkleistungsunabhängige Spannungsunterstützung zu ermöglichen.

Laden durch die Wallbox

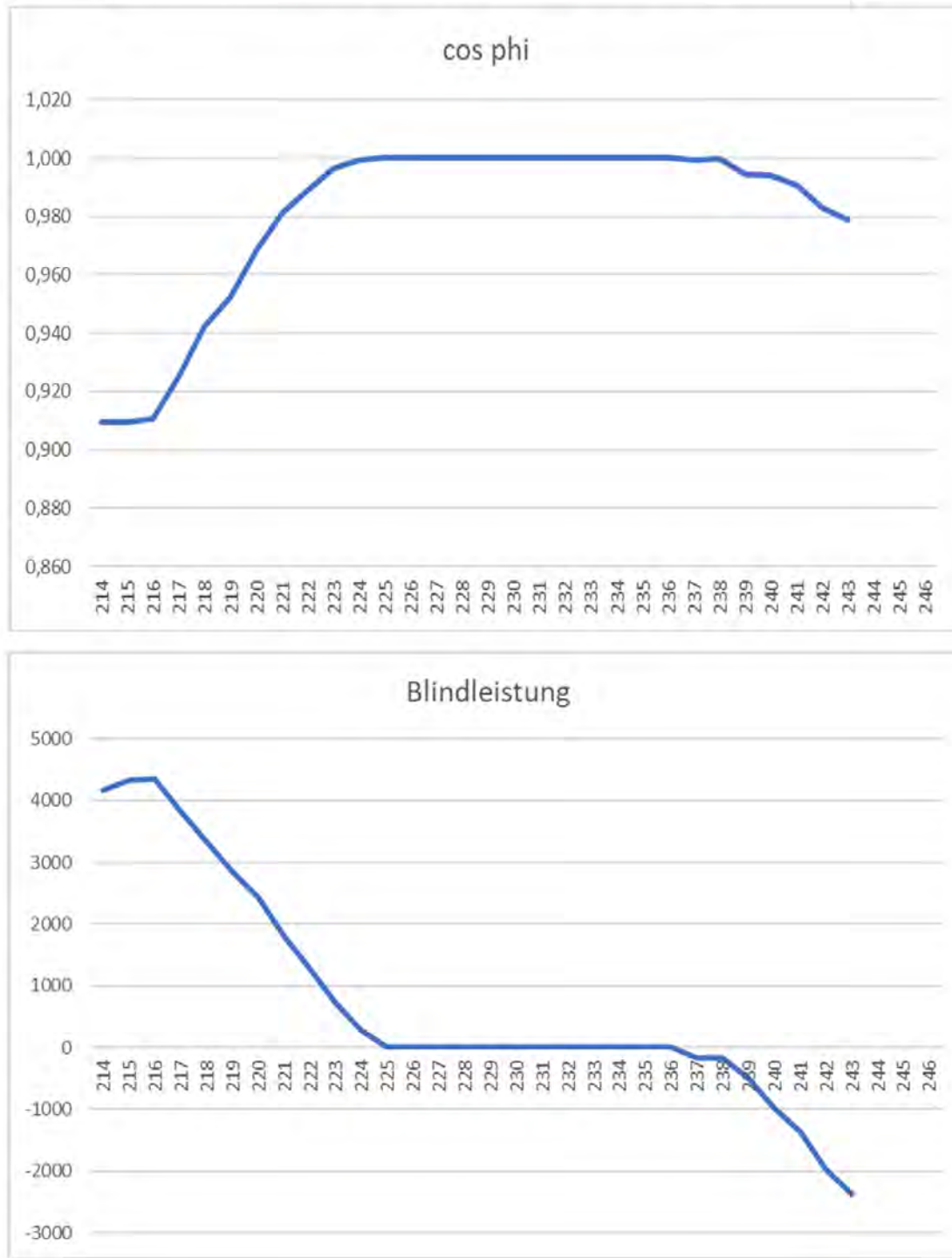


Abbildung 120: Blindleistungsbereitstellung bei Ladevorgängen durch die Wallbox. X-Achse zeigt die Spannung

Wird durch die Wallbox Wirkleistung in das Versorgungsnetz eingespeist, dann funktioniert die Regelung wie erwartet (siehe Abbildung 120) und die Wallbox liefert bei niedriger Versorgungsspannung eine kapazitive Blindleistung zur Spannungsanhebung und bei hoher Versorgungsspannung wird induktive Blindleistung bezogen, um eine spannungsabsenkende Wirkung zu erreichen. Beim Entladebetrieb war dies nicht der Fall. Eine funktionale Umsetzung für den Versuchsaufbau war im Projektrahmen jedoch nicht mehr möglich und müsste in zukünftigen Projekten weiter untersucht werden.

Anmerkung: Die Q(U) Regelung wird im Ladebetrieb derzeit nicht normativ gefordert und wurde nur im Rahmen dieses Projektes zu testzwecken programmiert/umgesetzt.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die Q(U) Regelung eine einfache dezentrale Möglichkeit der Spannungsstabilisierung bietet, welche ohne Aufwendungen für die Endkund:in durch einfache standardisierte Vorgaben umgesetzt werden könnte. Diese Regelungsoption bietet die Möglichkeiten bei der Auslegung neuer Netzberechnungsgrundlagen anzusetzen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der zunehmenden Digitalisierung (lokale Spannungswerte sind dem Netzbetreiber bekannt), bei einer verstärkten Durchdringung mit regelbaren Ortsnetztransformatoren und den künftigen Anforderungen (höhere Last durch Sektorenkopplung, mehr dezentrale Erzeugungsanlagen) für die Spannungshaltung und damit für die Integration neuer Anlagen interessant.

Im Rahmen dieses Projektes konnten nur vereinzelte Wallboxen über einen kurzen Zeitraum mit der zusätzlichen Q(U) Funktionalität (bei Bezug) ausgerüstet werden. Dies bietet jedoch die Grundlage, um in einer größer angelegten Untersuchung das Zusammenwirken der lokalen Spannungsoptimierung (beim Kunden) und über eine gezielte Steuerung einer Blindleistungsvorgabe auch Kompensationseffekte (im Netz insgesamt) zu erzielen.

Intelligentes Messsystem zur Bestimmung der Power Quality

Es wurde auch herausgestellt, dass die iMSys-Infrastruktur diesen Anforderungen erstmal nicht gerecht werden kann, da die Zähleinrichtungen maximal Sekundenwerte ausgeben und somit nicht den gewünschten Auflösungsbereich erreichen. Hinzu kommt, dass das SMGW aufgrund der großen Datenmengen, nicht ideal dafür geeignet ist diese alle aufzunehmen und aufzubereiten. Trotz allem wurde die funktionale Nachbildung der Power Quality Funktionen angestrebt, da neben Momentan und/oder Energiewerte, vor allem auch das Minimum, Maximum und der Durchschnitt einzelner Messperioden relevant sind, um den Netzzustand zu bewerten.

Die funktionale Nachbildung orientiert sich an TAF 8 „Erfassung von Extremwerten von Leistung“, mit der Ergänzung um einen Durchschnittswert der jeweiligen Messperiode. In der neuen technischen Richtlinie in der Version 1.1 wurde jedoch nur noch der

Funktionsumfang aufgenommen, welcher sich über die Jahre als relevant erwiesen hat, bzw. auch marktdienlich umgesetzt wurde, um konkrete Anwendungsfälle zu bedienen. Hierzu gehören die TAFs 1, 2, 6, 7, 9, 10 und 14, TAF 8 war jedoch nicht mehr enthalten. Im Dokument „Konkretisierung von Tarifierungsprofilen durch Praxisbeispiele aus dem BDL-Projekt“, wurde dieser TAF jedoch als wertig identifiziert als Informationsgrundlage zum Ausbau von Verteilnetzen.

Im Folgenden wird die konkrete Umsetzung erläutert:

Der Testzeitraum erstreckte sich über 13 Tage, wovon der Start- und Endtag nicht ganz vollständig waren. Gemessen wurde der Hausübergabepunkt. Das Messintervall wurde dabei für den ersten Test auf 3 Minuten mit einer 30ig sekundigen Messauflösung eingestellt. Aufgrund einer Parametrierungsproblematik, ließ sich das Zählerprofil nachträglich nicht mehr anpassen (z. B. auf 10 Min.), was jedoch auf die funktionale Umsetzung dieses Anwendungsfall keinen Einfluss hatte. Daraus ergeben sich pro 6 Einzelmesswerte und für jedes Intervall ein Minimum-, ein Maximum- sowie ein Durchschnittswert. Konkret wurden hierfür folgende OBIS-Kennzahlen verwendet:

- 1-0:16.7.0 = Momentanwert
- 1-0:16.3.0 = Minimum der 3 Min. Aufzeichnungsperiode
- 1-0:16.6.0 = Maximum der 3 Min. Aufzeichnungsperiode
- 1-0:16.5.0 = Durchschnitt der 3 Min. Aufzeichnungsperiode

Insgesamt hätten in dem Testzeitraum 51849 Messwerte aufgezeichnet werden sollen, wovon 51813 Werte übermittelt wurden, was einen Verlust von 36 Messwerten darstellt bzw. 4 Messwertperioden von a 3 Minuten, was einer Datenvollständigkeit von 99,93 % entspricht. Vermutlich konnten die Daten aufgrund von Empfangsproblemen nicht übertragen werden.

Tabelle 9 zeigt dabei einen beispielhaften Aufbau eines Messblocks von 3 Minuten, welcher 6 Messwerte enthält, ein Minimum, ein Maximum sowie einen Durchschnittswert.

Zeit	OBIS-Kennzahlen	Watt
2022-12-10T11:42:15Z	1-0:16.7.0	397
2022-12-10T11:42:45Z	1-0:16.7.0	412
2022-12-10T11:43:15Z	1-0:16.7.0	362
2022-12-10T11:43:45Z	1-0:16.7.0	207
2022-12-10T11:44:15Z	1-0:16.7.0	227
2022-12-10T11:44:45Z	1-0:16.7.0	194

2022-12-10T11:44:45Z	1-0:16.3.0	194
2022-12-10T11:42:45Z	1-0:16.6.0	412
2022-12-10T11:44:45Z	1-0:16.5.0	299

Tabelle 9: Beispielhafte Abbildung eines Messblocks von 3 Minuten.

Die Messwerte wurden in Watt als Integer behandelt, weshalb keine Kommawerte aufgezeichnet wurden. 43.276 Messwerte wiesen dabei einen exakten Zeitstempel auf (15 und 45 Sekunden), während etwas weniger als 9.000 Messpunkte einen leichten Drift aufwiesen, welcher zwischen 27 und 33 Sekunden schwankte, ein Großteil der Werte jedoch lediglich mit +/-1 vom Optimum abwich (siehe Abbildung 121)

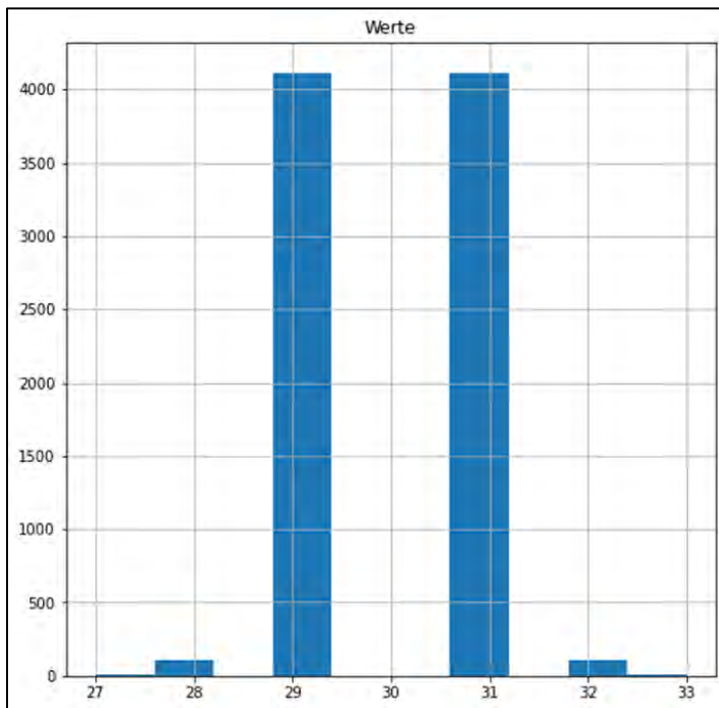


Abbildung 121: Zeitliche Darstellung der Abweichung der Messdaten, welche nicht exakt im 30ig Sekundenraster übermittelt wurden.

Wie bereits eingangs erwähnt, kann eine echte Power Quality Erfassung durch das aktuelle iMSys, aufgrund der bestehenden Hardwareeinschränkungen, technisch nicht umgesetzt werden, dennoch zeigte dieser Test, dass die funktionale Umsetzung möglich ist. Aus diesem Grund sollte man für zukünftige Anwendungsfälle überlegen, wann es Sinn macht, reduzierte PQ-Funktionalität in Bezug auf Min-, Max- und Durchschnittswerte, mit oder ohne zugehörige Führungsdaten, für eine Netzzustandsbewertung über das iMSys zu nutzen. Vor allem ist es denkbar, dass die Werte dezentral lokal entweder direkt in den Zählern in den SMGWs (abhängig von der Auflösung und der damit einhergehenden Datenmenge) vorgehalten werden und

nur bei Überschreitung bestimmter Grenzwerte ein Verbindungsaufbau mit dem Backend vorgenommen wird. Anschließend können die Daten wahlweise nachträglich übermittelt werden oder man startet einen Stream und verfolgt die nächste Zeit den Netzzustand live. Auf diese Weise lässt sich ein datensparsames Netzmonitoring umsetzen.

Analysemessung elektronischer Anlagen

Im BDEW Diskussionspapier „Elektromobilität als Anwendungsfall des Ampelkonzepts im Verteilnetz“ wird die Nutzung von netzdienlicher Flexibilität im Verteilnetz mit dem Schwerpunkt auf Elektromobilität diskutiert. Dabei wird aufgezeigt, wie ein Verteilnetzbetreiber (VNB), durch Abruf von Flexibilität, auf unterschiedliche Netzzustände reagieren kann. Das Diskussionspapier lässt dabei jedoch die Fragen unbeantwortet, welches Flexibilitätspotenzial im Bedarfsfall vorhanden ist. Eine Übermittlung des Flexibilitätspotentials via SMGW stellt dabei eine interessante Funktionalität dar.

Prinzipiell ist die Bereitstellung von Flexibilität durch statische (Anmeldeprozesse der Flexibilität) und dynamische (Echtzeitänderungen) Parameter zu beschreiben. Unter statisch fallen z. B. Informationen wie die theoretische minimale und maximale Lade-/Netzladeleistung eines Elektrofahrzeugs sowie die Batteriekapazität, während dynamische Informationen z. B. Ansteckzeitpunkt (Flexibilität nutzbar), geplante Lade-/Entladeleistung oder Lade-/Entladekurve sind. Die Informationen können dabei weiter abstrahiert werden, falls diese nicht von einer einzelnen Flexibilität, sondern einem Hausübergabepunkt stammen, bei welchem alle dahinterliegenden Flexibilitäten als aggregiert anzusehen sind.

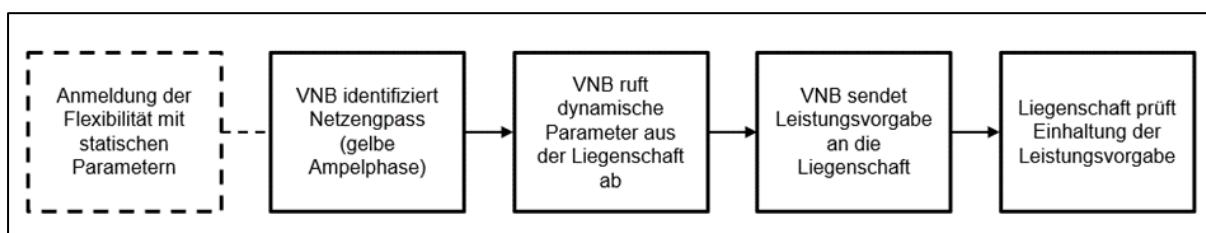


Abbildung 122: Ablaufdiagramm zum Abruf von statischen und dynamischen Parametern einer Liegenschaft.

Für den Datentransfer der dynamischen Parameter von der Liegenschaft zum VNB (siehe Abbildung 122) ist der kontinuierliche Datentransfer und der Datentransfer im Bedarfsfall (ad hoc) zu untersuchen. Beim kontinuierlichen Datentransfer werden die dynamischen Parameter vom NAP beziehungsweise den steuerbaren Einrichtungen dauerhaft oder im Fall des Elektroautos beim Vorhandensein (Plug-In/Leistungselektronik aktiv) übermittelt. Beim Abruf der Daten im Bedarfsfall könnte in Anlehnung an das Ampelkonzept ein Abruf der Daten ab der gelben Ampelphase erfolgen. Dabei könnten innerhalb der gelben und roten Ampelphase die Daten

zyklisch von der Liegenschaft übermittelt werden. Sobald der Netzzustand wieder die grüne Ampelphase erreicht, wird der Datentransfer beendet.

Der kontinuierliche Datentransfer (über alle Ampelphasen) bietet gegenüber dem Datentransfer im Bedarfsfall (gelbe/rote Ampelphase) den Vorteil, dass auf Basis der erfassten Daten bessere Analysen und Prognosen durchgeführt werden können. Der Datentransfer im Bedarfsfall ist wiederum vorteilhaft durch die Datensparsamkeit und die geringeren Anforderungen an das Datenvolumen. Aufgrund dessen und auf Basis der Annahme, dass der Netzzustand sich vordergründig innerhalb der grünen Ampelphase befindet, ist der Datentransfer im Bedarfsfall gegenüber dem kontinuierlichen Datentransfer in dieser Überlegung zu bevorzugen. Initiiert werden könnte eine Datenübermittlung durch das Einstecken eines Elektrofahrzeugs, wobei die letzte Information beinhaltet, dass das Fahrzeug gegenwärtig nicht bereitsteht.

Durch die Notwendigkeit der Kommunikationsanbindung zu den steuerbaren Einrichtungen und dem NAP ist es naheliegend, dass das EMS die Ermittlung der dynamischen Parameter über den CLS-Proxy zum VNB übernimmt. Diese Topologieausprägung ist ebenso im „Zielbild Steuerbarkeit von Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge“ vom VDE FNN für das netzdienliche Laden vorgesehen (Abbildung 123)

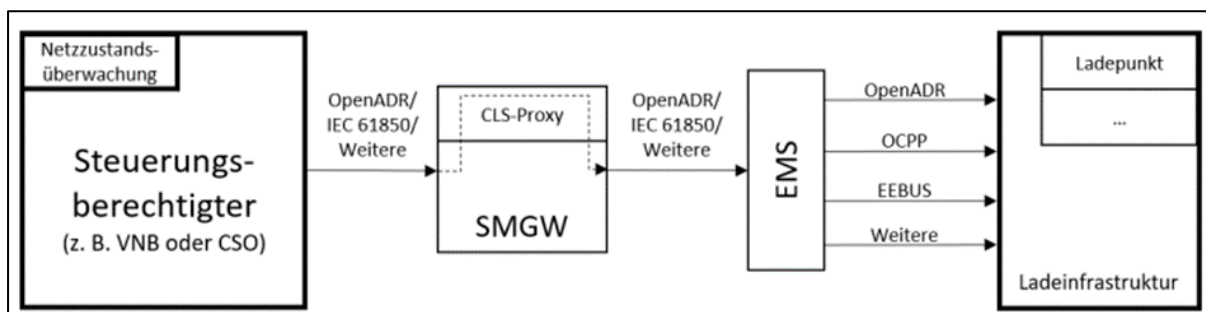


Abbildung 123: Topologieausprägung „netzdienstliches Laden per EMS“ [2 – VDE FNN].

Bei dem Abruf direkt an einer steuerbaren Einrichtung ist die logische Einheit EMS nicht immer zwingend notwendig. Bei der Lastreduktion von flexiblen Verbrauchern kann die Leistungsvorgabe unter Berücksichtigung der minimalen Leistung direkt an diese steuerbare Einrichtung weitergegeben werden. Hierfür ist lediglich eine Steuereinheit in Form einer Steuerbox oder einer softwarebasierten Steuerboxfunktionalität notwendig. Über diese Topologie könnte neben der Leistungsvorgabe auch die Übermittlung der dynamischen Parameter erfolgen. Voraussetzung hierfür ist eine bidirektionale Kommunikation der Steuerbox/Steuerboxfunktionalität.

Statische und dynamische Parameter einer Liegenschaft können für verbesserte Netzzustandsprognosen beim VNB genutzt werden, umgekehrt ist es denkbar Hochlastfenster zurück an die Liegenschaft zu kommunizieren, sodass andere Optimierungszeiträume gewählt werden können. Im Idealfall können durch

frühzeitigen Kommunikationsaustausch zwischen Liegenschaft und VNB Hochlastfenster reduziert bzw. vermieden werden, bei vollständiger Umsetzung des lokalen Optimierungsbedarfs der Flexibilität/Liegenschaft.

Am Beispiel des Anwendungsfalls dynamischer Tarifwechsel am Beispiel von Mitarbeiterladen zuhause, konnte bereits erfolgreich gezeigt werden, dass der bidirektionale Informationsaustausch technisch umsetzbar ist. Um zukünftig Engpässe frühzeitig zu erkennen und zu vermeiden, z. B. durch Reservierungslogiken von Netzkapazitäten, dem Austausch von Fahrplänen und einer verbesserten Prognosegüte durch Niederspannungsnetzleitwarten, wird die bidirektionale Kommunikation zwischen Energiewirtschaft und Endkund:in immer wichtiger. Aus diesem Grund ist zu empfehlen diese Ansätze weiter auszuarbeiten und in zukünftigen Projekten mit Feldtests zu erproben.

Marktdatenbroker

Um Prozesse zu optimieren, wird angestrebt durch veränderte Wirkungsweisen verschiedene Verbesserungen zu erzielen, wie z. B. bei der PV-Eigenstromnutzung, der Ausnutzung von Börsenpreisschwankungen oder die Flexibilitätsleistung für Stabilisierungsmaßnahmen durch Netzbetreiber. Dabei stellt sich jeweils die Frage, wann, wie und welche Daten wo zur Verfügung stehen als Grundlage für die unterschiedlichen Entscheidungsprozesse. In diesem Anwendungsfall wird die Idee betrachtet, dass die Daten via iMSys zur Liegenschaft, bzw. zum zugehörigen EMS transportiert werden. Dabei können relevante Informationen für lokale Optimierungen u.a. sein:

- Geografisch lokale Wetterinformationen
- Prognostizierte Börsenpreise oder Stromtarife
- Dynamische Netzentgelte
- Einspeisevergütung
- Angebote zur Flexibilitätsnutzung (z. B. durch Aggregations-/Flexplattformen)
- Verfügbarkeit der Flexibilität (z. B. gewünschter Abfahrtszeitpunkt)
- Statische und dynamische Informationen über die Flexibilität (min./max. Leistung, SoC, Batterietemperatur, etc.)

Dabei ist zu unterscheiden, ob die jeweiligen Informationen globaler Natur sind (von außen kommend, bzw. von außen bestimmt, wie z. B. Börsenpreis oder dynamische Netzentgelte) oder lokal bereitstehen (z. B. fahrzeugeigene Informationen oder das geplante Liegenschaftsverhalten). Das iMSys stellt mehrere Möglichkeiten bereit, über eine standardisierte, sichere und interoperable Schnittstelle globale Daten an die jeweilige Liegenschaft zu transportieren. Folgende Möglichkeiten sind bereits heute bzw. perspektivisch möglich/denkbar:

- Übergabe der Daten über eine zweite WAN-Schnittstelle durch einen Marktteilnehmer außerhalb der iMSys Infrastruktur
- EMT versendet die notwendigen externen Daten durch Nutzung des CLS-Kanals an das EMS
- Übergabe der Daten an das SMGW, mit lokaler Weiterleitung an das EMS

Architektur 1: Übergabe der Daten über eine zweite WAN Schnittstelle

Bei der Übergabe der Daten über eine zweite WAN-Schnittstelle (z. B. die eigene IT-Infrastruktur des Geräteherstellers) gelangen die Daten aus dem Backend des jeweiligen Serviceproviders (z. B. Automobilherstellers) direkt, ohne Einbezug des SMGWs an das Energiemanagementsystem (siehe Abbildung 124). Die Voraussetzung hierfür ist, dass das EMS eine Schnittstelle zu dem jeweiligen (herstellereigenen) Backend besitzt.

Die Vorteile in dieser Architektur bestehen darin, dass der Datentransfer nicht durch zusätzliche Marktdaten beeinträchtigt wird und dass die Daten in einem beliebigen Format ausgetauscht werden können (da eigene Datenformate verwendet werden können). Auf der anderen Seite findet die Kommunikation nicht über die SM-PKI abgesichert statt, weshalb keine energiewirtschaftlich relevanten Daten übertragen werden dürfen.

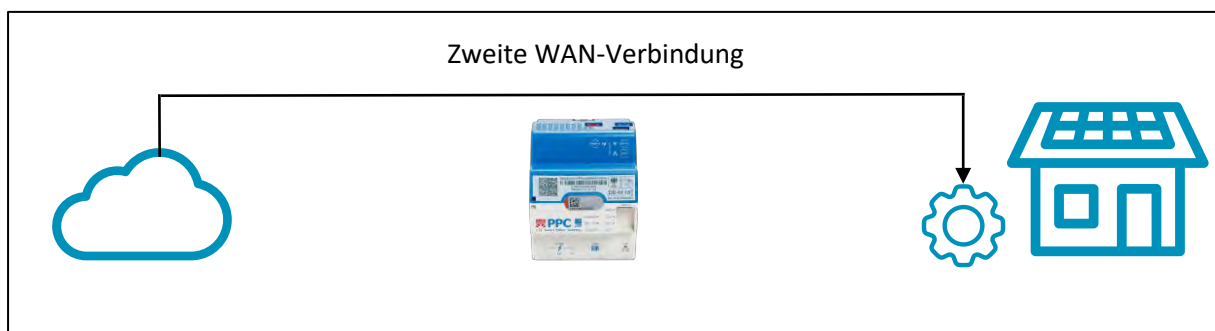


Abbildung 124: Datenübermittlung über zweite WAN-Verbindung vom Serviceprovider zum EMS

Architektur 2: Übergabe der Daten über den CLS Kanal von einem aEMT

Bei der Nutzung des CLS Kanals werden die Daten von einem aEMT übertragen. Theoretisch kann es sich dabei auch um einen Gerätehersteller handeln, welcher erfolgreich einem zugehörigen Zertifizierungsprozess unterlaufen ist oder es handelt sich um einen Stakeholder, welcher die transitiven Zugriffsmöglichkeiten über einen EMT nutzt. Die Voraussetzung für diese Architektur (siehe Abbildung 125) ist, dass der Sender der Marktdaten aEMT, und als solcher auf dem SMGW hinterlegt ist. Im Fall, dass ein aEMT die Datenübermittlung direkt übernimmt, könnte ggf. ein Serviceabonnement der Hintergrund sein.

Ein großer Vorteil dieser Architektur ist, dass über den CLS Kanal aufgrund des erhöhten Sicherheitsniveaus energiewirtschaftlich relevante Daten übertragen werden dürfen. Auch die Protokolloffenheit spricht für diese Architektur. Auf der anderen Seite kann die Teilnahme an der SM-PKI insbesondere für kleine Akteure zur Herausforderung werden.

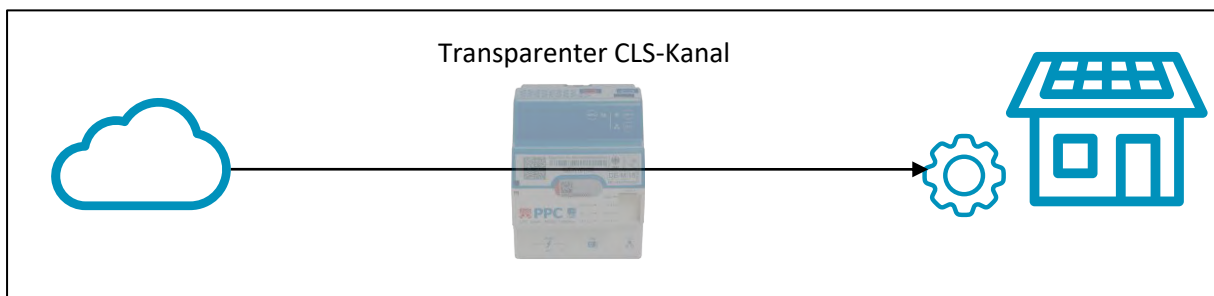


Abbildung 125: Datenübermittlung via CLS-Kanal von einem aEMT zum EMS.

Architektur 3: Übergabe der Daten an das SMGW

Auch die Übergabe der Daten direkt an das SMGW ist möglich. In diesem Fall kann die Übergabe zwar durch einen aEMT initiiert werden, muss aber durch den GWA durchgeführt werden, denn nur diese Rolle ist dazu berechtigt direkt mit dem SMGW aus dem Backend zu kommunizieren. Die Daten werden im COSM XML-Format TLS verschlüsselt an das SMGW übermittelt, dort auf Authentizität und Vollständigkeit geprüft und in einem separaten Bereich der Datenbank abgespeichert.

Auch für diese Architektur (siehe Abbildung 126) muss der Übermittler der Daten Teilnehmer der SM-Architektur sein. Darüber hinaus muss die TR 03109-1 angepasst werden. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass das SMGW die empfangenen Daten lokal an das EMS weiterzuleiten hat, was i.d.R. mit einer Protokolltransfer einhergeht zwischen SMGW und EMS

Die Vorteile dieser Option liegen insbesondere in der Möglichkeit zur Nachweisführung über den Erhalt und die Weitergabe der Daten. Außerdem werden die Daten innerhalb der SM-PKI übertragen, weshalb diese Architektur auch für energiewirtschaftlich relevante Daten eingesetzt werden kann. Darüber hinaus besteht nicht nur die Möglichkeit die Daten direkt an das EMS weiterzuleiten, sondern auch sie vorzuhalten und auf Abfrage durch das EMS hin an dieses zu übergeben oder die jeweils aktuellen Daten in regelmäßigen Abständen an das EMS weiterzuleiten. Die Art der Übertragung ergibt sich aus dem jeweiligen Datenbedarf des EMS. Die verschiedenen Optionen können miteinander kombiniert werden, so dass dem EMS zu jedem Zeitpunkt die aktuell benötigten Daten zur Verfügung stehen und Speicherplatz beim EMS eingespart werden kann. Nachteilig ist hingegen, dass die Architektur mit einem hohen Entwicklungsaufwand auf SMGW Seite verbunden ist.



Abbildung 126: Datenweiterleitung über das SMGW an das EMS.

Unabhängig vom jeweiligen Übertragungskanal, können die notwendigen Informationen für lokale Entscheidungsprozesse einzeln, teilweise oder vollständig aufbereitet an das EMS kommuniziert werden. So wie das EMS globale Informationen nur von außen erhalten kann, können die lokalen Informationen aus der Liegenschaft nur durch eine Versendung der Informationen nach außen in Erfahrung gebracht werden. Das heißt, dass je nach konkretem Umsetzungsgrad des Kommunikationsaustauschs, die Optimierungsprozesse backendseitig, lokal oder teilvorbereitet erfolgen. Wichtig ist jedoch, dass das iMSys stets für die bidirektionale Kommunikation als standardisierte, interoperable und sichere Schnittstelle zwischen Liegenschaft und (a)EMTs sowie Stakeholdern aller Art genutzt werden kann, sodass keine eigene Kommunikationsinfrastruktur (z. B. Herstellerseitig) notwendig ist (bzw. als Service genutzt werden kann).

Wichtig ist vor allem, dass Normen und Standards geschaffen werden, für die Fülle an möglichen Informationen für den bidirektionalen Kommunikationsaustausch, um auch einen Nutzen daraus zu tragen.

11. Wichtigste Positionen zahlenmäßiger Nachweis

Die wichtigsten Positionen der zahlenmäßigen Nachweise der Konsortialpartner wurden durch die Konsortialpartner selbst an den Fördergeber übergeben.

12. Verwertbarkeit der Ergebnisse

Für die Darstellung der Verwertbarkeit der Ergebnisse sei an dieser Stelle auf die jeweiligen Erfolgskontrollberichte der Konsortialpartner verwiesen.

13. Fazit und Ausblick



Abbildung 127: Die fünf Hauptziele des BDL-Projekts

Ausgehend von den in diesem Abschlussbericht dargestellten Ergebnissen kann die Erreichung der Projektziele klar bestätigt werden. Bidirektionales Laden ermöglicht in verschiedenen Anwendungsfällen einen klaren Kunden- und Systemnutzen. Das im Projekt entwickelte DC-Rückspeisekonzept ermöglicht eine gut umsetzbare und kostengünstige Lösung auf der Seite des **Elektrofahrzeugs** ohne Hardwareänderungen. Die erhöhten Belastungen, bedingt durch höhere Betriebsstunden und Energiedurchsatz am Speicher, sind im Kundenkollektiv gut beherrschbar, erfordern aber Monitoring- und Schutzfunktionen, um auch bei Kund:innen mit sehr hohen Jahresfahrleistungen und gleichzeitigem V2X-Einsatz eine vorzeitige Alterung auszuschließen.

Die **BDL-Wallbox** übernimmt beim DC-Rückspeisekonzept nicht nur die Wandlung von Wechsel- zu Gleichstrom und umgekehrt, sondern auch die Funktion der Netzformung mit Erfüllung aller Netzseitigen Standards (wie z.B. der VDE-AR-N-4105

„Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“). Diese sind sehr länderspezifisch, alleine innerhalb der EU mit den 27 Mitgliedsländern gelten 20 verschiedene Standards. Diese „Ländervarianz“ kann Wallbox-seitig – da ortsfest verbaut, deutlich einfacher beherrscht und sichergestellt werden als bei einem AC-Rückspeisekonzept mit Wandlung und Netzformung Fahrzeug-seitig, zumal Fahrzeuge auch grenzüberschreitend bewegt und geladen werden.

Die Netz- und Energiesystemischen Auswirkungen sowohl des intelligenten Ladens als auch des bidirektionalen Ladens sind bewertet: in den **Verteilernetzen** wird sowohl bei Netz – als auch bei Markt-dienlichem Laden und bidirektionalem Laden in den Vehicle to Grid Anwendungen eine erhöhter Gleichzeitigkeitsfaktor zusammen mit der Elektrifizierung des Wärmesektors einen umfangreichen Netzausbau erforderlich machen. Demgegenüber sind in den **Übertragungsnetzen** und im **Energiesystem** in Summe klare Vorteile durch bidirektionales Laden aufgezeigt.

Kundenbefragungen sowohl im Rahmen der BDL-Pilotbetriebskunden als auch darüber hinaus zeigen ein starkes Interesse am bidirektionalen Laden und eine hohe Bereitschaft zur Anschaffung und dem Betrieb von BDL-Systemen. Für die Mehrheit der BDL-Pilotkund:innen wird diese Funktion zum „ausschlaggebenden Kaufgrund“ für ein Elektrofahrzeug werden.

Ausblick:

Nachdem erste Elektrofahrzeuge und Wallboxen bereits angeboten werden, ist mit einem breiteren Roll-out in den nächsten Jahren zu rechnen. Kund:innen mit eigener Photovoltaik-Anlage werden mit dem Anwendungsfall Vehicle to home die Speerspitze bilden. Entscheidend für den breiten Markterfolg werden jedoch werden:

- Die konsequente und schnelle Standardisierung der Kommunikationsschnittstellen und Grundfunktionen als Basis für Interoperabilität und damit der Massenmarkttauglichkeit mit kostengünstigen Anschaffungs- und Betriebskosten.
- Die Schaffung der Vertrauensbasis, dass bidirektionales Laden ohne Nachteile zu Lasten der Lebensdauer des Speichers und anderer Fahrzeugkomponenten möglich ist.
- Die Gesamtsystemeffizienz des dargestellten Systems ist im Anwendungsfall Vehicle to home noch nicht optimal: die entwickelte BDL-Wallbox ist ausgelegt auf bestmöglichen Wirkungsgrad beim Laden und Entladen mit der Nennleistung von 11kW – demgegenüber werden im Haushalt typisch Leistungen von 200W bis 4kW abgerufen. Maßnahmen zur Verbesserung der Gesamtsystemeffizienz sind jedoch bereits identifiziert und können in der jetzt startenden Serienentwicklung umgesetzt werden. Im Anwendungsfall Vehicle to Grid ist bedingt durch typisch hohe Leistungsabrufe die Gesamtsystemeffizienz bereits sehr gut: mit 81% Gesamtwirkungsgrad (= ein- und ausspeichern, „round-trip“) liegt ein Fahrzeug-Pool bereits auf dem Niveau moderner Pumpspeicher-Kraftwerke.

- Die Weiterentwicklung des energiewirtschaftlichen regulatorischen Rahmens im Sinne einer Gleichstellung von Elektrofahrzeugen mit Großspeichern und Pumpspeicherkraftwerken zur Vermeidung der heute bestehenden wirtschaftlichen Nachteile der Vehicle to Grid Anwendungsfälle wie der Intraday-Vermarktung.
- Bei den meisten Anwendungsfällen des bidirektionalen Ladens, aber auch des unidirektionalen intelligenten Ladens sind die existierenden und künftigen funktionalen Möglichkeiten des intelligenten Messsystems (IMSyS) hilfreich bzw. bei den Netz- und Markt-dienlichen Anwendungsfällen notwendig. Empfohlen wird die rasche Entwicklung der Energieanwendungsfälle in den Stufen 3, 4, und Folgestufen wie in der Standardisierungs-Roadmap des BMWK / BSI bereits angelegt.
- Mit der Möglichkeit der Kurzzeit-Zwischenspeicherung von EE-Strommengen aus PV- oder Windkraftanlagen kann auch der Einsatz von fossilen Kraftwerken z.B. in den Nachtstunden und den daran gekoppelten CO₂-Emissionen reduziert werden. Auch hierzu braucht es regulatorische Anreize.
- Um alle diese aufgezeigten weiteren Entwicklungsschritte im Systemverbund weiter voran treiben zu können, wird das Aufsetzen eines Folgeprojekts empfohlen.

14. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse

Bachelorarbeiten

FfE Bachelorarbeiten

Mehrwert der intelligenten Messsysteme für die Elektromobilität - Überblick über den Stand des Rollouts sowie vorhandene Projekte und Lösungen im Bereich der Elektromobilität in Europa

I. Munz: Mehrwert der intelligenten Messsysteme für die Elektromobilität – Überblick über den Stand des Rollouts sowie vorhandene Projekte und Lösungen im Bereich der Elektromobilität in Europa - Bachelorthesis. Herausgegeben durch die Hochschule Albstadt-Sigmaringen - Fakultät Business Science and Management, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: Sigmaringen, München 2020

Entwicklung und Analyse von Geschäftsmodellen im Bereich bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung relevanter Kriterien und Perspektiven

Y. Nazar: Development and Analysis of Business Models for Bidirectional Charging of Electric Vehicles Considering Relevant Criteria and Perspectives. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technical University of Munich, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: München, 2021.

Uni Passau Bachelorarbeiten

Bachelorarbeit zum Thema „Was zu viel ist, ist zu viel – Maßnahmen zur Kontrolle von Feature Creep“

Bachelorarbeit zum Thema „Prosuming – Modelle der Kundenintegration in Produktion und Konsum“

Bachelorarbeit zum Thema „Sharing is Caring – Aktuelle Entwicklungen der Sharing Economy“

Bachelorarbeit zum Thema „Wie sag ich es Ihnen bloß? – Unternehmensseitiges Feedback in B2C-Beziehungen“

Bachelorarbeit zum Thema „Kundenfeedback: Das Geheimnis erfolgreicher Unternehmen“

Bachelorarbeit zum Thema „Aktuelle Entwicklungen der Sharing Economy und deren Einfluss auf Konsumentenverhalten“

KIT Bachelorarbeiten

Bachelorarbeit mit dem Titel: „Tarifgestaltung zur Implementierung einer netzverträglichen, bidirektionalen Ladetechnik, unter Berücksichtigung wichtiger Aspekte zur Förderung der Teilnahmebereitschaft potentieller Anwender in einem zukünftigen Geschäftsmodell“

**Akzeptierter Konferenzbeitrag zum Thema „Flexibility potentials of V2G technology in Switzerland“ bei der Energieforschungsgesprächen 2023 in Disentis am 25.-27 Januar 2023

Masterarbeiten

FfE Masterarbeiten

Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen – Modellbasierte Wirtschaftlichkeitsbewertung netzbezogener Anwendungsfälle

F. Zimmermann: Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen - Modellbasierte Wirtschaftlichkeitsbewertung netzbezogener Anwendungsfälle. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, München, 2020.

Entwicklung eines techno-ökonomischen Bewertungsmodells für Vehicle-to-Home Systeme

E. Morlock: Entwicklung eines techno-ökonomischen Bewertungsmodells für Vehicle-to-Home-Systeme - Analyse der Erlöspotenziale von bidirektionalen Elektrofahrzeugen durch Eigenverbrauchserhöhung sowie durch tarifoptimiertes Laden und Entladen anhand eines Optimierungsmodells in MATLAB. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität Berlin, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft. Berlin, 2020.

Statistische Modellierung des deutschen Verkehrsverhaltens zur Bewertung der Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen

T. Schmidt-Achert: Statistical Modelling of German Traffic Behavior for the Evaluation of Charging Strategies of Electric Vehicles . Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München, betreut durch Mauch, Wolfgang: München, 2020

Analyse des markt- und netzseitigen Mehrwerts bidirektionaler Elektrofahrzeuge für das Energiesystem der Zukunft

C. Rieping: Analysis of the Economic Benefits of Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles for the Energy System of the Future, Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technical University of Munich, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: München, 2021.

Sustainability Analysis of Bidirectional Charging Infrastructure within Vehicle-to-Grid.

Analysis and Evaluation of the Use Case "CO₂-optimized charging" & Comparison to Unidirectional Charging

T. Müllritter: Sustainability Analysis of Bidirectional Charging Infrastructure within Vehicle-to-Grid - Analysis and Evaluation of the Use Case ""CO₂-optimized charging""

& Comparison to Unidirectional Charging. Masterarbeit. Herausgegeben durch die School of Life Science Weihenstephan of the Technical University of Munich, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft: München, 2021

Chancen und Risiken dynamischer Netzentgelte für bidirektionale Elektrofahrzeuge für die Verteilnetze

N. Bürgel: Chancen und Risiken variabler Netzentgelte für bidirektionale Elektrofahrzeuge für die Verteilnetze. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Hochschule Konstanz - Fakultät für Maschinenbau, betreut durch Prof. Schubert, Gunnar: Konstanz, 2021.

Entwicklung einer Methode zur Bewertung nachhaltiger Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft und Anwendung im Bereich der Elektromobilität

S. Schmidt: Entwicklung einer Methode zur Bewertung nachhaltiger Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft und Anwendung im Bereich Elektromobilität. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München - Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, betreut durch Prof. Dr. Hamacher, Thomas, Prof. Dr.-Ing. Mauch, Wolfgang, M.Sc. Dossow, Patrick: München, 2022.

H. Hahne: Bidirectional Charging of Electric Vehicles: Use Case Increase of PV-Self-Consumption

Optimierte Spitzenlastkappung bidirektionaler Elektrofahrzeuge in Gewerbebetrieben und Analyse der resultierenden Verteilnetzbelastung

N. Jooß: Optimierte Spitzenlastkappung bidirektionaler Elektrofahrzeuge in Gewerbebetrieben und Analyse der resultierenden Verteilnetzbelastung - Optimised peak load shaving of bidirectional electric vehicles in commercial enterprises and analyses of the resulting distribution grid load. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Fakultät für Maschinenwesen, betreut durch Prof. Dr. Hamacher, Thomas und Dr.-Ing. Kuhn, Philipp: München, 2021.

Spitzenglättung als Modell zur kurativen Netzengpassbehebung – eine Analyse der Auswirkungen auf verschiedene Stakeholder

S. Rodler: Spitzenglättung als Modell zur kurativen Netzengpassbehebung - eine Analyse der Auswirkungen auf verschiedene Stakeholder. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München: München, 2022.

Uni Paassau Masterarbeiten

Masterarbeit zum Thema „Smart Charging: Psychologische Prozesse und deren Einfluss auf Kompensationsmechanismen“

Masterarbeit zum Thema „Was bekomme ich für meinen Strom (außer Geld)? – Eine Interviewstudie“

KIT Masterarbeiten

Masterarbeit zum Thema “The future contribution of controlled charging and vehicle-to-grid in securing the Swiss electrical supply”

Masterarbeit zum Thema „Systematische Literaturanalyse: Erlöspotentiale von V2G-Technologie“

Dissertationen

FfE Dissertationen

Economic and Environmental Assessment of Electric Vehicle Charging Strategies

S. Fattler: Economic and Environmental Assessment of Electric Vehicle Charging Strategies. Dissertation. Herausgegeben durch die TU München, geprüft von Wagner, Ulrich und Wietschel, Martin: München, 2021.

<https://mediatum.ub.tum.de/1601943>"FfE Dissertation

Netzintegration dezentraler Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf ausgewählte Anwendungsfälle für bidirektionale Elektrofahrzeuge

M. Müller: Netzintegration dezentraler Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf ausgewählte Anwendungsfälle für bidirektionale Elektrofahrzeuge. Herausgegeben durch TU München (TUM), geprüft von Wagner, Ulrich und Witzmann, Rolf: München, 2023.

<https://mediatum.ub.tum.de/1686443>

Assessment of the Added Value of Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles for the User and the Energy System

T. Kern: Assessment of the Added Value of Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles for the User and the Energy System. Herausgegeben durch TU München (TUM), geprüft von Wagner, Ulrich und Haas, Reinhard: München, 2023.

KIT Dissertation

S. Ried (2021): Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Verteilnetzen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien - Ein Beitrag zur Kopplung von Elektrizitäts- und Verkehrssektor. DOI: 10.5445/IR/1000130549

Konferenzbeiträge

FfE Konferenzbeiträge

Potential of vehicle to grid charging control of electric vehicles in congestion management

S. Fattler, A. Ostermann, T. Schmidt-Achert; SES Aalborg 2020

Modeling and Evaluating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles in the Future European Energy System

T. Kern et al.: Modeling and Evaluating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles in the Future European Energy System. In: Energy Reports ICACER 2022 conference proceedings. Amsterdam: FfE München, 2022.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722022120?via%3Dihub>

Bidirectional Charging Management – Developing a measurement concept for pilot operation in Germany

A. Ostermann, M. Mueller and S. Faller, "Bidirectional Charging Management – Developing a measurement concept for pilot operation in Germany," NEIS 2020; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, Deutschland, 2020, pp. 1-6.

<https://ieeexplore.ieee.org/document/9273410>

Bidirectional Charging Management – Field Trial and Measurement Concept for Assessment of Novel Charging Strategies

M. Hinterstocker et al.: Bidirectional Charging Management – Field Trial and Measurement Concept for Assessment of Novel Charging Strategies. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2019.

<https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/941-ffe-mit-fuenf-vortraegen-auf-der-grid-integration-week>

Future grid load with bidirectional electric vehicles at home

M. Müller et al.: Future grid load with bidirectional electric vehicles at home. Berlin: International ETG Congress 2021. VDE, 2021

<https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/07/Future-grid-load-with-bidirectional-electric-vehicles-at-home.pdf>

Netzintegration bidirektionaler Elektrofahrzeuge

M. Müller, Blume, R. Jooß; Zukünftige Stromnetze

Project Bidirectional Charge Management - Results and findings from the BDL field trial

A. Ostermann, T. Haug, V. Regener; ATZ Tagung 2022

Framework on Sustainability Assessment of ICT-Enabled Integration of Decentralized Flexibilities in Smart Grids

D. Wohlschlager; ICT4Sustainability 2022

Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe

Y. Schulze et al.: Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe. In: 12. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2021.

Forecasting charging station occupancy using supervised learning algorithms

A. Ostermann, Y. Fabel, K. Ouan, H. Koo: Forecasting Charging Point Occupancy Using Supervised Learning Algorithms. In: Energies 2022, 15, 3409; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2022.

https://www.mdpi.com/1996-1073/15/9/3409?type=check_update&version=1

Peak Shaving – a cost-benefit analysis for different industries

T. Kern et al.: Peak Shaving – a cost-benefit analysis for different industries. In: Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien 12/2021. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE),

https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/269/269_fullpaper_20210907_075935.pdf

Project Bidirectional Charge Management - Insights and Evaluation of the Field Trial

A. Ostermann et al: Project Bidirectional Charge Management - Insights and Evaluation of the Field Trial. In: Antriebe und Energiesysteme von morgen 2022; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2022.

Netzbelastungen durch optimal am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge

Y. Schulze et al.: Netzbelastungen durch optimal am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge. In: Zukünftige Stromnetze; Berlin: Conexio GmbH, 2022.

<https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/netzbelastungen-durch-optimal-am-spotmarkt-vermarktete-bidirektionale-elektrofahrzeuge/>

Profitability of V2X Under Uncertainty: Relevant Influencing Factors and Implications for Future Business Models

P. Dossow: Profitability of V2X under uncertainty: Relevant influencing factors and implications for future business models. In: Energy Reports 8, 449-455, 2022. Munich: FfE, 2022.

Comparative environmental impact assessment of ICT for smart charging of electric vehicles in Germany

D. Wohlschlager et al.: Comparative environmental impact assessment of ICT for smart charging of electric vehicles in Germany. München: FfE, 2022.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212827122000981>

Added Value of Providing Transmission Grid Congestion Management via Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles

T. Kern; C. Wendlinger: Added Value of Providing Transmission Grid Congestion Management via Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2022. DOI: 10.1109/EEM54602.2022.9921051

<https://ieeexplore.ieee.org/document/9921051>

Performance Evaluation of German Smart Meter Infrastructure for Load Management through Grid Operators

E. Springmann: Performance evaluation of German smart meter infrastructure for load management through grid operators. In: Energy Informatics 5 (Suppl 1), 18. München: FfE, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1186/s42162-022-00204-9>.

<https://energyinformatics.springeropen.com/articles/10.1186/s42162-022-00204-9>

Effects of variable grid fees on distribution grids with optimized bidirectional battery electric vehicles

Y. Blume et al.: Effects of variable grid fees on distribution grids with optimized bidirectional battery electric vehicles . In: 6th Grid Service Markets Symposium (GSM); Luzern: Hochschule Luzern, 2022.

Avoiding low-voltage grid overloads through curative grid operator intervention with focus on electric vehicles

M. Müller: Avoiding low-voltage grid overloads through curative grid operator intervention with focus on electric vehicles. In: 6th E-Mobility Power System Integration Symposium. The Hague: FfE, 2022.

Analysis of the Intraday Use Case in the Field Trial of the Bidirectional Charging Management Project

T. Haug: Analysis of the Intraday Use Case in the Field Trial of the Bidirectional Charging Management. In: 6th E-Mobility Power System Integration Symposium. The Hague: FfE, 2022.

Analysis of the peak shaving potential of bidirectionally chargeable electric vehicles in a field trial

A. Ostermann: Analysis of the peak shaving potential of bidirectionally chargeable electric vehicles in a field trial. In: 6th E-Mobility Power System Integration Symposium. The Hague: FfE, 2022.

Internationale Perspektive der Energiewende

C. Pelling; Energietreff Süd 2019

Environmental Effects of Digitization for Smart Grid Use Cases – a Life-Cycle Perspective

D. Wohlschlager, Müllritter; MSE Colloquium, TUM 2021

https://www.mep.tum.de/fileadmin/w00bvc/mep/Veranstaltungen/Kolloquien/Kolloquium_2021/MSE_2021_BoA.pdf

Elektromobilität: Zwischen Game Changer und Showstopper

M. Müller, X. Pfab; FfE Energietage, 26.10.2021

Pilotversuche zu Steuern mit iMSys

E. Springmann; VBEW Zählerfachgespräch 2021

Stromspeicher E-Auto – Vom intelligenten Laden zur Integration in das Energiesystem

M. Müller, E. Springmann; 30. C.A.R.M.E.N.-Symposium 2022

Webinar: Bidirektionales Laden

X. Pfab, M. Müller; Webinar: VBEW 2022

VKU Webinar Digital Grid: Bidirektionales Lademanagement – Integration von Elektrofahrzeugen ins intelligente Stromnetz

M. Müller; digital 2022

Das E-Auto als Heimspeicher: Wie hoch ist der Mehrwert für die Endverbraucher

T Kern; Forum Neue Energiewelt 2022

Uni Passau Konferenzbeiträge

Konferenzbeitrag zum Thema „Preferences and Perceptions of Bidirectional Charging from a Customer's Perspective—A Literature Review and Qualitative Approach“ im Rahmen des Themenschwerpunktes „Bidirektionales Lademanagement“ der 2. Internationalen ATZ-Tagung „Electrified Mobility“ am 12.11. – 13.11.2019.

(B. Kämpfe, J. Zimmermann, M. Dreisbusch, A. Grimm, J. H. Schumann, F. Naujoks, A. Keinarth, J. Krems)

Konferenzbeitrag zum Thema „Gamifying Sustainable Energy Behavior in Bidirectional Charging“ auf der 12. Tagung der DGPs-Fachgruppen Arbeits-, Organisations- und Wirtschaftspsychologie sowie Ingenieurspsychologie Chemnitz.

(J. Zimmermann, B. Kämpfe)

Konferenzbeitrags zum Thema “Persisting barriers in the context of Vehicle to Grid: Exploring the role of minimum-security range based on user experience” auf dem 5. E-Mobility Power System Integration Symposium in Berlin.

(N. Baumgartner, F. Kellerer, M. Dreisbusch, S. Mang, M. Ruppert, W. Fichtner)

Konferenzbeitrag zum Thema “Collaborative Consumption in the Context of Bidirectional Charging” im Rahmen der 5. Konferenz des Bavarian Service Research Clusters in Ingolstadt.

(C. Braun, J. H. Schumann)

Konferenzbeitrag zum Thema „Creating and sustaining user engagement in bidirectional charging“ im Rahmen des Themenschwerpunktes „Bidirektionales Lademanagement“ bei dem 16th International MTZ Congress Powertrains and Energy Systems of Tomorrow 2022 in Berlin.

(F. Kellerer, J. Zimmermann, S. Hirsch, S. Mang)

Konferenzbeitrag zum Thema “Consumers in Complex Service Systems: From End Consumer to Business Partners?!” im Rahmen der 6. Konferenz des Bavarian Service Research Clusters in Ingolstadt.

(C. Braun, J. H. Schumann)

****Einreichung:** Konferenzbeitrag zum Thema „User Perspectives on Bidirectional Charging – Insights from the Field Trial of the Research project “Bidirectional Charging Management - BCM” im Rahmen der Fachkonferenz „Antriebe und Energiesysteme von morgen“ 2023

(S. Hirsch, F. Kellerer, J. Zimmermann, S. Mang)

****Einreichung:** Konferenzbeitrag zum Thema „Not quite end-consumer anymore, not quite business partner yet?! Role Conflicts in Emerging Service Business Models“ bei der Frontiers in Services 2023 in Maastricht am 15.-18. Juni 2023

(C. Braun, J. H. Schumann)

BMW Konferenzbeiträge

Bidirectional Charging Management, Xaver Pfab, M. Pilkington; Grid Integration of Electric Mobility, 4. Internationale ATZ-Fachtagung 12. und 13. November 2019, Mannheim

Herausforderungen und Potentiale der E-Auto-Integration, Dr. Jens Berger, Alexander Funke; Energietage Göttingen, 22. – 23.9.2021, online-Veranstaltung

Bidirektionales Lademanagement – BDL, Mark Pilkington, Timo Kern (FfE); Österreichs Energie E-Mobilitätstage, 20. – 21.10.2021, Wien

Joint research project „Bidirektionales Lademanagement (BDL), Xaver Pfab, Mark Pilkington, Adrian Ostermann (FfE); Conference “Vehicle to grid”, 29. – 30.3.2022, Münster

Bidirektionales Lademanagement – ein hochvernetztes System; Xaver Pfab, Frank Burghardt (Kostal Industrie-Elektrik GmbH), Wolfgang Duschl (Bayernwerk Netz GmbH); Antriebe und Energiesysteme von morgen 2022, ATZ internationale Fachtagung 10. – 11. Mai 2022, Berlin

Dr. Jens Berger; WAGO Tagung

Veröffentlichungen

FfE Veröffentlichungen

Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load

M. Müller; Y. Blume; J. Reinhard: Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load. In: Energy 255, 124537. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124537>

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124537>

Revenue opportunities by integrating combined vehicle-to-home and vehicle-to-grid applications in smart homes

T. Kern et al.: Revenue opportunities by integrating combined vehicle-to-home and vehicle-to-grid applications in smart homes. In: Applied Energy online. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2021.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921014586>

Integrating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles into the Electricity Markets

T. Kern; P. Dossow; S. von Roon. Integrating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles into the Electricity Markets. Energies 2020, 13, 5812.

<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/21/5812>

Techno-economic analysis of optimized prosumer households with bidirectional electric vehicles and their distribution grid effects

S. Englberger: Optimized Prosumer Households with Bidirectional Electric Vehicles: a Techno-Economic Analysis of Self-Consumption, Battery Utilization, and Distribution Grid Effects. Herausgegeben durch Technische Universität München (TUM), betreut durch Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 2020.

Bidirektionales Laden: Von der Last zur Lösung!

S. Faller et al.: Bidirektionales Laden: Von der Last zur Lösung!. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1/2 2020. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020.

<https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/972-bidirektionales-laden-von-der-last-zur-l%C3%B6sung>

Was ist Netzdienlichkeit

Y. Schulze et al.: Was ist Netzdienlichkeit?. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3/2021. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE e.V.), 2021.

<https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/was-ist-netzdienlichkeit/>

Bidirektionale Elektrofahrzeuge im Energiesystem – So geht intelligentes Lademanagement

E. Springmann et al.: Bidirektionale Elektrofahrzeuge im Energiesystem – so geht intelligentes Lademanagement. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Oktober 2021. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2021.

Uni Passau Veröffentlichungen

Veröffentlichung des Konferenzbeitrags der ATZ-Tagung im Tagungsband Electified Mobility 2019 "Preferences and Perceptions of Bidirectional Charging from a Customer's Perspective—A Literature Review and Qualitative Approach."

(B. Kämpfe, J. Zimmermann, M. Dreisbusch, A. Grimm, J. H. Schumann, F. Naujoks, A. Keinarth, J. Krems)

Veröffentlichung in der Fachzeitschrift ATZ-elektronik (Fachzeitschrift für Automobilelektronik) „Regulierung netzdienlichen Ladens aus der Nutzerperspektive“.

(M. Dreisbusch, S. Mang, S. Ried, F. Kellerer, X. Pfab)

Veröffentlichung der Ergebnisse in einer Kurzstudie der Begleitforschung für das Förderprogramm Elektromobil „Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize. Anwendungsbeispiele und Handlungsbedarf“.

(M. Dreisbusch, F. Kellerer, S. Preuß, A. Scherrer)

Kurzbeitrag "Elektromobilität innovativ gestalten" im Transfermagazin Triolog. Wissenschaft - Wirtschaft - Gesellschaft in Ostbayern. Juni 2021.

(Projektteam TP 6 Nutzerforschung Universität Passau)

Veröffentlichung des Konferenzbeitrags des 5th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2021) "Persisting barriers in the context of vehicle to grid: exploring the role of minimum security range based on consumer experience"

(N. Baumgartner, F. Kellerer, M. Dreisbusch, S. Mang, M. Ruppert; W. Fichtner.)

Veröffentlichung im Fachjournal Transportation Research Part D: Transport and Environment "Does experience matter? Assessing user motivations to accept a vehicle-to-grid charging tariff Volume 113,2022;

(N. Baumgartner, F. Kellerer, M. Ruppert, S. Hirsch, S. Mang, W. Fichtner)

Seminararbeiten

Uni Passau Seminararbeiten

Bachelorseminar zum Thema „Nutzerforschung im Kontext der Elektromobilität“ mit Fokus auf BDL (11 Teilnehmende)

Masterpraxisseminar „User Research zur Entwicklung Innovativer Business Cases“ zum Thema Wertwahrnehmung von Strom (3 Gruppen)

KIT Seminararbeiten

Seminar „Nutzerakzeptanz von gesteuertem Lademanagement von elektrischen Fahrzeugen – die Methode Literature Review im Fokus" (12 Teilnehmende)

J. Weinand; S. Ried; M. Kleinebrahm; R. McKenna; W. Fichtner, (2020): Identification of Potential Off-Grid Municipalities with 100% Renewable Energy Supply for Future Design of Power Grids. In: IEEE Transactions on Power Systems. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3033747.

Seminar „Verkehrswende“ (3 Teilnehmende)

S. Ried; T. Dengiz; P. Jochem; S. Soldner, (2020): Aggregating load shifting potentials of electric vehicles for energy system models. In: 17th International Conference on the European Energy Market (EEM). DOI: 10.1109/EEM49802.2020.9221974.

Seminararbeit zum Thema „Bestandsaufnahme und Zukunft der regulatorischen Rahmenbedingungen zur Bereitstellung von Flexibilität durch Elektromobilität im Stromnetz“

M. Marinelli; L. Calearo; S. Ried; X. Pfab; C. Diaz, C. Julio; C. Spalthoff, et al. (2020): Electric Vehicles Demonstration Projects - An Overview Across Europe. In 55th International Universities Power Engineering Conference. IEEE.

Seminararbeiten zum Thema „Marktstudie Elektromobilität: Analyse des aktuellen Elektromobilitätsmarktes; Untersuchung der Fahrzeugreichweiten, Fahrzeugeffizienz und Batteriegrößen; Wo findet in Deutschland der Elektroauto-Boom statt?“ (3 Teilnehmende)

Ko-Autorenschaft zum Beitrag: M. Dreisbusch; S. Mang; S. Ried; F. Kellerer; X. Pfab, (2020). Regulierung des netzdienlichen Ladens aus der Nutzerperspektive. In: ATZelextronik 11/2020, S. 58–64. DOI: 10.1007/s35658-020-0281-4.

Seminararbeit zum Thema „Das Auto als Stromspeicher – Vehicle-2-X-Projekte weltweit“

S. Ried (2021). Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Verteilnetzen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien - Ein Beitrag zur Kopplung von Elektrizitäts- und Verkehrssektor. DOI: 10.5445/IR/1000130549

Seminararbeit zum Thema „Eignung historischer Klimajahre in der Strommarktanalyse: Untersuchung der Auswirkungen von Wetter / Klima auf V2G“

N. Baumgartner; F. Kellerer; M. Dreisbusch; S. Mang; M. Ruppert; W. Fichtner (2021): Persisting barriers in the context of Vehicle to Grid: Exploring the role of minimum-security range based on user experience. 5th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2021). Hybride Konferenz, 77–83, Institution of Engineering and Technology (IET). DOI: 10.1049/icp.2021.2508

Seminar „Verkehrswende - Wechselwirkungen von Elektromobilität und Stromnetzen“ (5 Teilnehmende)

N. Baumgartner; F. Kellerer; S. Hirsch; S. Mang; M. Ruppert; W. Fichtner (2022): Does experience matter? Assessing user motivations to accept a vehicle-to-grid charging tariff. Transportation Research Part D: Transport and Environment, 113, Art.-Nr.: 103528. DOI:

Veranstaltungen im BDL Kontext

- 21./22.03.2019 Charge Days <https://www.chargedays.de/>
- 21.03.2019 Bitkom AK Smart Grids
<https://www.bitkom.org/Bitkom/Organisation/Gremien/Smart-Grids.html>
- 01.04.-04.04.2019 FfE Energietage <https://www.ffe.de/aktuelles/energietage2019>
- 15.05.-17.05.2019 Intersolar Europe <https://www.intersolar.de/de/home.html>
- 15.05-16.05.2019 FNN Fachkongress zählen, messen, prüfen <https://www.z-m-p.de/>
- 08.11.2019 DSO 2.0-Workshop Netzintegration Elektromobilität – Die Kundensicht
- 12.11.19 - 13.11.19 ATZ-ELECT & Netzintegration
<https://www.atzlive.de/veranstaltungen/grid-integration-of-electric-mobility/>
- 20.11.2019 FfE Partnerworkshop
- 17.12.2019 Workshop §14a; AG INuZ
- 18.03.2020 BMWi/ AG INuZ: Genauere Ausgestaltung § 14a EnWG
- Apr 2020 Folgeworkshops BMWi/ AG INuZ: Genauere Ausgestaltung § 14a EnWG
- 19.10.21 - 20.10.21 ISAR-Dialog Versorgungssicherheit für den erfolgreichen Wirtschaftsstandort Bayern
- 20.10.21 - 21.10.21 Österreichs E-Mobilitätstage
- 26.10.21 - 29.10.21 FfE Energietage
- 10.11.2021 Leadership Team Smart Metering E.ON
- 12.11.2021 Wirtschaftliche Nutzung BDL
- 18.11.2021 C.A.R.M.E.N
- 23.11.2021 Netzbetreiberforum
- 23.11.2021 Vortrag im Rahmen von CharIN: FG Grid Integration

25.11.2021 VDE

14.12.21 - 15.12.21 Task Force Smart Grid und E-Mobility

15.12.2021 Parlamentarischer Abend

02.12.2021 Zählerfachgespräch VBEW Beitrag: Pilotversuche zum Steuerung mit dem iMSys

26./27.01.2022 Zukünftige Stromnetze <https://www.zukunftsnetz.net/>

09.02.2022 Durchgängige Steuerung der Ladevorgänge

24.02.2022 Kopernikus Synergie Cluster V Treffen

03.03.2022 Digitalisierungsbarometer BMWK | Einladung Workshop Smart-Meter Use-Cases
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energie-wende-berichts-jahr-2020.html>

09.03.2022 Zukunft des Meterings

10.03.2022 Digitalisierungsbarometer BMWK | Einladung Workshop Infrastruktur Energiewende
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energie-wende-berichts-jahr-2020.html>

15..03.2022 Digitalisierungsbarometer BMWK | Einladung Workshop Kundennutzung und Bildung
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energie-wende-berichts-jahr-2020.html>

16.03.2022 Begleitforschung Elektro-Mobil // Programm interner Austausch zur Durchgängigkeit der Steuerung der Ladevorgänge
<https://tuv.webex.com/wbxmjs/joinservice/sites/tuv-de/meeting/download/0efdc61a18ea4003b393da0dd96a9fcb?siteurl=tuv-de&MTID=m64edaba846c9083d3c266e0160c7468c>

22.03.2022 Vorstellung Energiesystem und Netzsimulations-Ergebnisse im VDA AK Netzintegration

29.03.22 - 30.03.22 Haus der Technik V2G

04-06.04.2022 Life Cycle Engineering <https://lce2022.eu/> (Konferenz)

14.04.2022 Austausch zum Projekt BDL und Schwerpunkte mit BMWK

20.04.22 - 22.04.22 International Conference on Energy Economics and Energy Policy (ICEEEP 2022) <http://www.iceeep.com/index.html>

- 04.05.2022 Jahrespressekonferenz – Bayernwerk Jahrespressekonferenz
2022 Bayernwerk - Die Zukunft fordert Energiesysteme in neuer
Dimension - YouTube
- 10.05.22 - 11.05.22 ATZ Tagung: Antriebe und Energiesysteme von morgen
<https://www.atzlive.de/veranstaltungen/antriebe-und-energiesysteme-von-morgen/>
- 17.05.2022 Austausch zum Projekt BDL und Schwerpunkte mit BMWK Teil 2
- 17.05.22- 18.5.22 2. Chargetec Fachkonferenz <https://www.sv-veranstaltungen.de/de/event/ladetechnik-und-ladeinfrastruktur-fuer-e-fahrzeuge/>
- 19.05.2022 5. Niedersächsisches Solarforum
- 19.05.2022 Innung Bayreuth
- 31.05.2022 Kommunalmanagerkonferenz Bayernwerk
- 04.07.2022 30. C.A.R.M.E.N. – Symposium <https://www.carmen-ev.de/termine/c-a-r-m-e-n-symposium/30-c-a-r-m-e-n-symposium/30-c-a-r-m-e-n-symposium-programm/>
- 05.07.2022 VBEW-Webinar BDL <https://www.vbew-gmbh.de/seminare/alle-seminare/seminardetailseiten/zur/anmeldung/seminar/2022-07-05/webinar-bidirektionales-laden>
- 4./5.07.2022 GRID SERVICE MARKETS symposium
<https://gridservicemarket.com/>
- 11.07.2022 VBEW-Webinar BDL <https://www.vbew-gmbh.de/seminare/alle-seminare/seminardetailseiten/zur/anmeldung/seminar/2022-07-11/webinar-bidirektionales-laden-1>
- 14.09.2022 23. Forum Neue Energiewelt <https://www.forum-neue-energiwelt.de/>
15. - 16.09.2022 DACH Energy Informatics DACH Energy Informatics
- 18.09.22 European Energy Market Conference <https://www.eem22.eu/>
- 19.-20.10.2022 Österreichische Energietage
- 20.10.2022 VBEW
28. - 29.09.2022 Wago - Smartgrid – Tagung https://www.wago.com/de/lp-smart-grid?gclid=EAlaIQobChMI5-Wdk4SI-gIVkY9oCR30kgZgEAAYASAAEgJ8dPD_BwE
- 10.10.2022 6th E-Mobility power System Integration Symposium

13.10.2022	V2G Frühstück in Berlin BMW Konzernbüro
13.10.2022	Bidirectional charging in Europe
14.10.2022	Strommarkttreffen https://www.strommarkttreffen.org/vergangene-treffen/
20.10.2022	Neustart für den Smart Meter Rollout, DENA Future Energy Lab, Berlin
25.10.2022	Verbundpartner und Konsortialpartner-WS. Vorstellung Ergebnisse der Netzbelastung der Use Case Spitzenglättung und vNE
14.11.2022	electronica 2022 https://electronica.de/application/de/programm/konferenzen/vortrag/ccs-based-bidirectional-charging-insights-into-the-energy-e-mobility-connection-2022
30.11.2022	BDL-Vorstellung im BMDV (Bundesverkehrsministerium)
25./26.01.2023	Tagung Zukünftige Stromnetze https://www.zukunftsnetz.net/
24.01.2023	BDEW Workshop mit Branchenvertretern
28./29.03.2023	ATZ / MTZ Tagung
27./28.04.2023	V2G Konferenz Kraftwerk Batterie
21./22.06.2023	FGH-Fachtagung

15.Übersicht Standards

Länderspezifische Veröffentlichungen

Land	Standard	Schnittstelle	Releasedatum	Beschreibung	Link
D	VDE-AR-N 4100	EVSE-Grid	2019-04	<i>Technische Anschlussregeln Niederspannung</i>	https://www.vde.com/de/fnn/arbeit_sgebiete/tar/tar-niederspannung/tar-niederspannung-vde-ar-n-4100
D	VDE-AR-N 4105	EVSE-Grid	2018-11	<i>Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz</i>	https://www.vde.com/de/fnn/arbeit_sgebiete/tar/tar-niederspannung/erzeugungsanlagen-am-niederspannungsnetz-vde-ar-n-4105-2018
D	VDE-AR-N 4110	EVSE-Grid	2018-11	<i>Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)</i>	https://www.vde-verlag.de/standards/0100495/vde-ar-n-4110-anwendungsregel-2018-11.html
D	VDE-AR-E 2122-1000	EVSE-EMS	2021-12	<i>Standardschnittstelle für Ladepunkte/Ladestationen zur Anbindung an lokales Leistungs- und Energiemanagement</i>	https://www.vde-verlag.de/normen/0100663/vde-ar-e-2122-1000-anwendungsregel-2021-12.html
				<i>Note: see also EEBUS</i>	
D	VDE-AR-E 2829-6 series	EVSE-EMS-Grid	2021-2022	<i>Technischer Informationsaustausch an der Schnittstelle zur Liegenschaft und den darin befindlichen Elementen der Kundenanlagen</i>	
				<i>Teil 6-1: Use Cases</i>	Teil 6-1
				<i>Teil 6-2: Implementation with SPINE/SHIP</i>	Teil 6-2
D	DIN VDE V 0124-100	EVSE-Grid	2020-06	<i>Netzintegration von Erzeugungsanlagen - Niederspannung - Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten, vorgesehen zum Anschluss und</i>	https://www.vde-verlag.de/standards/0100571/din-vde-v-0124-100-vde-v-0124-100-2020-06.html

				<i>Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz</i>	
D	VDE-AR-E 2849-7	EVSE-EMS-Grid	2022-05	<i>Technischer Informationsaustausch an der Schnittstelle zur Liegenschaft und den darin befindlichen Elementen der Kundenanlagen: Umsetzung Use Cases mittels DIN EN 50090 (alle Teile) – ISO/IEC 14543-3-1 bis ISO/IEC 14543-3-7 – DIN EN ISO 22510 (KNX)</i>	https://www.vde-verlag.de/normen/0800790/vde-ar-e-2849-7-anwendungsregel-2022-05.html
D	DIN VDE 0100-722	EVSE-Grid	2019-06	<i>Errichten von Niederspannungsanlagen</i>	https://www.vde-verlag.de/normen/0100527/din-vde-0100-722-vde-0100-722-2019-06.html
				<i>Teil 7-722: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Stromversorgung von Elektrofahrzeugen</i>	
D	DIN VDE V 0100-551-1	EVSE-Grid	2018-05	<i>Errichten von Niederspannungsanlagen</i>	https://www.vde-verlag.de/normen/0100460/din-vde-v-0100-551-1-vde-v-0100-551-1-2018-05.html
				<i>Teil 5-55: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Andere Betriebsmittel – Abschnitt 551: Niederspannungsstromerzeugungseinrichtungen – Anschluss von Stromerzeugungseinrichtungen für den Parallelbetrieb mit anderen Stromquellen einschließlich einem öffentlichen Stromverteilungsnetz</i>	

UK	G59/3	EVSE-Grid	2013-11	RECOMMENDATIONS FOR THE CONNECTION OF GENERATING PLANT TO THE DISTRIBUTION SYSTEMS OF LICENSED DISTRIBUTION NETWORK OPERATORS	https://www.ofgem.gov.uk/publications/engineering-recommendation-g593
UK	G83/2	EVSE-Grid	2012-08	Recommendations for the Connection of Type Tested Small-scale Embedded Generators (Up to 16A per Phase) in Parallel with Low-Voltage Distribution Systems	https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2012/08/er-g83-2-v5--the-master-09-07-12-inc-ofgem-comments---clean-version_0.pdf
UK	G98/1-1	EVSE-Grid	2018	Requirements for the connection of Fully Type Tested Micro-generators (up to and including 16 A per phase) in parallel with public Low Voltage Distribution Networks on or after 27 April 2019	https://www.energynetworks.org/industry-hub/resource-library/erec-g98-requirements-for-connection-of-fully-type-tested-micro-generators.pdf
UK	G99/1-3	EVSE-Grid	2018	Requirements for the connection of generation equipment in parallel with public distribution networks on or after 27 April 2019	https://www.comap-control.co.uk/wp-content/uploads/2019/10/EREC_G99_Issue-1_Amendment_3.pdf
Spanien	RD 1699	EVSE-Grid	2011	"Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia"	https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-19242
Spanien	RD 661	EVSE-Grid	2007-05	"Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial"	https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-10556

Spanien	RD 413	EVSE-Grid	2014	"Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos"	https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123
NL	C10/11 ed 2.2	EVSE-Grid	2021	SPECIFIC TECHNICAL PRESCRIPTIONS REGARDING POWER-GENERATING PLANTS OPERATING IN PARALLEL TO THE DISTRIBUTION NETWORK	http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=16832&language_code=NED#
IT	CEI 0-16	EVSE-Grid	2022-03	Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution Company	https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=CEI%200%2D16&item_s_key=00686348
IT	CEI 0-21	EVSE-Grid	2022-03	Reference technical rules for the connection of active and passive users to the LV electrical Utilities	https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=CEI%200%2D21&item_s_key=00672149#abstract-section

Tabelle 10: Länderspezifische Veröffentlichungen

Veröffentlichte internationale Standards

Standard	Schnittstelle	Release date	Beschreibung	Link
EEBUS	EVSE-EMS-Grid	2015-2022	Protocol suite for the Internet of things that aims to standardize the interface between electrical consumers,	https://www.eebus.org/
			producers, storages and (logical) managing entities	-
			Note: see also VDE-AR-E 2829-6 series	-
OpenADR 2.0b	EVSE-EMS-Grid	2019	Open information exchange model and Smart Grid standard for Demand Response (DR)	https://www.openadr.org/

			<i>and Distributed Energy Resources (DER)</i>	-
			<i>Note: see also IEC 62746-10-1:2018 Ed.1.0</i>	-
IEC 60870-5-104		2006	<i>Telecontrol equipment and systems - Part 5-104: Transmission protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles</i>	https://www.vde-verlag.de/iec-normen/212827/iec-60870-5-104-2006.html?etcc_cmp=IN_N_V_AW_IEC_DS&gclid=EAlQobChMlo5PqxJ_C-wIVkc3VCh0Ezw8IE-AAYASAAEgJ5KPD_BwE
IEC 61970 series	EVSE-EMS	2022	<i>The IEC 61970 series of standards deals with the application program interfaces for energy management</i>	https://webstore.iec.ch/publication/61167
			<i>systems (EMS).</i>	-
			<i>Part 1: Guidelines and general requirements</i>	-
			<i>Part 2: Glossary</i>	-
			<i>Part 3XX: Common Information Model (CIM)</i>	-
			<i>Part 4XX: Component Interface Specification (CIS)</i>	-
			<i>Part 5XX: CIS Technology Mappings</i>	-
IEC 62746-10-1 Ed.1.0	EVSE-EMS-Grid	2018	<i>Systems interface between customer energy management system and the power management system</i>	https://webstore.iec.ch/publication/26267
			<i>Part 10-1: Open automated demand response</i>	-
			<i>Note: IEC standard of OpenADR 2.0b</i>	-
IEC TS 62786 Ed.1.0	EVSE-EMS-Grid	2017	<i>Distributed energy resources connection with the grid</i>	https://webstore.iec.ch/publication/30385
IEC 62909-1/-2/-3	EVSE-Grid	2017/2019	<i>Bi-directional grid connected power converters</i>	
			<i>Part 1: General requirements</i>	Part 1
			<i>Part 2: Interface of GCPC and distributed energy resources</i>	Part 2
			<i>Part 3: EMC requirements and test methods</i>	Part 3

IEC 62913-2-3	EVSE-Grid	2019	<i>Generic smart grid requirements - Part 2-3: Resources connected to the grid domains</i>	https://webstore.iec.ch/publication/28101
IEC 63110-1 Ed.1.0	EVSE-Backend	2022	<i>Protocol for management of electric vehicles charging and discharging infrastructures</i>	https://webstore.iec.ch/publication/60000
			<i>Part 1: Basic definitions, use cases and architectures</i>	-
IEC 63119-series	Backend	2019-2022	Information exchange for electric vehicle charging roaming service -	
			Part 1: General	Part 1
			Part 2: Use cases	Part 2
EN 50090	EVSE-EMS	2011-XXXX	<i>European standard for Home and Building Electronic Systems (HBES) open communications, issued by CENELEC.</i>	Link
			<i>It covers any combination of electronic devices linked via a digital transmission network to provide automated,</i>	-
			<i>decentralised and distributed process control for domestic and commercial and building applications</i>	-
EN 50491-12-1	EVSE-EMS	2018-07	<i>General requirements for Home and Building Electronic Systems (HBES) and Building Automation</i>	https://www.dke.de/de/normen-standards/dokument?id=7146307&type=dke%7Cdokument
			<i>and Control Systems (BACS) Smart grid</i>	-
			<i>Part 12-1: Interface between the CEM and Home/Building Resource manager - General Requirements</i>	-
			<i>and Architecture</i>	-
EN 50491-12-2	EVSE-EMS	2022	<i>General requirements for Home and Building Electronic Systems (HBES) and Building Automation</i>	https://www.dke.de/de/normen-standards/dokument?id=7146307&type=dke%7Cdokument
			<i>and Control Systems (BACS) Smart grid</i>	-

			<i>Part 12-2: Smart Grid, Application specification, Interface and framework for customer</i>	-
EN 50549-1	EVSE-Grid	2019	<i>Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks</i>	Link EN 50549-1
			<i>- Part 1: Connection to a LV distribution network - Generating plants up to and including Type B</i>	-
EN 50631-1	EVSE-EMS-Grid	2018	<i>Household appliances network and grid connectivity - Part 1: General Requirements, Generic Data Modelling and Neutral Messages</i>	https://www.vde-verlag.de/normen/0701163/din-en-50631-1-vde-0705-631-1-2018-12.html
			<i>Note: see also EEBUS</i>	-
IEEE 2030.5		2018-12	<i>IEEE Standard for Smart Energy Profile Application Protocol</i>	https://standards.ieee.org/ieee/2030.5/5897/

Tabelle 11: veröffentlichte internationale Standards

Standards in Vorbereitung

Standard	Schnittstelle	Vorauss. Release	Beschreibung	Link
VDE-AR-N 4100 (2023)	EVSE-Grid	2023	<i>Technische Anschlussregeln Niederspannung</i>	https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/tar-niederspannung/tar-ns-2023
OCPP 2.1	EVSE-Backend	2023	<i>Application protocol for communication between Electric vehicle (EV) charging stations and a central management system</i>	https://www.openchargealliance.org/
IEC 63110 (-2/-3)	EVSE-Backend	2023-2024	<i>Protocol for management of electric vehicles charging and discharging infrastructures</i>	
			<i>Part 2: IEC 63110-2: Technical protocol specifications and requirements</i>	IEC 63110-2
			<i>Part 3: IEC 63110-3: Requirements for conformance tests</i>	IEC 63110-3

IEC 63380-1	EVSE-EMS	2024	<i>Local Charging station management systems and Local Energy Management Systems network connectivity and information exchange</i>	https://www.iec.ch/ords/f?p=103:38:604107957482672:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PRO-JECT_ID:1255,23,104886
			<i>Note: see also EEBUS</i>	-
IEC 63382	EVSE-EMS	2025	<i>Management of Distributed Energy Storage Systems based on Electrically Chargeable Vehicles (ECV-DESS)</i>	https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:726421845581354:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PRO-JECT_ID:1255,23,104915
DIN EN 50631-3-1	EVSE-EMS-Grid	2022-11	<i>Netzwerk und Stromnetz-Konnektivität von Haushaltsgeräten - Teil 3-1: Mapping auf spezifische Datenmodelle: SPINE; Deutsche und Englische Fassung prEN 50631-3-1:2021</i>	https://www.dke.de/de/normen-standards/dokument?id=7167426&type=dke%7Cdokument

Tabelle 12: Standards in Vorbereitung

III ANHANG

16.Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Arbeitspakete und Arbeitsinhalte	14
Tabelle 2: Meilensteine	16
Tabelle 3: OCPP V2X Use Cases	27
Tabelle 4: Berechnungsannahmen zur Ladestrategie	63
Tabelle 5: Forschungsplan der Nutzerforschung	80
Tabelle 6: Übersicht aller realisierten EEBUS Use Cases	121
Tabelle 7: Überblick Use Case Umsetzung	123
Tabelle 8: Ergebnisse der Use Case Umsetzung	127
Tabelle 9: Beispielhafte Abbildung eines Messblocks von 3 Minuten.	187
Tabelle 10: Länderspezifische Veröffentlichungen	217
Tabelle 11: veröffentliche internationale Standards	220
Tabelle 12: Standards in Vorbereitung	221

17.Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schnittstellen im Konsortium	11
Abbildung 2: Terminplan zu Beginn des Vorhabens (laut GVB).....	15
Abbildung 3: tatsächlicher (vereinfachter) Terminplan zum Ende des Projektes.....	15
Abbildung 4: Use Cases mit Regelung	21
Abbildung 5: (vereinfachte) Darstellung des Gesamtsystems beim Privatkunden	22
Abbildung 6: (vereinfachte) Darstellung des Gesamtsystems beim Flottenkunden ...	22
Abbildung 7: (vereinfachte) Darstellung Backend Architektur	25
Abbildung 8: Anwendungsfall: Teilflexibler Verbraucher	26
Abbildung 9: Anwendungsfall: Vollflexibler Verbraucher	26
Abbildung 10: Auszug aus dem Gesamtarchitekturbild	29
Abbildung 11: (vereinfachte) Darstellung des E2E Prüfplatzes	32
Abbildung 12: Foto vom E2E Prüfplatz	33

Abbildung 13: Anzahl der Test Releases am E2E Prüfplatz	34
Abbildung 14: Anzahl der erstellten Testfälle (Use Case abhängig) für den E2E Prüfplatz	34
Abbildung 15: Anzahl der Fehler pro Komponente entdeckt am E2E Prüfplatz.....	35
Abbildung 16: Fehlerabbaukurve am E2E Prüfplatz im Projektverlauf	36
Abbildung 17: Konzeptvergleich DC- vs. AC-Rückspeisekonzept	39
Abbildung 18: Alterungsmechanismen durch bidirektionales Laden	42
Abbildung 19: Grundlagen zur Erstellung einer optimierten BDL-Betriebsstrategie...	42
Abbildung 20: 3-stufige Topologie für bidirektionalen Betrieb zwischen Netz und Fahrzeug	43
Abbildung 21: Fertiges EVSE-Gehäuse und interne Ansichten der Leistungselektronik	44
Abbildung 22: Verstellung des Leistungsflusses von maximal Entladen nach maximal Laden (links) und umgekehrt (rechts)	45
Abbildung 23: Verlauf des Wirkungsgrades der Wallbox für Entladen (linker Teil) und Laden (rechter Teil)	45
Abbildung 24: Bidirektionale EVSE mit ihren Kommunikationsschnittstellen im System	46
Abbildung 25: Funktionstestplatz für BDL-Wallbox, hier mit BiDi-fähigem BMW I3 ...	49
Abbildung 26: Kopf der EU-Konformitätserklärung („CE-Erklärung“) für die BDL-Wallbox.....	50
Abbildung 27: Bewertung des Profits (Erlöse abzüglich Kosten) von bidirektionalen Elektrofahrzeugen aus Akteurssicht	54
Abbildung 28: Installierte Leistung erneuerbarer Energien, thermischer Kraftwerke und installierte Speicherkapazität mobiler und stationärer Speicher für die Jahre 2030 bis 2050 für die beiden Szenarien Ref und BDL	55
Abbildung 29: Negatives (a) und positives (b) Engpassmanagement pro Netzknoten aufgeteilt auf verschiedene Technologien für den BCM-Netzlauf	57
Abbildung 30: Energiebedarf nach Verbrauchsarten und installierte Leistungen der Flexibilitätsoptionen je Hausanschluss (nach)	59
Abbildung 31: Übersicht der Netze mit Ausbaubedarf in den unterschiedlichen Use Cases für die bidirektionalen Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher im Jahr 2040. .	60
Abbildung 32: Durchschnittliche wöchentliche Ladeleitung aller E-PKW.....	64

Abbildung 33: Räumliche Verteilung des durchschnittlichen EE-Anteils und der Gesamtladekosten (GLK) im Jahr 2040	65
Abbildung 34: Schematische Darstellung des agentenbasierten Simulationsmodells PowerACE	66
Abbildung 35: Jährliche Durchschnittsstrompreise im Szenario mit direktem ungesteuerten und V2G gesteuerten Laden	67
Abbildung 36: Exemplarischer Lastgang bidirektionaler Elektrofahrzeuge und Einspeisung Erneuerbarer Energien	68
Abbildung 37: Marktbedingte Abregelungen von EE-Energie (links) und Ladekosten (rechts) im Szenario mit direktem ungesteuerten und V2G gesteuerten Laden	69
Abbildung 38: Kraftwerkeinvestitionen im Szenario mit direktem ungesteuerten und V2G gesteuerten Laden	69
Abbildung 39: Systemarchitektur für die Zielgruppe „Privatkunden“	70
Abbildung 40: „My BMW“ – App: Lade-Grundfunktionen.....	71
Abbildung 41: „BiLi-App“ App Dashboard: Erster Berührungspunkt und Zentrale.	72
Abbildung 42: Interaktion in der "BiLi-App" – Sofortladen	72
Abbildung 43: Interaktion in der „BiLi-App“ – Ladezieldaten	73
Abbildung 44: Ladehistorie in der finalen Version	74
Abbildung 45: Anforderungen zur Weiterentwicklung von BDL-Apps.....	75
Abbildung 46: Mögliche Strategien zur Erfüllung der Kundenanforderungen	75
Abbildung 47: Datenaustausch und Standardisierungsbedarf heute und zukünftig ...	76
Abbildung 48: Überblick der Erhebungen im Pilotbetrieb	85
Abbildung 49: Verbund- und Forschungspartner, Bewertung von Anwendungsfelder über dem unmittelbaren BDL-Projektfokus hinaus	88
Abbildung 50: Übersicht Next Kraftwerke als Energielieferant	89
Abbildung 51: Prozess der Strombelieferung im Rahmen des Pilotbetriebs	90
Abbildung 52: Anzahl der Teilnehmer je Use Case im zeitlichen Verlauf des Feldtests	91
Abbildung 53: Supportprozess mit Ablaufplan Supportkaskade zwischen 1.LS. (Problem) / 2.LS (Fehler nachstellen, Analyse) / 3.LS (Technischer Problemlösung entwickeln).....	92
Abbildung 54: Kundenbeanstandungen im Pilotbetrieb	92

Abbildung 55: BDL-Innenmessschrank. Umsetzung des im Projekt erarbeiteten Mess- und Zählerkonzepts für den Pilotbetrieb.	95
Abbildung 56: Schematische Integration des iMSys in die Gesamtarchitektur.	96
Abbildung 57: Übersicht - Mögliche iMSys-Anwendungsfälle.	97
Abbildung 58. Beispielauszug aus der Konkretisierung von Tarifierungsfällen durch Praxisbeispiele aus dem BDL-Projekt.	102
Abbildung 59: Übersicht verschiedener Messauflösungen für Markt- und Netzprozesse mit Richtlinienzuordnung.	103
Abbildung 60: Visualisierung der Messdatenankunft im Backend von 15 OBIS-Kennzahlen mit einem Intervall von 5 Sekunden.	106
Abbildung 61: Datenlücken der Messdaten mit einer zeitlichen Auflösung von 60 Sekunden im Zeitraum vom 27.01.2022 bis 30.06.2022 in Prozent, 0 % entspricht keinen Datenlücken.	107
Abbildung 62: Datenlücken der Messdaten des Pilotkunden 178149 im August mit einer zeitlichen Auflösung von 30 Sekunden und im Mai mit einer zeitlichen Auflösung von 60 Sekunden in Prozent, 0 % entspricht keinen Datenlücken.	108
Abbildung 63: Sankey Diagramm mit der Visualisierung von nicht ausgeführten Vorgaben und den fehlerhaften Prozessen.	109
Abbildung 64: Dauer der Prozessschritte für präventive Vorgaben, wobei der Kommunikationskanal auf- und abgebaut wird.	110
Abbildung 65: Architekturvorschlag - Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene via intelligentem Messsystem. Gestrichelte Linien zeigen eine funktionale Kopplung. ...	112
Abbildung 66: 1 Sek. Spannungsänderungen (oben), 1 Sek. Wirkleistungswerte (unten) am Hausanschluss.	115
Abbildung 67: Software Komponenten für die EEBUS Kommunikation.	117
Abbildung 68: Schematischer Lösungsansatz.	118
Abbildung 69: Anwendungsfall: Teilflexibler Verbraucher.	119
Abbildung 70: Anwendungsfall: Vollflexibler Verbraucher.	120
Abbildung 71: Übersicht Use Cases.	124
Abbildung 72: Funktion PV Use Case.	125
Abbildung 73: Methodik Einsparmöglichkeit.	125
Abbildung 74: Benötigte Komponenten für PV Use Case.	126
Abbildung 75: Einsparung pro Kunde.	128

Abbildung 76: Vergleich Einsparpotenziale PV Use Case.....	129
Abbildung 77: Wirkungsgrad beim Laden und Entladen.....	130
Abbildung 78: Grundsätzlicher Aufbau Ersatzstromversorgung	135
Abbildung 79: Aufbau Ersatzstromversorgung mit Zentral-Wechselrichter	136
Abbildung 80: Aufbau Ersatzstromversorgung mit Einzelwechselrichtern	137
Abbildung 81: Anforderungen an HEMS.....	137
Abbildung 82: Verknüpfung der Pilotkunden mit energiewirtschaftlichen Prozessen durch die Kernelemente – Pooling-System, Energievertrag, SMGW/iMSys	139
Abbildung 83: Hohe Lade- und Entladeleistungen des Use Cases ermöglichen einen hohen Wirkungsgrad	140
Abbildung 84: Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte stellen bidirektionales Laden deutlich schlechter als vergleichbare Speichertechnologien .	141
Abbildung 85: Im Handel erzielte Erlöse waren im Projekt kleiner als die durch den Energiefluss verursachten Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte	142
Abbildung 86: Vereinfachter Prozess zur Erbringung von Primärregelleistung aus dezentralen technischen Einheiten.....	144
Abbildung 87: Einordnung Use Case Primärregelleistung in die BDL-Systemarchitektur bzw. übergeordneten energiewirtschaftlichen Prozesse zur Erbringung von Primärregelleistung	145
Abbildung 88: Doppelhöckerkurve im Laborbetrieb für Use Case Primärregelleistung	146
Abbildung 89: Messpunkte für Versuchsaufbau Use Case Primärregelleistung	146
Abbildung 90: PRL-Erbringung unter betrieblichen Bedingungen für verschiedene zeitliche Auflösungen	148
Abbildung 91: Integration der Equigy-Crowd Balancing Platform in die Gesamtsystemarchitektur.....	152
Abbildung 92: Unterschiedliche Rollen in der CBP-Architektur	153
Abbildung 93: Einbindung der comax-Plattform an die Crowd Balancing Platform..	154
Abbildung 94: Übergeordneter Prozessablauf für Use Case Redispatch (FD Owner = Nutzer:in Elektrofahrzeug)	156
Abbildung 95: Übersicht BDL-Redispatch-Pilotbetrieb in der Netzregion Oberbayern (OBY).....	156
Abbildung 96: Redispatch-Abrufe und-Erbringung im BDL-Pilotbetrieb.....	157

Abbildung 97: Pilotkundeninstallation im UseCase V2B Peak Shaving	158
Abbildung 98: Auswirkungen und Mehrwerte intelligent, bidirektional ladender EV-Flotten auf die Netzanschlussleistung einer Liegenschaft	159
Abbildung 99: Messwerte einer durch bidirektionales Lademanagement erfolgreich reduzierten Lastspitze	160
Abbildung 100: Zwei der fünf installierten Wallboxen in der Tiefgarage Regensburg im Installationszeitraum.	161
Abbildung 101: CO2-orientierte Lade-/Entladebetriebsstrategie	162
Abbildung 102: Übersicht fFE-Energiesystemmodell ISAaR.....	163
Abbildung 103: Vergleich der Stromspeicherkapazitäten in den Szenarien 1st2nd (links) und allST (rechts) für das Jahr 2050 je europäischen Land	165
Abbildung 104: Einfluss der Ladestrategien auf die betriebsbedingten LCA-Emissionen des Fahrzeugs	166
Abbildung 105: Einfluss auf den ökologischen „Break-Even“ von Elektrofahrzeugen gegenüber konventionellen Fahrzeugen je Ladestrategie	168
Abbildung 106: Architektur für die den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung mit Nulllastregelung mit iMSys.	169
Abbildung 107: Beispielauszug der Testdaten bei einer Messwertabfrage des Zähler auf 1-Sekunden-Basis mit SMGW-1.	169
Abbildung 108: 1 Sek. Führungswerte mit SMGW der Generation 1, bei Laständerungen alle 5 und 10 Sekunden.....	171
Abbildung 109: Beispielauszug der Testdaten bei einer Messwertabfrage des Zähler auf 1-Sekunden-Basis mit SMGW-2.	172
Abbildung 110: 1 Sek. Führungswerte mit SMGW der Generation 2, bei Laständerungen alle 5 und 10 Sekunden.....	173
Abbildung 111: Schematische Architektur zur Umsetzung von LPC via SMGW und POEN via CLS-Kanal.....	174
Abbildung 112: Leistungsvorgaben in Bezug auf Bezug und Einspeisung, als Einzelwerte oder kombiniert (min. & max.).	175
Abbildung 113: Ende-zu-Ende Laufzeit des Versands von LPC-Schaltheftungen bis Anpassung der Bezugsleistung sowie Darstellung der durchschnittlichen Laufzeit.	176
Abbildung 114: Ende-zu-Ende Laufzeit von POEN-Steuersignalen bei einer Versandrate von 30 Sekunden (Bezug).....	177

Abbildung 115: Beispieldarstellung von Reaktionen auf Schaltprozesse mit den Schaltvorgaben 2000, 5000 und 8000 Watt über mehrere Stunden.....	178
Abbildung 116: Ende-zu-Ende Laufzeit des Versands von LPC-Schalthelementen des SMGW-2 bis Anpassung der Bezugsleistung sowie Darstellung der durchschnittlichen Laufzeit.....	179
Abbildung 117: Schematischer Kommunikationsablauf für den Anwendungsfall Mitarbeiterladen zuhause.	180
Abbildung 118: Q(U) Regelung gemäß VDE-AR-N 4105.....	182
Abbildung 119: Spannungsanhebung und -absenkung am Trafo über mehrere Tage.	183
Abbildung 120: Blindleistungsbereitstellung bei Ladevorgängen durch die Wallbox. X-Achse zeigt die Spannung	184
Abbildung 121: Zeitliche Darstellung der Abweichung der Messdaten, welche nicht exakt im 30ig Sekundenraster übermittelt wurden.	187
Abbildung 122: Ablaufdiagramm zum Abruf von statischen und dynamischen Parametern einer Liegenschaft.	188
Abbildung 123: Topologieausprägung „netzdienliches Laden per EMS“ [2 – VDE FNN].	189
Abbildung 124: Datenübermittlung über zweite WAN-Verbindung vom Serviceprovider zum EMS.....	191
Abbildung 125: Datenübermittlung via CLS-Kanal von einem aEMT das EMS.....	192
Abbildung 126: Datenweiterleitung über das SMGW an das EMS.	193
Abbildung 127: Die fünf Hauptziele des BDL-Projekts	194

18.Literaturverzeichnis

- Lieven, T., Mühlmeier, S., Henkel, S., & Waller, J. F. (2011). Who Will Buy Electric Cars? An Empirical Study in Germany. *Transportation Research Part D*, 16(3), 236–243. doi:10.1016/j.trd.2010.12.001
- Egbue, O., & Long, S. (2012). Barriers to Widespread Adoption of Electric Vehicles: An Analysis of Consumer Attitudes and Perceptions. *Energy Policy*, 48, 717–729. doi:10.1016/j.enpol.2012.06.009
- Wiedmann, K.-P., Hennigs, N., Pankalla, L., Kassubek, M., & Seegebarth, B. (2011). Adoption Barriers and Resistance to Sustainable Solutions in the Automotive Sector. *Journal of Business Research*, 64(11), 1201–1206. doi:10.1016/j.jbusres.2011.06.023

Hinz, O., Schlereth, C., & Zhou, W. (2015). Fostering the Adoption of Electric Vehicles by Providing Complementary Mobility Services: A Two-Step Approach Using Best-Worst Scaling and Dual Response. *Journal of Business Economics*, 85(8), 921–951. doi:10.1007/s11573-015-0765-5

Selzer, V. L., & Moser, S. (2017). Abbau kundenseitiger Barrieren gegenüber Elektromobilität durch das Angebot von Zusatzdienstleistungen. In: Forschungsinstitut für innovative Arbeitsgestaltung und Prävention e.V. (Eds.), *Elektromobil durch die Zukunft - Zukunftsszenarien und neue Dienstleistungen für die Elektromobilität 2030*. Gelsenkirchen.

Everoze Partners Ltd (05.11.2018). V2G Global Roadtrip: Around the world in 50 projects. Online verfügbar unter: <https://www.evconsult.nl/wp-content/uploads/2018/10/Final-Report-UKPN001-S-01-I-V2G-global-review.pdf>. Zuletzt besucht: 31.01.2019.

Sovacool, B., Noel, L., Axsen, J., & Kempton, W. (2018). The neglected social dimensions to a vehicle-to-grid (V2G) transition: a critical and systematic review. *Environ. Res. Lett.* 13 013001. doi:10.1088/1748-9326/aa9c6d

Kern, Timo et al.: Integrating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles into the Electricity Markets. In: *Energies* 2020, 13(21), 5812; Basel: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2020. <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/21/5812>

Kern, Timo et al.: Revenue opportunities by integrating combined vehicle-to-home and vehicle-to-grid applications in smart homes. In: *Applied Energy online*. München: FfE München, 2021. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921014586>

Fattler, Steffen: Economic and Environmental Assessment of Electric Vehicle Charging Strategies. Dissertation. Herausgegeben durch die TU München, geprüft von Wagner, Ulrich und Wietschel, Martin: München, 2021. <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1601943/1601943.pdf>

Kern: Assessment of the Added Value of Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles for the User and the Energy System. Eingereichte Dissertation. Herausgegeben durch TU München (TUM): München, 2022

Dossow, Patrick et al.: Profitability of V2X Under Uncertainty: Relevant Influencing Factors and Implications for Future Business Models. In: *Energy Reports (Special Chapter of ICEEEP Proceedings)*. München: FfE, 2022. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722022594>

Kern, Timo et al.: Modeling and Evaluating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles in the Future European Energy System. In: *Energy Reports ICACER 2022 conference proceedings*. Amsterdam: FfE München, 2022. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722022120?via%3Dihub>

Kern, Timo; Wendlinger, Christian: Added Value of Providing Transmission Grid Congestion Management via Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2022. DOI: 10.1109/EEM54602.2022.9921051 <https://ieeexplore.ieee.org/document/9921051>

M. Müller: Netzintegration dezentraler Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf ausgewählte Anwendungsfälle für bidirektionale Elektrofahrzeuge. Eingereichte Dissertation. Herausgegeben durch TU München (TUM): München, 2022.

Y. Schulze et al.: Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe. In: 12. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2021.

M. Müller, Y. Blume, J. Reinhard: Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load. In: *Energy* 255, 124537. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124537>

M. Müller: Netzintegration dezentraler Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf ausgewählte Anwendungsfälle für bidirektionale Elektrofahrzeuge. Eingereichte Dissertation. Herausgegeben durch TU München (TUM): München, 2022.

Deutsche Energie-Agentur GmbH, Hg., „dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“, Berlin, 11. Dez. 2012. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf

M. Müller, Y. Blume, J. Reinhard: „Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load“, *Energy*, Jg. 255, S. 124537, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.124537.

Y. Schulze, N. Jooß, M. Müller: „Netzbelastungen durch optimal am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge“ in *Zukünftige Stromnetze*, 2022

T. Kern, S. Kigle: „Modeling and Evaluating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles in the Future European Energy System“, *Proceedings ICACER 2022*

Y. Blume, et al.: Effects of variable grid fees on distribution grids with optimized bidirectional battery electric vehicles . In: 6th Grid Service Markets Symposium (GSM); Luzern: Hochschule Luzern, 2022.

M. Müller: Avoiding low-voltage grid overloads through curative grid operator intervention with focus on electric vehicles. In: 6th E-Mobility Power System Integration Symposium. The Hague: FfE, 2022

Ried, S. (2021). Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Verteilnetzen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien - Ein Beitrag zur Kopplung von Elektrizitäts- und Verkehrssektor. DOI: 10.5445/IR/1000130549

Kämpfe, B., Zimmermann, J., Dreibusch, M., Grimm, A. L., Schumann, J. H., Naujoks, F., Keinath, A., & Krems, J. (2022). Preferences and Perceptions of Bidirectional Charging from a Customer's Perspective—A Literature Review and Qualitative Approach. *Electrified Mobility* 2019, 177-191

Dreibusch, M., Kellerer, F., Preuß, S., Scherrer, A. (2020). Sicht der Nutzer:innen. Anreizwirkungen und Restriktionen. In TÜV Rheinland Consulting GmbH (Hrsg.). *Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisreize. Anwendungsbeispiele und Handlungsbedarf*. <https://www.iit-berlin.de/publikation/gesteuertes-laden-von-elektrofahrzeugen-ueber-preisanreize/>

Dreibusch Marina, Mang Stefan, Ried Sabrina, Kellerer Franziska, Pfab Xaver (2020). Regulierung des netzdienlichen Ladens aus der Nutzerperspektive. *ATZelextronik* (11) 2020, 72-77

Baumgartner, N., Kellerer, F., Dreibusch, M., Mang, S., Ruppert, M., Fichtner, W. (2022). Persisting barriers in the context of vehicle to grid: exploring the role of minimum security range based on consumer experience. 5th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2021). Hybride Konferenz, 77–83, Institution of Engineering and Technology (IET). doi:10.1049/icp.2021.2508

Kellerer, F., Zimmermann, J., Hirsch, S., Mang, S., (2022). Creating and sustaining user engagement in bidirectional charging. 16th International MTZ Congress Powertrains and Energy Systems of Tomorrow 2022, Berlin, Germany

Baumgartner, N., Kellerer, F., Ruppert, M., Hirsch, S., Mang, S., & Fichtner, W. (2022). Does experience matter? Assessing user motivations to accept a vehicle-to-grid charging tariff. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 113, 103528.

Kellerer, F., Zimmermann, J., Hirsch, S., Mang, S., (2022). Creating and sustaining user engagement in bidirectional charging. 16th International MTZ Congress Powertrains and Energy Systems of Tomorrow 2022, Berlin, Germany.

Zimmermann, J., & Kämpfe, B. (2021). Gamifying Sustainable Energy Behavior in Bidirectional Charging. 12. Tagung der DGPs-Fachgruppen Arbeits-, Organisations- und Wirtschaftspsychologie sowie Ingenieurspsychologie, Chemnitz, Germany, 22-24.09.2021. (online)