

## Schlussbericht

## Berichtszeitraum

01.10.2012 – 30.06.2015

## Verbundkoordinator

BELECTRIC GmbH

## Verbundpartner:

BELECTRIC Drive GmbH, Kitzingen  
Elektrizitätswerk Mainbernheim GmbH, Mainbernheim  
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg  
KISTERS AG, Gröbenzell  
Hochschule Zittau-Görlitz, Zittau, Görlitz  
Lemonage Software GmbH, Dresden

## Ansprechpartner

Annika Henning  
BELECTRIC GmbH, Abteilung Forschung und Entwicklung  
Zweigstelle Dresden  
Industriestr. 65, 01129 Dresden  
Tel: 0351 – 811 296 1014  
Fax: 0351 – 811 296 9999

Dresden, 14.01.2016

# Inhalt

Schlussbericht .....	1
Berichtszeitraum .....	1
Verbundkoordinator .....	1
Verbundpartner: .....	1
Ansprechpartner .....	1
1 Einleitung .....	4
2 Darstellung der durchgeführten Arbeiten und Aufzählung der wichtigsten wissenschaftlich-technischen Ergebnisse und anderer wesentlicher Ereignisse .....	5
AP 100 Die Entwicklung der intelligenten Ladeinfrastruktur .....	6
AP 110 Lokales Lastmanagement-System (LLM) .....	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
AP 111 Master-Slave Kommunikationsschicht .....	6
AP 112 Hardware Master-Slave-System .....	6
AP 112 A Entwicklung Software Master-Slave-System .....	12
AP 113 Alternative Kommunikationsprotokolle/ Beteiligung an Standardisierungen .....	14
AP 114 Mensch-Maschine-Interface .....	15
AP 121 Ein-Ausschaltregelung .....	17
AP 122 Mode-3-Ladereglung .....	20
AP 123 Entwicklung Schnellladegerät .....	24
AP 130 Führungskonzept LLM .....	26
AP 141 Algorithmen zur Lastoptimierung .....	30
AP 142 Lastgangsteuerung zur Eigenverbrauchsoptimierung .....	31
AP 151 Potenzialstudie zur Ladeboxanbindung .....	33
AP 152 Anbindungskonzept .....	36
AP 153 Smart Home spezifische Ladeclusterregelung .....	40
AP 154 Implementierung des Anbindungskonzeptes auf der Ladebox .....	41
AP 155 Implementierung des Anbindungskonzeptes .....	46
AP 156 Ergebnisanalyse .....	47
AP 161 Aufbau Solarcarport .....	47
AP 162 Lastgangsteuerung für Solarcarport .....	52
AP 163 Realisierung Smart Home .....	54
AP 170 Nutzwertanalyse Solarer Leistungsunterstützung .....	56
AP 200 regeltechnische Voraussetzungen auf Netzbetreiber-Ebene .....	59
AP 211 ProCoS für Netzbetreiber .....	59
AP 212 ProCoS für EVU .....	59

AP 213 ProCoS MRM-Modul Regelenergieschnittstelle.....	61
AP 220 Machbarkeitsanalyse Rückspeisung .....	62
AP 300 Entwicklung von Geschäftsmodellen unter Einbeziehung von ökologischen Aspekten wie gesteuertem Laden und Bereitstellung von Energiedienstleistungen .....	64
AP 310 Energiekundenwechsel an Tankstellen.....	64
AP 321 Eigennetzbetankung .....	65
AP 322 Fremdbetankung.....	69
AP 330 Schnittstellen zu vorhandenen ERP-Systemen .....	71
AP 340 Fahrstromtarif für Endkunden .....	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
AP 340 Fahrstromtarif für Endkunden .....	77
AP 351 Tariferweiterung LLM.....	82
AP 352 Tariferweiterung Netzdienstleistung .....	84
AP 353 Tariferweiterung EEG-Strom nach Eigenverbrauchsregelung .....	87
AP 361 Vergütungsmodell Bilanzkreisregelung .....	91
AP 362 Vergütungsmodell gepoolte Regelenergie.....	92
AP 370 Kostensenkung Service/Wartung.....	93
AP 380 Zusammenarbeit mit TU Dresden.....	96
3 Auswertung .....	97
Literaturverzeichnis.....	99

## 1 Einleitung

Das INTELLAN-Konsortium freut sich, mit diesem Abschlussbericht einen Überblick über die dreijährige Entwicklungsarbeit gewähren zu können. Im Fokus der durchgeführten Arbeiten dieses Verbundprojektes steht die Koppelung der Elektromobilität mit regenerativen Energiequellen und deren Netzintegration. Dazu wurden Steuerungselektronik und Softwareoptimierer entwickelt, um neue Geschäftsmodelle für die Betreiber von Ladeinfrastruktur zu ermöglichen.

Aus förderpolitischer Perspektive hat sich innerhalb der INTELLAN-Projektlaufzeit gezeigt, dass sich der Markthochlauf für die Elektromobilität in Deutschland weiter verzögert. Für den Klimaschutz spielt die Elektrifizierung der Antriebe aber weltweit eine immer wichtigere Rolle, da der CO<sub>2</sub>-Ausstoß in diesem Verkehrssektor zunimmt. In den Ländern Nordeuropas, den USA und China wird Elektromobilität deutlicher gefördert. Dort liegt der Anteil zugelassener Elektrofahrzeuge schon signifikant höher.

Auch wenn der deutsche Markt für Elektrofahrzeuge verzögert startet, werden Technologien zur Kostensenkung – auch auf der Infrastrukturseite – benötigt. Intelligente Ladesysteme, die die Netzintegration der Fahrzeugbatterie und damit die Koppelung mit regenerativen Energiequellen ermöglichen, werden weltweit eine wichtige Rolle spielen. Lastspitzen im Stromnetz und die Notwendigkeit eines Netzausbaus lassen sich damit vermeiden.

Nach Abschluss des INTELLAN-Projektes steht nun eine neue Generation intelligenter Ladesysteme zur Verfügung, die ein breites Spektrum an Anwendungen ermöglicht und hohe Schnittstellen-Flexibilität für die Weiterentwicklung mitbringt. Diese Ergebnisse können auch in weiteren Entwicklungsprojekten genutzt werden, um beispielsweise die entstehenden Anwendungsfälle weiter zu erforschen.

## Zusammenfassung der Projektergebnisse

- Entwicklung einer intelligenten Steuerplatine für die Ladebox, die ein Betrieb im Ladecluster als Master/Slave ermöglicht und Lademanagement durchführen kann;
- Umfangreiche Softwareentwicklung unter Beachtung der Kommunikationsstandards im Bereich der Elektromobilität:
  - Betriebssystem der Ladebox, inkl. Treiberkomponenten für externe Hardware
  - Applikationen zur Steuerung der Abläufe innerhalb der Ladebox
  - Steuerung eines Verbundes (Ladecluster) von Ladestationen mit Anbindung an ein Energiemanagementsystem
  - Anbindung eines Backendsystems an ERP-Systemen zur Weitergabe von Abrechnungsdaten
  - Konzepte zur Übermittlung von Regelenergie
  -
- Untersuchung der Kopplung erneuerbarer Energien an die Elektromobilität für Verbraucher, Umsetzung der Kopplung an einem Solarcarport mit Batteriespeicher;
- Durchführung einer Potentialanalyse des Mehrwerts einer Anbindung von Ladeinfrastruktursystemen an ein Heimenergiemanagementsystem (HEMS) eines Privathaushaltes und Entwicklung eines Anbindungskonzeptes ,
- Entwurf und Implementierung eines Optimierungsalgorithmus zur Planung von Ladevorgängen unter der Beachtung verfügbarer Energiequellen
- Erweiterung und Einbindung des Energiemanagementsystems HEMS vom Fraunhofer ISE
- Entwurf und Implementierung einer Erweiterung des Protokolls IEC61850 zur Übermittlung Ladefahrplänen vom Energiemanagementsystem an die Steuerungseinheit eines Ladeclusters
- Anbindung eines V3-Ladecluster an das Energiemanagementsystem HEMS an ein gewerbliches System am Beispiel des Innoparks Kitzingen als Demonstrationssystem;
- Erarbeitung eines Konzeptes für kilowattstundenscharfe Abrechnung von Fahrstrom, rechtliche Erörterung und Verifikation durch Erstellung von Kundenrechnungen in einem standardisierten Abrechnungsprogramm eines Stromlieferanten
- Rechtliche und praxisbezogene Erörterung von regelbaren Ladeclustern für verschiedene Anwendungen wie Stromtarifsysteme, Anwendungen für Netzbetreiber, Regelenergiemarkt
- Entwicklung von wirtschaftlichen Eigenverbrauchssystemen und Kopplung von lokaler PV Stromnutzung mit Elektromobilität als Gesamtkonzept
- Entwicklung von Kalkulationsgrundlagen für Geschäftsmodelle im Bereich intelligenter Ladesysteme zur Betrachtungen von Gesamtkosten-Modellen unter Berücksichtigung von Lastmanagement-Vorteilen bei E-Fahrzeugflotten inkl. Eigenstromerzeugung
- Untersuchung von Zugangs- und Bezahlmethoden an Ladesystemen auf ihre Nutzerakzeptanz mit dem Fokus Ad-hoc-Nutzung und barrierefreier Zugang
- Entwicklung und Tests von Fahrstromtarife für Endkunden und LLM-Tarif-Berechnung
- Herausarbeitung von Kostensenkungspotentialen für die entwickelten Technologien
- Erarbeitung und Beteiligung an Abstimmungsprozessen von Lösungsvorschlägen für gesetzeskonforme Abrechnung von Ladestrom mit den politischen Entwicklungen

## **2 Darstellung der durchgeführten Arbeiten und Aufzählung der wichtigsten wissenschaftlich-technischen Ergebnisse und anderer wesentlicher Ereignisse.**

### **AP 100 Die Entwicklung der intelligenten Ladeinfrastruktur**

Entwicklung einer intelligenten Ladeinfrastruktur (Software/Hardware), die an beliebigen Orten installierbar und problemlos zu betreiben ist, das heißt mit der die Problematik der unter Umständen. zu schwachen lokalen elektrischen Infrastruktur gelöst wird und mit der weiterhin eine optimale Integration erneuerbarer Energieerzeuger ermöglicht wird.

### **AP 111 Master-Slave Kommunikationsschicht**

Zu Beginn der Arbeiten an der Hochschule Zittau-Görlitz erfolgte die Einarbeitung in das Thema durch den Projektbearbeiter. Dazu erfolgten zuerst umfangreiche Recherchen zu existierenden Übertragungsverfahren im Allgemeinen und im Speziellen mit anschließender Analyse und Vergleich der speziellen Eigenschaften der verschiedenen Übertragungsarten. Außerdem wurden verwendbare Protokolle und deren Kombination untersucht sowie eine Recherche zur Handhabung von Vielfachzugriffen auf das Übertragungsmedium im Ethernet durchgeführt.

Aus den dabei gewonnenen Erkenntnissen wurde folgende Empfehlung für die Kommunikationsumsetzung im Master-Slave-System ausgesprochen:

- Festlegung auf Ethernet über geschirmte, paarweise verdrehte Kupferleitung in Sterntopologie als Übertragungsverfahren
- Verwendung der Protokolle TCP, IP und SSL/TLS
- Management von Vielfachzugriffen durch CSMA/CD.

Ein Labornachbau der verschiedenen Übertragungsarten fand nicht statt, da die meisten Techniken auf Grund ihrer speziellen Eigenschaften bereits ausgeschlossen werden konnten. Ethernet ist bereits gut dokumentiert und standardisiert, so dass genau bekannt ist, wie ein solches Netz aufzubauen ist und wie es arbeitet bzw. reagiert. Für eine eventuell einsetzbare Powerline-Kommunikation bringt ein Laboraufbau ebenfalls keinen Mehrwert, da sich jede Veränderung am Aufbau sofort auf Abstrahl- und Übertragungsverhalten auswirkt.

### **AP 112 Hardware Master-Slave-System**

Belectric, Lemonage und die Hochschule Zittau/Görlitz entwickelten gemeinsam eine Ladeinfrastruktur, die in der Lage ist, die Kommunikation zwischen mehreren Ladepunkten („Mutter-Kind-System“/„Master-Slave-System“) dem Nutzer sowie Abrechnungs- und Steuerungssystemen zu ermöglichen. Hierzu erstellte BELECTRIC Drive im Rahmen des APs 112 das Lastenheft für die Arbeiten der Belectric und der Lemonage. Dazu führte BELECTRIC Drive eine Marktforschung und Bedarfserfassung durch. Im ersten Schritt wurden hierzu die Anforderungen an Master-Slave-Anwendungen durch Befragung der potentiellen Betreiber und Nutzer von Ladeinfrastruktur bestimmt und unter Berücksichtigung spezifischer Standortfaktoren weiter konkretisiert. An den identifizierten Standorten, an denen das Laden mehrerer Elektrofahrzeuge in Frage kommt (z.B. Firmenparkplatz, Tiefgarage, P&R-Parkplätze), wurden die jeweiligen Ansprüche an die Mechanik und Elektrik, die Nutzerschnittstelle, das Kommunikationsmodul und die Steuereinheit der Ladepunkte spezifiziert. Aus diesen Erkenntnissen konnte der Aufbau und die Grundfunktionalität der benötigten Ladeinfrastruktur abgeleitet werden.

Die wichtigste Anforderung von Ladeboxbetreibern und Nutzern ist die sichere und stabile Ladung aller am Markt befindlichen Elektrofahrzeug-Modelle. Dazu waren auch umfassende Einzeltests und Analysen der verfügbaren Fahrzeugmodelle notwendig geworden, nachdem sich in Nutzertests Ladeabbrüche gehäuft hatten und erhebliche Unterschiede bei den Fahrzeugen hinsichtlich Ladeleistung, Ladeverhalten und Einhaltung der

Normen festgestellt wurden. Auch normabweichendes Verhalten der jeweiligen Fahrzeugtypen bei der dynamischen Anpassung der Ladeleistung als Kernfunktion des Lastmanagements wurde getestet und mit Hilfe der Projektpartner ausgewertet. In einem iterativen Prozess wurden aus den gesammelten Erkenntnissen und Anforderungen – in Diskussionen mit den jeweiligen Entwicklergruppen – die Lastenhefte weiterentwickelt. Da im Bereich der Elektromobilität ständig neue Anforderungen von Fahrzeug-, Betreiber- und Nutzerseite hinzukommen, ist eine Definition der Lastenhefte für Ladeinfrastruktur ein fortlaufender Prozess mit erhöhten Aufwänden auf allen Ebenen. Um diese Flexibilität abzubilden, wurde auf Softwareebene der sogenannte SCRUM-Prozess eingeführt.

Bei der Eruiierung der Anforderungen an Master-Slave-Systeme brachte die fokussierte Betrachtung einzelner Betreibergruppen wichtige Erkenntnisse. So sehen Parkhausbetreiber beispielsweise die Herausforderung, dass in über 90% der Parkhäuser kein ausreichender GSM-Empfang verfügbar ist. Als Konsequenz ist an diesen Standorten die kabelgebundene Koppelung der Ladepunkte sowie die Kommunikation mit vorhandenen Parkraumbewirtschaftungssystemen eine zentrale Anforderung, um die Abrechnung und Steuerung der Ladepunkte zu gewährleisten.

Dank der Analyse spezifischer Betreiber und Standorte konnten Bauteile der Ladeinfrastruktur identifiziert werden, die in Master-Slave-Systemen eingespart werden können. Es hat sich gezeigt, dass die Kosten pro Ladepunkt bis zu 30% gesenkt werden können, wenn ein Master die entsprechende Kommunikation und Freischaltung für alle Ladepunkte übernimmt<sup>1</sup>. Dieser Kostenvorteil steigt mit der Anzahl der Ladepunkte an einem Ort. Es lassen sich dabei zwei Arten von Master-Slave-Systemen unterscheiden: lokale und verteilte Ladecluster. In einem lokalen Ladecluster (ein Netzanschluss mit mehreren Ladepunkten) können Kosteneinsparungen durch eine zentrale Nutzerschnittstelle realisiert werden.

Bei einem verteilten Ladecluster (mehrere Netzanschlüsse in einem lokalen Verteilnetz) sollte pro Ladesystem eine Nutzerschnittstelle vorgesehen werden, um die Nutzerfreundlichkeit zu gewährleisten. Damit ist hier nur eine geringere Kosteneinsparung realisierbar. In den meisten Referenzprojekten wurde aber festgestellt, dass der limitierende Faktor und größte Kostenblock die Netz- und Anschlusskosten für die Ladepunkte sind. Neben der Standortauswahl kann dieser Kostenblock durch Master-Slave-Systeme gesenkt werden, wenn z.B. eine Begrenzung der Ladeleistung implementiert wird. Quantitative Aussagen zu den Netzanschlusskosten können nur in enger Abstimmung mit den jeweiligen Netzbetreibern getroffen werden. Auch in anderen europäischen Ländern sind die Netz- und Anschlusskosten der limitierende Faktor und entscheiden über die realisierbaren Ladepunkte. Dies konnte in Pilotprojekten auf dem französischen Markt festgestellt werden.

Auch die Auswertung der heute verfügbaren Elektrofahrzeuge ergibt kein klares Bild. Während die dreiphasige AC-Ladung von französischen E-Fahrzeugherstellern umgesetzt wird, favorisieren deutsche Automobilhersteller zurzeit die einphasige AC-Ladung sowie die DC-Gleichstromschnellladung. Für die DC-Technologie konkurrieren jedoch mehrere Standards aus Europa, Japan und den USA (CCS, CHAdeMO, TESLA). Damit wird die finale Definition der Anforderungen für Ladeinfrastruktur erheblich erschwert.

Aufbauend auf den Anforderungen von BELECTRIC Drive entwarf die **BELECTRIC** die physische Steuerplatine. Anhand des Lastenheftes wurde als erstes ein Schaltplan erstellt. Dieser berücksichtigt die Ansprüche an die Modularität, die es erlaubt, die Steuerplatine in den verschiedenen Konfigurationsmöglichkeiten der Ladebox einzusetzen. Weiterhin berücksichtigt er die empirischen Erfahrungen, die BELECTRIC Drive in den letzten Jahren mit der Implementierung der Ladestromregelung (PWM-Regelung) in den verschiedenen Elektrofahrzeuge gesammelt hat. Die resultierenden hardwaretechnischen Anforderungen wurden entsprechend in den Schaltplan implementiert. Der Schaltplan stellt die Grundlage für alle weiteren Arbeiten an der Steuerplatine. Anhand des Schaltplanes wurden weitere notwendige Entwicklungsvorgaben, wie Anschlüsse, Platzierung der Bauelemente, Format der Leiterplatte usw. definiert. Diese Vorgaben wurden dem

---

<sup>1</sup> Das Einsparpotential der Hardware-Komponenten ist auch abhängig von der räumlichen Ausdehnung des Ladeclusters: Die Nutzer –Schnittstellen an der Ladebox (RFID, Display, etc.) können nur eingespart werden, wenn die Entfernungen zwischen den Ladepunkten nicht zu groß sind.

Layout übergeben. Zusammen mit dem Layouter wurde der Schaltplan abgenommen und in das Platinen-Layout umgesetzt. Auf Grundlage dieses entwickelten Konstruktionsdatensatzes wurden von einem Leiterplattenhersteller die ersten zehn Musterleiterplatten hergestellt und zur Bestückung weitergegeben. Die bestückten Leiterplatten wurden im Dezember 2012 fertig gestellt. Anschließend wurden diese mit den ausgewählten Bauteilen und Komponenten automatisiert bestückt. Bei der Bestückung der Platinen wurden erste Fehler im Layout ersichtlich, was eine teilweise manuelle Nachbestückung der Musterplatinen notwendig machte. Im Januar 2013 standen die ersten drei Muster der Steuerplatinen zur Verfügung.

Die Inbetriebnahme der Steuerplatine erfolgte zusammen mit Lemonage. Die Muster dienten der Durchführung intensiver elektrischer und funktionaler Tests seitens der BELECTRIC. Dabei ergaben sich weitere Verbesserungsansätze sowie Fehler ersichtlich. Die Musterplatinen wurden außerdem einer Vorab-EMV-Prüfung unterzogen. Die Tests ergaben, dass die grundsätzliche Funktionalität aus den Anforderungen des Lastenheftes erfüllt ist.

Trotz der generellen Funktionalität der Steuerplatine wurde eine Revision der Platine durchgeführt. Dies beruht vor allem auf:

- Optimierungspotenziale in Hinblick auf Größe und Formfaktor, welche bei der späteren Stückzahlenproduktion Kosten senken,
- erweiterte Anforderungen, welche sich während der Laufzeit des Projektes aus dem Lastenheft ergaben,
- sowie Fehler, welche während der Bestückung und der Durchführung von Funktionstests erkannt wurden.

Für die Revision 1 wurde der Schaltplan überarbeitet und die Änderungen ins Layout übertragen. Dabei wurde auf eine andere Technologie in der Platinenherstellung umgestellt. Die erhaltenen Musterplatinen wurden wieder funktionalen Tests unterzogen und konnten in Betrieb genommen werden. Diese Revision 1 ist die Grundlage aller aufbauenden Arbeiten an der Entwicklung der intelligenten Ladeinfrastruktur.

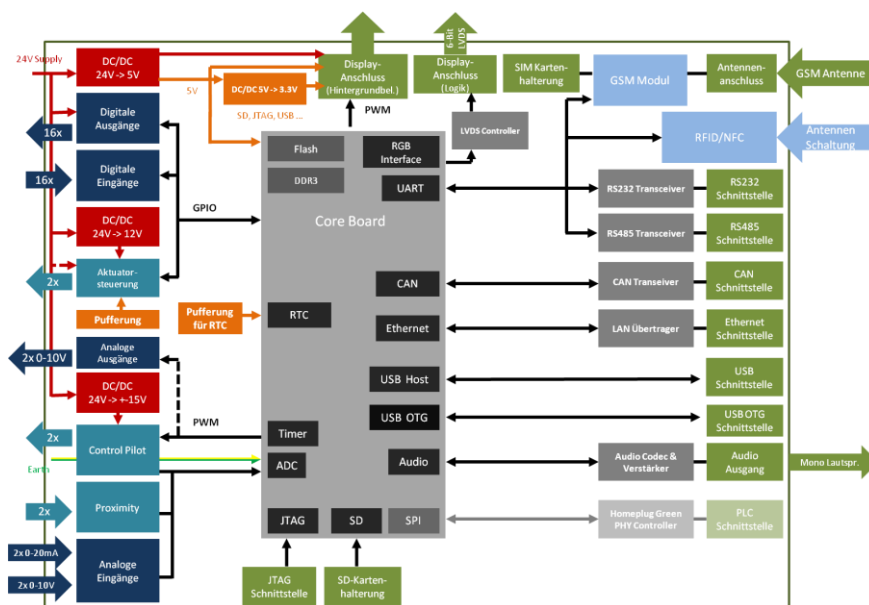


Abbildung 1: Blockschaltbild der Steuerplatine





Abbildung 2: Bild der Musterplatine Revision 1

Die besonderen Merkmale des Systems sind

- Begrenzung auf die vorhandene Anschlussleistung frei einstellbar,
- Speicherung der Energiebezüge bei Netzausfall (auch im Offline-Betrieb),
- Dynamische Regelung der Ladeleistung und Anpassung auf schwankende Erzeugung,
- Kommunikation mit mehreren Ladepunkten in „Ladeclustern“ (Master-Slave Anwendungen),
- Hardware-Voraussetzung für erweiterte Fahrzeugkommunikation via PLC (ISO15118),
- Steckerentriegelung bei Stromausfall,
- Anschluss eines Touch-Displays,
- integrierte Real-Time-Clock mit Batteriepuffer.

Die Steuerung ermöglicht neben der ladepunktgenauen Steuerung, Überwachung und Abrechnung auch lokales Lastmanagement über die gesteuerte Ladung der E-Fahrzeuge. Dazu wird neben der Fahrzeug-Ladebox-Kommunikation die sichere Verbindung zum Backend-System aufgebaut.

Darüber hinaus können Photovoltaik, Batteriespeicher und Ladeinfrastruktur über den Lastmanagement-Controller miteinander gekoppelt werden, um damit die Mobilität mit Sonnenstrom als Teil der intelligenten Energieversorgung zu realisieren.

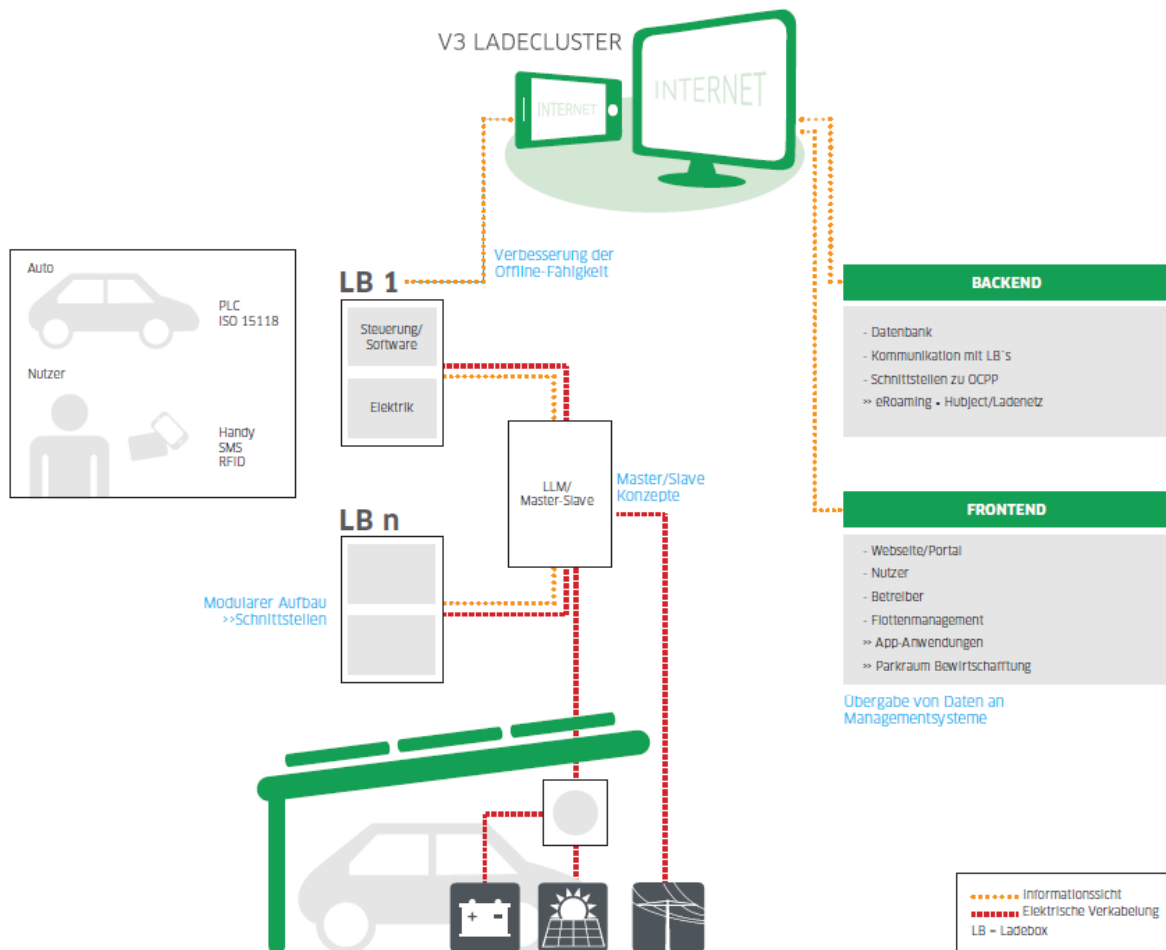


Abbildung 3: V3 Ladecluster

Im Verlauf des Jahres 2014 wurde die Platine gemäß zusätzlicher Anforderungen aus dem (sich stetig entwickelnden) Lastenheft der BEL Drive angepasst sowie Fehler behoben und generelle Verbesserungen an der Ladebox vorgenommen.

Mit Hilfe der von Lemonage entwickelten Firmware und Testsuites konnte der volle hardwareseitige Funktionsumfang der Steuerung unter Laborbedingungen durch Integration in einer BELECTRIC Drive Ladebox festgestellt werden. Der wesentliche Funktionsumfang umfasst:

- Kommunikation mit den Elektrofahrzeugen, Erkennung der Ladeleitung,
- Anforderungen der gängigen Normen für Wechselstrom-Ladestationen (IEC61851),
- Kommunikationswege über GSM/GPRS, LAN,
- Auslesen der MID-konformen Wirkenergiezähler über RS485,
- Nutzeridentifikation über RFID/NFC,
- Nutzerinterface über 7Zoll; 8,4 Zoll Touchdisplay oder 4x20 Zeichen LCD,
- Ansteuerung von Aktoren und Rücklesen von Sensoren (z. B. Schütze, Steckerverriegelung),
- Anbindung von Speichermedien (SD-Karte, USB und andere Speicher),
- Entriegelung bei Stromausfall,
- Erfassung der Temperatur.

Die teilweise langen Untersuchungszyklen über Tage hinweg, zeigen eine stabile Arbeitsweise der Hardware. Der Kommunikationsweg über PLC (ISO 15118) ist derzeit noch als Platzhalter auf der Platine vorgesehen und wurde bis dato nicht weiterführend entwickelt. Der Grund ist das geringe Marktaufkommen an Elektrofahrzeugen, die diesen Kommunikationsweg unterstützen sowie das Fehlen einer finalen Version des Protokolls.

In einem EMV-Labor wurden entwicklungsbegleitende EMV-Voruntersuchungen der ersten Revision durchgeführt. Die Ergebnisse der Störausendung zeigen ein zufriedenstellendes Ergebnis. Die Untersuchungen der Störfestigkeit wurden im Q1 2015 durchgeführt. Eine Temperaturuntersuchung der Steuerung hinsichtlich Umgebungstemperatur belegte die Funktionssicherheit für die unterschiedlichen Einsatzgebiete und erweiterte somit das Einsatzspektrum.

Die Platzierung der RFID-Antenne und des Touchdisplays wurde hinsichtlich Nutzerfreundlichkeit und dem äußeren Erscheinungsbild neu definiert. Daraus ergaben sich andere Verdrahtungswege in der Box. Da es sich bei diesen Komponenten um Hochfrequenz-Komponenten handelt, ist die Platzierung sowie die Leitungsauswahl, -führung und -länge für den sicheren Betrieb von Bedeutung. Basierend auf den Richtlinien der eingesetzten Technik und dessen Frequenzbereiche wurden die Leitungen und die Steckverbinder ausgewählt, konfektioniert und zufriedenstellend getestet.

Die Steuerplatine wurde in die Musterladeboxen verbaut. Dabei wurde sie in den daran anschließenden Entwicklungsarbeiten z.B. bei Programmierarbeiten bei der Lemonage oder im Einsatz für das Ladecluster in der Realisierung des Smart-Homes (AP 163) ausgiebig getestet.

Die Prototypen der Hardware der neuen Platinen wurden von **Lemonage** gemeinsam mit BELECTRIC hinsichtlich der Umsetzungen der Anforderungen bewertet. Der Entwicklungsprozess der von der BELECTRIC entwickelten Steuerplatine wurde vollständig von der Lemonage begleitet. In jedem Projektstadium wurde der aktuelle Hardwarestand intensiven Tests unterzogen und das für die Hardwareentwicklung notwendige Feedback generiert. Dafür wurden Test-Suiten in Form von Software entwickelt, die die rudimentäre Funktionalität und elektrische Verschaltung der Prototypen testen. Ein externes Gerät namens ViperBoard<sup>2</sup> wurde benutzt, um die Zustände von Ein- und Ausgängen sowie anderer Systemzustände der Platine auszulesen und entsprechend den Erwartungen zu validieren. Für dieses externe Gerät wurden ebenfalls Linux-Kernel-Treiber für die Module I<sup>2</sup>C (interner Kommunikationsbus), GPIO (Ein-/Ausgangssteuerung) und ADC (Analog-Digital-Umwandler) entwickelt.

Bis zur Fertigstellung der ersten Platinen sind mit den Prototypen der Platine bzw. mit Entwicklerboards folgende Softwarebestandteile entwickelt worden:

- Implementierung des Bootloaders,
- Entwicklung eines Treibers für PWM (Pulsweitenmodulation),
- Entwicklung eines Treibers für LCD (Display),
- Entwicklung eines Treibers für Flashspeicher (nichtvolatiler Speicher),
- Entwicklung eines Treibers für NFC-Chip (Near field communication),
- Einbindung des NFC Treibers in das Android-Betriebssystem,
- Inbetriebnahme des Betriebssystems Android.

Mit den ersten Platinen der Nullserie wurden EMV-Tests durchgeführt. Für diese Tests wurden spezielle Testroutinen konzeptioniert und umgesetzt.

Für den Linux Kernel ([www.kernel.org](http://www.kernel.org)) wurden folgende Treiber bereitgestellt und sind in die Hauptentwicklungslinie aufgenommen:

- mcp23s08 GPIO-Expander interrupts,
- mehrere BugFixes im DeviceTree für den am33xx Prozessor ,

---

<sup>2</sup> Ein Schnittstellen-Adapter, mit dem Systeme getestet werden können [<http://nanorivertech.com/viperboard.html>]

- Konzeptarbeit für "GPIO als belegt markieren", wenn diese als Interrupt Leitung benutzt werden,
- BugFix für einen Fehlerfall im adnp gpio Treiber,
- erste Version des sysfs interface für PWM,
- DeviceTree support für den mcp23s08 GPIO Treiber,
- Viperboard Treiber mit I<sup>2</sup>C, GPIO, und ADC-Modulen,
- BugFix für GSM-Modem MUX-Treiber.

Es wurde ein mit allen Treibern ausgestattetes Betriebssystem geschaffen, das alle auf der Steuerplatine vorhandenen Hardwarekomponenten unterstützt. Es wurde stets versucht, alle Treiberkomponenten dem Linux Kernel zuzuführen, um sicherzustellen, dass diese Komponenten auch in zukünftigen Linux-Versionen vorhanden sein werden. Damit ist die Grundlage der zukünftigen Arbeiten im AP112A mit dem Abschluss dieses APs geschaffen.

Als Ergebnis des Arbeitspaketes konnte eine den Anforderungen an Funktionalität und Betriebsbedingungen entsprechende, modulare Steuerplatine für den Einsatz in der intelligenten Ladeinfrastruktur entwickelt werden. Die Konfigurationsmöglichkeiten der Steuerung ermöglichen es, Varianten für den Einsatz in den verschiedenen Ladeboxen bereitzustellen. Die Steuerung verfügt über Schnittstellen, um mit dem Elektro-Automobil, anderen Ladeboxen, einem Ladecluster und dem Server des Ladeboxbetreibers über verschiedene Wege zu kommunizieren.

Während der Laufzeit des gemeinsamen Vorhabens entwickelte sich die Steuerplatine dahingehend, dass eine CE-Zertifizierung erreicht werden konnte. Dies beinhaltet die Prüfung Steuerplatine innerhalb der Ladebox nach IEC 61851-1, IEC 61851-22 und deren harmonisierte Normen. Eine Kleinserienreife wurde erreicht. Aus den nun zu sammelnden Erfahrungen ergeben sich Ansprüche an zukünftige Generationen, was wie allgemein bekannt ein fortlaufender Prozess ist.

#### **AP 112 A Entwicklung Software Master-Slave-System**

Das AP 112 A baut auf den Ergebnissen des APs 112 auf. Darin wurde auf Grundlage der Anforderungen aus dem Lastenheft der BELECTRIC Drive der Prozessor für die Steuerung sowie die Peripheriekomponenten in Zusammenarbeit mit Lemonage und der Hochschule Zittau-Görlitz ausgewählt.

Zu Beginn der Arbeiten von **Lemonage** in diesem AP wurde die technische Infrastruktur um neue Serverkomponenten erweitert, auf der Software-Erstellungsprozesse (inkl. Tests und Bereitstellungsverfahren) sowie entwicklungsunterstützende Komponenten installiert und eingerichtet wurden.

Neue Softwarebearbeitungsprojekte- und Module wurden geplant und den Entwicklern mit Hilfe des SourceCode-Management-Systems Git zur Verfügung gestellt. Maßgebend für die Struktur der Software-Projekte war die Vorgabe, nicht von dem Betriebssystem Android abhängig zu sein und das Produkt auf alternativen Laufzeitumgebungen (z.B. reines Linux mit Java-Runtime) nutzen zu können. So könnte z.B. im zukünftigen Produktzyklus eine Hardwarevariante ohne Display entstehen, die ausschließlich als Master in einem Cluster von Ladeboxen agiert, ohne selbst eine Ladestation zu sein oder ein komplett anderer Anwendungsfall für die Steuerplatine umgesetzt werden.

Um diese Anforderungen erfüllen zu können, wurde das System aus verschiedenen Schichten (Layer) aufgebaut. Eine schematische Darstellung der Systemkomponenten zeigt die folgende Grafik:

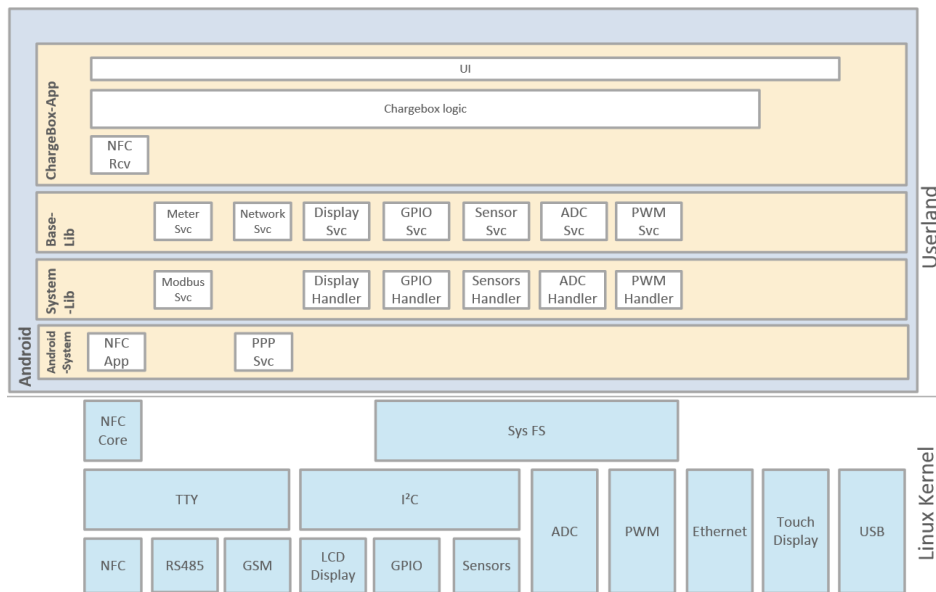


Abbildung 4: Schematische Darstellung Systemkomponenten

Nach Schaffung dieser Grundlagen wurde begonnen, die im AP112 entwickelten Hardware-Treiber in das Android Betriebssystem zu integrieren, wobei der Kernel des Android-Systems um die existierenden Kernel-Module erweitert wurde. Für das PWM-Modul musste eine Treibererweiterung für das SysFS<sup>3</sup> vorgenommen werden. Einige Fehler von Treibern aus dem Linux-Kernel-Projekt wurden behoben.

Besondere Aufmerksamkeit und Aufwände wurden in die Anbindung des NFC-Readers bis in das Android System investiert. Wie die Abbildung 4: Schematische Darstellung Systemkomponenten veranschaulicht, war es notwendig, Komponenten für drei verschiedene Software-Ebenen zu schaffen. So können abschließend die RFID-Standards Mifare- Desfire, -Classic und -Ultralight von der Ladebox-Software verarbeitet werden.

Um aus dem Userland auf die Hardwaretreiber zugreifen zu können, wurden innerhalb der sogenannten System-Lib Treiber für den Userspace entworfen und implementiert, die den Zugriff auf Ein- und Ausgänge, Sensoren, Analog-Digital-Wandler und ein über I<sup>2</sup>C angebundenes Display aus dem Java-Programm heraus ermöglichen.

Die Belectric Drive Ladebox ist mit 2 getrennten Ladepunkten versehen, die jeweils mit einem Stromzähler ausgestattet sind. Die Zähler sind über eine serielle Verbindung mit der Platine verbunden und können über das Modbus-Protokoll ausgelesen werden. Der interne Speicher der Zähler ist nicht volatil und übersteht stromlose Phasen der Ladebox ohne den Verlust der Zählerstände. Die Zählerstände werden von der Ladebox-Applikation zyklisch abgerufen und auf einem nichtflüchtigen Speicher hinterlegt, bevor sie dem Serversystem übermittelt werden.

Während der Umsetzungsphase wurden verschiedene Zählertypen verschiedener Hersteller getestet und dafür jeweils eine Implementierung der Registerstrukturen zum Abruf der Zählerstände und Energie- und Leistungswerte geschaffen. So wurde neben den Energiemengenzählern der Firma „Saia Burgess“ weitere MID<sup>4</sup>-Konforme Wirkenergiezähler angebunden. Zähler der Firma „Bauer“ und der Firma „ABB“ wurden eingebunden. Auf Seiten der Software wurden Treiber implementiert, die über das Modbus RTU Protokoll mit den Zählern kommunizieren. Schwerpunkt dieser Softwareerweiterungen war es, weitere MID-Konforme Energiezähler einzubinden und dieses testen zu können.

<sup>3</sup> Virtuelles Dateisystem, das Informationen zu Kernelmodulen exportiert.

<sup>4</sup> Europäische Messgeräte-Verordnung (2004/22/EC)

Das auf der Platine eingesetzte GSM-Modul wurde über einen PPP-Dienst mit der Netzwerkschicht des Android-Systems verbunden. Somit stehen der Ladebox zwei getrennte Netzwerkschnittstellen zur Verfügung, was wiederum Voraussetzung für die Umsetzung der Master-Slave-Topologie ist.

Als Ergebnis des AP111 wurde festgelegt, dass die Verbindung der Ladeboxen in einem Cluster-Aufbau über eine sternförmige Ethernet-Verbindung realisiert werden soll. Durch zusätzliche Modemtechnologie, die wiederum die Ethernet-Schnittstelle der Ladebox als Systemschnittstelle verwendet, kann hier auch ein Mediumwechsel (zu PLC, WiFi/WLAN o.ä.) auf transparente Art und Weise vollzogen werden.

Für die Kommunikation der Cluster-Mitglieder (Slaves) mit ihrem Master wurde ein Kommunikationsservice erstellt, der ein Message-Bus-System bereitstellt. Alle an diesem Bus verbundenen Slaves können Daten vom Master abrufen bzw. vom Master instruiert werden.

Wöchentliche Überprüfungen des Quellcodes zur Sicherung der Qualität der entstehenden Software rundeten die Software-Entwicklung ab.

Ergebnis des AP112A ist ein auf die Steuer-Platine abgestimmtes Betriebssystem mit sämtlichen benötigten Hardwaretreibern, die durch erweiterte Softwarekomponenten aus höheren Schichten des Betriebssystems angesprochen werden können. Eine Android-Applikation und verschiedene neu entwickelte Software-Bibliotheken und –Komponenten stellen die Funktionalität der Ladestation nach den Vorgaben des Arbeitspaketes bereit.

Die der Softwarekomponenten und das Zusammenspiel mit den Hardwarekomponenten wurden durch Sicherheits- und Funktionsprüfungen erfolgreich bestätigt. Die erweiterte Funktionsweise des Produkts ist innerhalb von Praxistests im Innopark Kitzingen überprüft und als sehr gute Grundlage für eine weitere Produktentwicklung eingestuft worden.

### **AP 113 Alternative Kommunikationsprotokolle/ Beteiligung an Standardisierungen**

In Abstimmung mit Belectric Drive wurden in diesem Arbeitspaket von **Lemonage** technische Bewertungen der Integration der Services des Hsubject-Konsortiums durchgeführt. Ein großes Augenmerk wurde hierbei auf die Integrationsfähigkeit der Lösung in die vorhandenen Serversoftwarebestandteile gelegt.

Das von der Firma Hsubject vertretene Protokoll OICP<sup>5</sup> für die Kommunikation zwischen den Partnern des europäischen Roaming-Netzwerks INTERCHARGE wurde positiv bewertet, da damit eine erste einheitliche Form der Autorisierung und Abrechnung von Ladevorgängen für viel Nutzergruppen geschaffen wurde.

Während der Projektlaufzeit wurde die Schnittstellendefinition verabschiedet, so dass eine Implementierung außerhalb dieses Projektes vorgenommen wurde, die zwischenzeitlich produktiv eingesetzt wird.

Weitere in diesem Arbeitspaket betrachtete Protokolle aus dem e-Mobility Umfeld sind:

#### Ocpp – Protokoll zur Kommunikation zwischen Backend und Ladestationen

Im Jahr 2014 wurde der zweite Release Candidate der Version 2.0 des OCPP-Protokolls verabschiedet. Die neue, wesentlich erweiterte und verbesserte Spezifikation wurde von Lemonage bewertet und nun als ein Protokoll befunden, das in die Familie der unterstützten Protokolle aufgenommen werden kann.

Im Jahr 2015 erließ das OCPP-Forum einen Beschluss, der die Veröffentlichung der finalen Version 2.0 aufschiebt und im Gegenzug die Spezifikation der Version 1.6 des Protokolls ins Leben rief. Ziel dieser Version soll die abschließende Definition des Datenaustausch-Formates JSON<sup>6</sup> sowie eine auf der Websockets-Technologie beruhende Kommunikation zwischen Backend-Systemen und Ladestationen definieren.

---

<sup>5</sup> Open Interchange Protocol (OICP) definiert die notwendigen IT-Schnittstellen, um eine schnelle und einfache Anbindung an die Hsubject-Plattform zu ermöglichen (Quelle: <http://www.hsubject.com/oicp-zugang/>)

<sup>6</sup> Java Script Object Notation – ein Format der Darstellung von Objekten und ihren Eigenschaften als lesbarer Text

## IEC/ISO 15118 – Protokoll zur Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug

Interessante aktuelle Entwicklungen haben sich mit dem RISE V2G Projekt<sup>7</sup> ergeben. Ziel des Projektes ist es, eine Referenzimplementierung für den Kommunikationsstandard ISO/IEC 15118 bereitzustellen. Das Projekt wurde mit großem Interesse unsererseits beobachtet, da die großen deutschen Automobilhersteller (AUDI, BMW und Daimler) die Eclipse openMDM Working Group vorantreiben. Die Lizenzform würde eine Einbindung in andere Projekte erlauben. Ende Mai/Anfang Juni 2015 wurden Teile der finalen Version der Komplettspezifikation verabschiedet. Zu diesem Zeitpunkt konnte im Projektverlauf keine weitere Bewertung vorgenommen werden.

### **AP 114 Mensch-Maschine-Interface**

In diesem Arbeitspaket soll von der **Hochschule Zittau-Görlitz** ein Kommunikationsverfahren konzeptioniert werden, mit welchem die für das gesteuerte Laden erforderlichen Daten bereitgestellt werden. In der Projektplanung wurden dabei drei Wege der Kommunikation benannt:

- mittels HMI<sup>8</sup> an der Ladebox (über Touchdisplay),
- über ein externes Gerät an den Server (z.B. Smartphone-App),
- aus dem Fahrzeug direkt (Nutzung des Infotainmentsystems der Fahrzeuge).

In der Projektplanung wurde dabei der Kommunikation zwischen dem Fahrzeug und der Ladebox über PLC besondere Bedeutung beigemessen. Da jedoch während der Projektphase der Hochschule Zittau Görlitz noch keine abschließende Standardisierung der Kommunikation nach ISO 15118 umgesetzt wurde und entsprechend auch keine Elektrofahrzeuge mit der Technik ausgestattet sind, konnte dieser Weg der Kommunikation nur theoretisch betrachtet werden. Die im weiteren Projektverlauf in Teilen verabschiedeten Standards wurden jedoch in der Bearbeitung der anderen Arbeitspakete beachtet.

In diesem Rahmen wurden umfangreiche Recherchen zur Power-Line-Kommunikation, speziell zum HomePlug Green-PHY durchgeführt. Außerdem erfolgte der Zusammenbau eines Demonstratorstandes im Labor mit PowerLine-Komponenten. Hier wurden Versuche zur Ausbreitung und Störfestigkeit von Powerline-Signalen des Protokolls HomePlug Green PHY durchgeführt.

Da die Untersuchungen zur PLC Kommunikation ergaben, dass der Einsatz von PLC zur Übertragung der für gesteuertes Laden notwendigen Daten kurzfristig nicht Standard im Bereich der Elektromobilität wird, wurden die oben genannten anderen Wege der Datenübertragung untersucht.

Das Arbeitspaket konnte somit der Erstellung eines Bedienkonzepts für eine Touchscreen in Form eines GUI-Mockups abgeschlossen werden. Weiterhin wurden in Zusammenarbeit zwischen der Hochschule Zittau Görlitz ein Ablaufdiagramm entworfen, das mögliche Interaktionsabläufe zwischen Nutzer und Ladestation beschreibt (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

---

<sup>7</sup> Ein Projekt der Eclipse Foundation, das die Implementierung der Norm IEC15118 als Ziel definiert (<https://projects.eclipse.org/projects/iot.risev2g>).

<sup>8</sup> HMI – Human Machine Interface, Nutzerschnittstelle für die Bedienung einer Maschine.

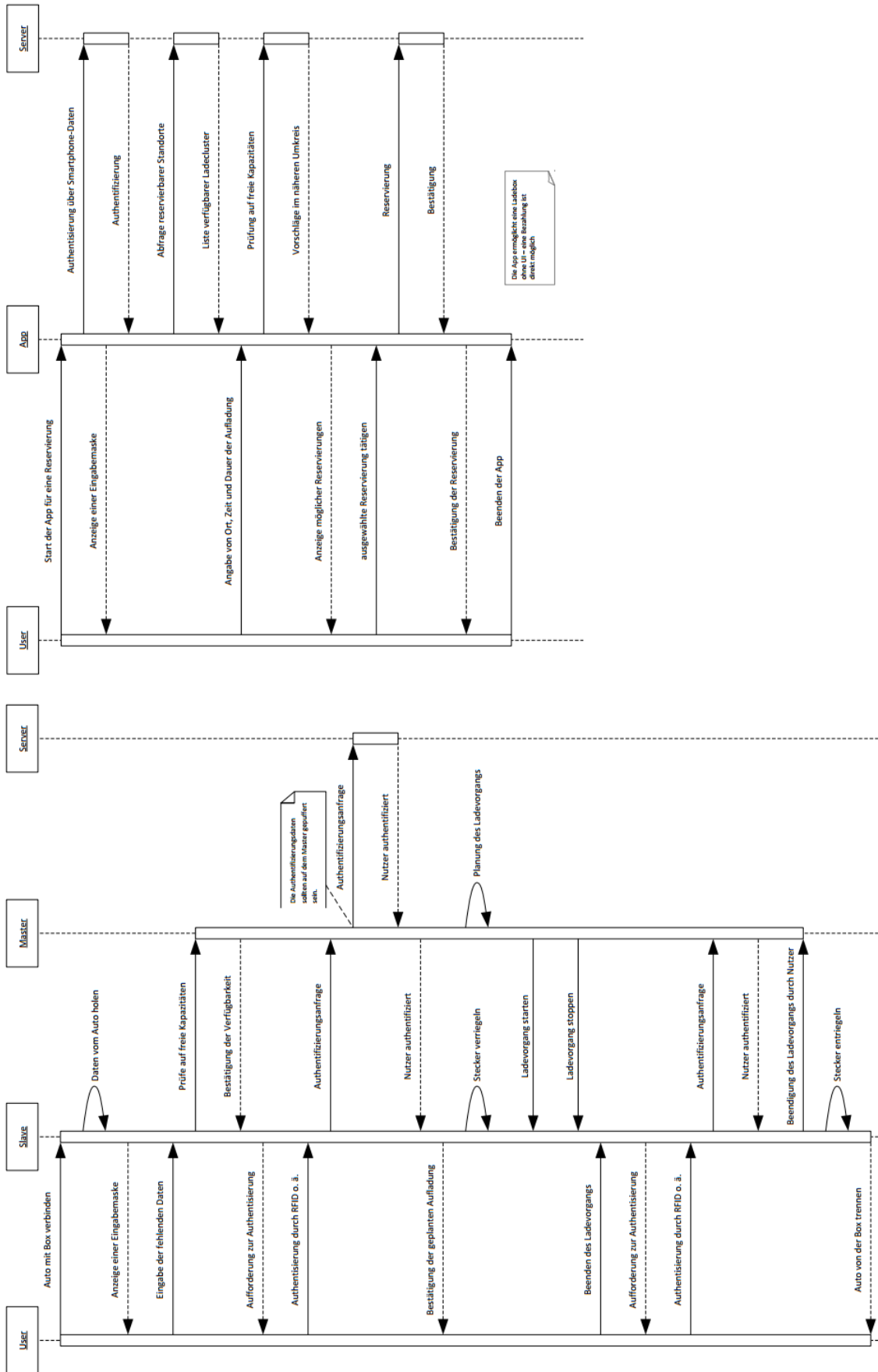
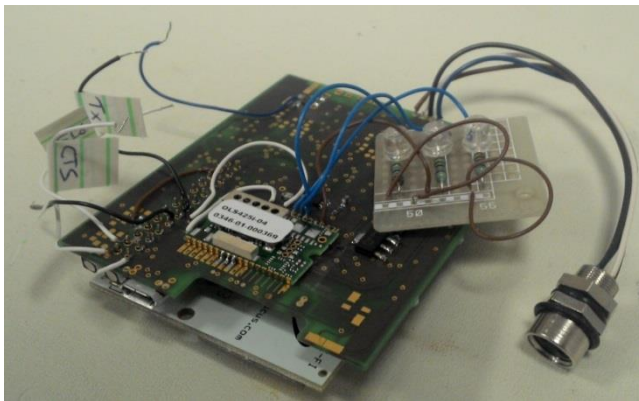


Abbildung 5: Sequenzdiagramme für Abläufe bezüglich Start eines Ladevorgangs und Reservierung



Da am Markt derzeit einige Akteure mit Apps für Mobilgeräte aktiv sind, die über serverseitige Integrationslösungen für die Infrastruktur von Belectric erschlossen werden können, wurde von **Lemonage** lediglich eine App entwickelt, die die Machbarkeit der Autorisation von Ladevorgängen durch die Kommunikation mit den Serversystemen von Belectric Drive ermöglicht. Die Applikation wurde nach den Maßgaben eines graphischen Entwurfs als plattformübergreifende App unter der Benutzung einer plattformübergreifenden Entwicklungs-Bibliothek erstellt.

Interessanter erschien die Untersuchung eines alternativen Ansatzes, der es dem Nutzer ermöglicht, mit seinem Mobilgerät direkt mit der Ladestation zu kommunizieren und somit mögliche Mobilfunk-Empfangsprobleme umgehen lässt. Dafür wurde eine Machbarkeitsstudie zur Nutzung der Bluetooth Low Energy-Technologie (BLE) durchgeführt, um festzustellen, wie die Technologie in zukünftige Ladeboxsysteme integriert werden könnte. Es wurde eine Testplatine entwickelt, die eine Erweiterungsmöglichkeit der Ladebox um die BLE-Schnittstelle darstellt. Das BLE-Modul kommunizierte über eine UART-Schnittstelle mit der Ladebox. Die folgende Abbildung zeigt diese Erweiterungs-Platine:



**Abbildung 6: Platine mit Bluetooth LE-Modul**

Es wurde ein Prototyp einer App für iOS (iPhone, iPad) entwickelt, um die Kommunikation eines Mobilgerätes mit einer BLE-Gegenstelle zu eruieren. Die App konnte sich erfolgreich mit dem BLE-Gerät, das mit der Ladebox verbunden war, verbinden und Daten über ein einfaches Protokoll austauschen.

Nachteil dieser Lösung ist, dass derzeit lediglich die iOS-Geräte der neuesten Generation sowie einige in Kürze erscheinende Geräte mit dem Betriebssystem Windows Phone und dem immer weniger verbreiteten Blackberry-System die BLE-Technologie unterstützen.

Ergebnisse diese APs sind die Erkenntnisse, dass für die Erstellung einer App für Mobilgeräte vorzugsweise ein nativer (App-Entwicklung für eine dedizierte Zielplattform) Ansatz gewählt und der Markt hinsichtlich verfügbarer Apps beobachtet werden sollte. Die Integration eines Systems, das Ladevorgänge durch die Bereitstellung einer App autorisieren und abrechnen kann, wird als sinnvoller angesehen.

Darüber hinaus wurde erkannt, dass die Bluetooth Low Energy-Technologie (BLE) oder Near Field Communication (NFC) eine sinnvolle Alternative darstellt, falls eine direkte Kommunikation des mobilen Endgerätes des Kunden mit der Ladebox gewünscht wird.

#### **AP 121 Ein-Ausschaltregelung**

Da die Möglichkeit einer Ein-/Ausschaltregelung zur Regelenergiegenerierung im Rahmen des Lokalen Lastenmanagements hardwareseitig als gesteuertes Laden bereits existiert, galt es in diesem Arbeitspaket im Wesentlichen mögliche Konsequenzen an Ladeinfrastruktur und Elektrofahrzeuge zu evaluieren. Dabei stand die erhöhte Belastung an die Ladeinfrastruktur durch Schaltvorgänge und deren Nebenwirkungen sowie die Reaktion der Batteriemanagementsysteme der Fahrzeuge im Fokus. Ebenfalls ist zu betrachten, für welche

Ladebetriebsart eine Ein-/Ausschaltregelung geeignet ist und unter welchen Voraussetzungen diese im Rahmen eines lokalen Lastenmanagements einsetzbar ist.

Die Ein-/Ausschaltregelung basiert auf Schließen und Unterbrechen des Stromkreises zum angeschlossenen Fahrzeug. Dabei ist die Anwendung dieser Regelung unabhängig davon, ob es sich um die Ladebetriebsart 1, 2 oder 3 handelt. Bei jeder Ladebetriebsart ist davon auszugehen, dass die Schaltvorgänge unter Last geschehen, da Mechanismen zur Nulldurchgangserkennung nur für einen einphasigen Betrieb möglich sind und ein entsprechendes Timing für mechanische Schaltelemente nicht zuverlässig umsetzbar ist. Ein zeitliches Verzögern zwischen Leistungsreduzierung und Öffnen der Kontakte nach IEC 61851-1 ist zwar in Aussicht, bisher jedoch nicht vorgeschrieben. Zusätzlich sind nach IEC 61851-1 bis zum heutigen Zeitpunkt keine Reserven vorgesehen, was die Dimensionierung von Leitungsschutz zu regulär fließendem Strom betrifft. So ist es bei der Ladebetriebsart 3 regulär vorgesehen, dass bei einer 20A Leitungsgarnitur eine maximale Sollwertvorgabe von 20A besteht, wodurch auch über einen längeren Zeitraum 20A fließen können. Versuche zur Mode-3-Laderegulation nach Arbeitspaket 122 haben ein solches Verhalten der Fahrzeuge auch überwiegend bestätigt.

Durch Filterung und Drosselung der fahrzeugseitigen Laderegler können also bei Ein-/Ausschaltregelung durch Schaltvorgänge erhöhte Einschaltströme fließen, welche zu einer unbeabsichtigten Auslösung von Leitungsschutzschaltern führen. Verantwortlich dafür ist der interne magnetische Auslöser eines Leitungsschutzschalters. Schmelzsicherungen als Leitungsschutz sind davon nicht betroffen, sind aber nicht reversibel, damit nicht prozesssicher und entfallen somit als Lösungsansatz. Dementsprechend bieten verschiedene Hersteller sogenannte Rückstellantriebe für Leitungsschutzschalter zur Verfügung, die seitlich angebracht werden. Über einen Steuerbefehl stellen diese Antriebe den Leitungsschutzschalter wieder zurück, sodass ein Serviceeinsatz aufgrund eines ausgelösten Leitungsschutzes entfallen kann. Voraussetzung dafür ist, dass durch den Nutzer der Ladestation eine Aktion durchgeführt wird, die bestätigt, dass kein weiterer Fehler vorliegt. Dies ist in der Regel durch Sichtkontrolle mit Ausstecken, neuen Ladevorgang starten und wieder Einstecken erfüllt. Stellantriebe erfordern jedoch zusätzlichen Einbauraum und sind mit enormen Kosten verbunden. Damit sind sie für eine kosteneffiziente Bereitstellung einer Ladeinfrastruktur ungeeignet.

Motorschutzrelais sind von ihrem Hauptanwendungszweck bereits auf hohe Induktivitäten und damit hohe Anlaufströme ausgelegt. In Kombination mit einer passend dimensionierten Vorsicherung für hohe Kurzschlussströme und definierter Handlung des Nutzers, wie bei einem Leitungsschutzschalter mit Rückstellantrieb, ist es möglich, solche Relais als Leitungsschutz für einzelne Ladekreise zu verwenden. Bei der Auswahl des Motorschutzrelais ist der Ganzbereichsleitungsschutz (gG) und eine Auslegung auf asymmetrische Belastung zu beachten. Zudem liegen die Kosten dieser Baugruppe ähnlich zu oben genannten Leitungsschutzschaltern ohne Rückstellantrieb. Eine Gemeinsame Vorsicherung bei einer Bereitstellung von mehreren Ladekreisen ist bei beiden Varianten Pflicht, wodurch sich durch die Verwendung von Motorschutzrelais anstelle von Leitungsschutzschaltern deutliche Kostensenkungen bei der Herstellung von Ladestationen für Elektrofahrzeuge ergeben.

Des Weiteren unterliegen die Schaltelemente bei der Ein-/Ausschaltregelung einer starken Belastung aufgrund erhöhter Einschaltströme aber auch durch Abschalten unter Last. Leistungsrelais können zwar ebenfalls anfallende Ströme und Spannungen bewältigen, sind aber nicht für Schaltvorgänge unter Last ausgelegt. Hier stellen sich bereits nach wenigen Schaltvorgängen Verschleißerscheinungen ein, welche für einen weiteren Betrieb unzulässig sind (z.B. verkleben der Kontakte). Schütze hingegen besitzen einen Kontaktaufbau der für Schaltvorgänge unter Nennlast ausgelegt ist. Dazu gehören unter anderem Funkenlöscheinrichtungen und Zwangsführung der Kontakte. Da bei einer Ein-/Ausschaltregelung in einem maximalen Intervall von 15 Minuten sich der Schaltzustand gemäß des lokalen Lastenmanagements ändert, ist bei dieser Art der Steuerung von einer starken Belastung für die Schaltelemente bezogen auf die Einsatzdauer auszugehen. Hochrechnungen ergaben selbst bei höchstem Schaltintervall und Schalten unter Nennlast einen Ausfall von bis zu 10% der ausgewählten Schütze innerhalb von mehr als 5 Jahren je Ladestation mit zwei Ladepunkten. Begünstigend ist anzunehmen, dass diese die Hochrechnung auf einer 50%igen Nutzung einer Ladestation mit 2

Ladepunkten mit permanenter Ein-/Ausschaltregelung basiert. Jedoch ist zu bedenken, dass durch die deutlich höher ausgelegte Vorsicherung der Ladestation in Kombination mit dem Motorschutzrelais im Kurzschlussfall das Schütz selbst den Kurzschlussstrom schalten muss, falls der Kurzschlussstrom nicht ausreichend ist, den vorgelagerten Leitungsschutz innerhalb einer gemäß IEC 61851-1 geforderten Abschaltzeit von 100ms zu unterbrechen. Abhängig von der Höhe des Kurzschlussstroms kann dies bereits bei erster Auslösung zu einem „Kleben“ der Hauptkontakte führen. Aus diesem Grund meldet das Schütz seinen Zustand an die Steuerung. Stellt diese einen nicht regulären Zustand des Schützes fest, wird der betroffene Ladekreis gesperrt und eine automatische Meldung ausgegeben, so dass der Fehler baldmöglichst erkannt und behoben werden kann.

Abbildung 77 zeigt beispielhaft eine Ein-/Ausschaltregelung, durchgeführt mit einem Renault Kangoo der zweiten Generation, aber mit Ladebetriebsart 1. Man erkennt das Schalten unter Last und damit den hohen Anspruch an die verwendeten Schaltelemente. Gewählt wurden hier eine Einschaltdauer von 80% und eine Abschaltdauer von 20%, die sich während des Versuches zyklisch abwechseln. Die Spitzen des Graphen resultieren aus der Umrechnung von kWh/Zeit auf die entsprechende durchschnittliche Leistung innerhalb eines Zeitfensters von 5 Minuten.

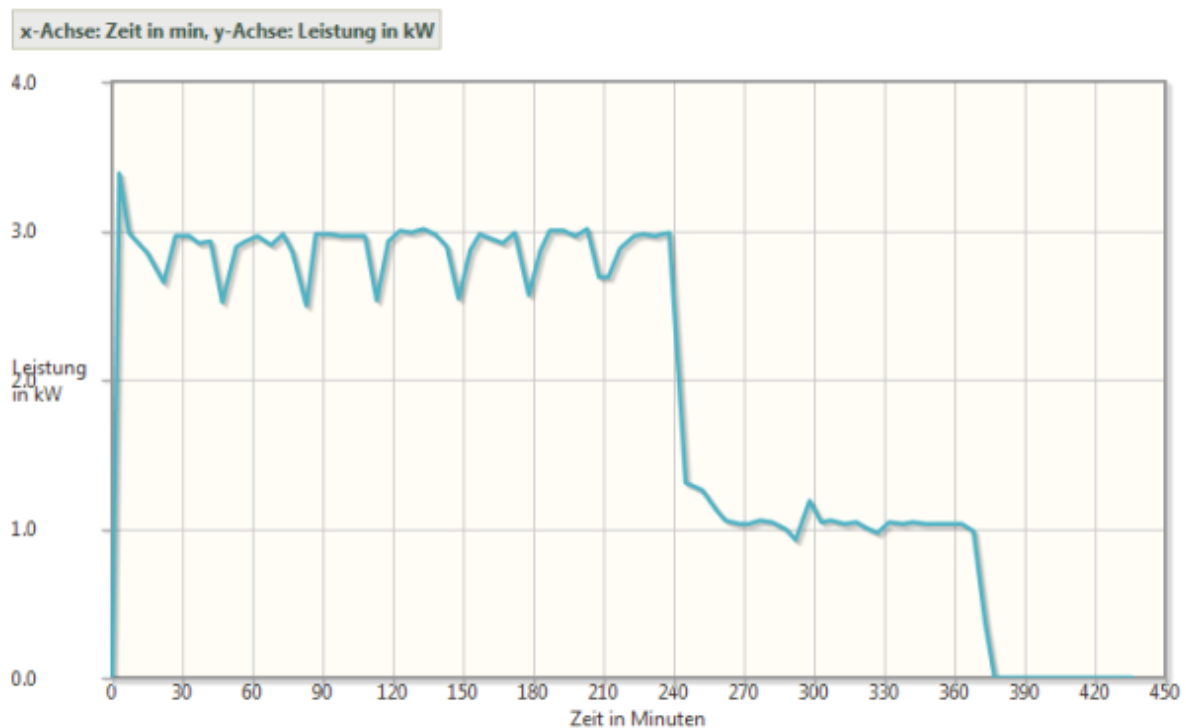


Abbildung 7 Leistungsbezug zur Ein-/Ausschaltregelung mit Renault Kangoo

Die Versuche zur Ein-/Ausschaltregelung bestätigten die Prozesssicherheit der Ladestationsseitig verwendeten Betriebsmittel. Somit gilt es die Auswirkungen auf die Elektrofahrzeuge einer solchen Steuerung zu betrachten.

Schaltungstechnisch müssen die Fahrzeuge in dieser Art der Regelung keine Leistung schalten wodurch die Ladeelektronik nicht vorzeitig altern, da dies extern durch die Ladestation übernommen wird. Auch Schaltvorgänge sind bei der Ladeinfrastruktur überwiegend Übergangszustände. Solange diese keinen negativen Einfluss während des Betriebs auf sich selbst und angeschlossene Geräte haben, ist bezüglich Normkonformität keine weitere Maßnahme zu ergreifen. Damit bleibt noch die Auswirkung des Ein- und Ausschaltens auf die Energiespeicher zu untersuchen.

Elektrofahrzeuge besitzen ihr eigenes Batteriemanagementsystem. Abhängig vom verwendeten Energiespeicher ergeben sich Ladevorschriften, die für eine angemessene Lebensdauer des Energiespeichers ausschlaggebend sind. So besitzen gerade ältere Fahrzeug Speichersysteme, welche einen sogenannten Memory-Effekt wie zum Beispiel bei Nickel-Metall-Hydrid aufweisen. Es ist allgemein bekannt, dass bei einer

solchen Speichertechnik, der Memory-Effekt stärker bei Unterbrechung einer Ladung mit anschließender Fortsetzung ausgeprägt ist, als bei einem durchgängigen Ladevorgang. Auch entstehen durch innere Selbstentladungen oder unterschiedliche Güte der Zellen mit der Zeit Ladungsunterschiede, die zu einem Kapazitätsverlust und erhöhtem inneren Widerstand führen. Dies wiederum reduziert die Leistung des Energiespeichers bei Spitzenbelastungen zum Beispiel durch Beschleunigung des Fahrzeugs. Ladungsunterschiede werden bei spannungsunkritischen Energiespeichern in der Regel durch sogenannte Ausgleichsladungen korrigiert. Dabei bezieht der Laderegler nur einen Teil der zur Verfügung stehenden Energie und überlädt gezielt den gesamten Energiespeicher. Dabei formen bereits vollständig geladene Zellen die überschüssige Energie in Wärme um. Dies führt jedoch zu einer verstärkten Alterung des Energiespeichers. Dementsprechend berücksichtigen Batteriemanagementsysteme verschiedenste Parameter für Höhe der Leistung und die Dauer einer Ausgleichsladung. Darunter fällt neben der geflossenen Ladung bzw. gefahrenen Kilometern auch die Anzahl von Ladevorgängen.

Die Höhe der Leistung ist im Wesentlichen von der Akkutechnik und dessen Kapazität abhängig, was das Batteriemanagementsystem eigenständig regelt. Damit bleibt zu untersuchen, inwiefern die Anzahl der Ladeunterbrechungen Einfluss auf die Dauer der Ausgleichsladung nimmt. Dabei ließ sich feststellen, dass bei einer Ein-/Ausschaltregelung die Dauer der Ausgleichsladung nicht durch die Anzahl der Schaltvorgänge beeinflusst wird. Bei modernen Energiespeichern ist bisher kein Memory-Effekt durch Ladeunterbrechung festzustellen. Untersuchungen der INES<sup>9</sup> Frankreich stellten einen höheren Kapazitätsverlust über die Lebensdauer des Energiespeichers durch das Ladeverhalten in Abhängigkeit von der Vollständigkeit der Ladung fest. So verlor der Energiespeicher bei einer Ladung zwischen 60% und 80% der Kapazität über die Lebensdauer die geringste Kapazität. Dadurch ist davon auszugehen, dass eine Ladeunterbrechung im Rahmen der Ein-/Ausregelung keine negative Auswirkung auf die Lebensdauer des Energiespeichers hat.

Damit sind wesentliche Voraussetzungen der Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur für eine Ein-/Ausschaltregelung geschaffen. Die Untersuchungen zur Mode-3-Laderegulation ergaben zusätzlich, dass Fahrzeuge mit Ladebetriebsart 3 permanent überprüfen, ob am Laderegler, unabhängig von der Kommunikation über die Control-Pilot-Leitung, Spannung anliegt. Liegt keine Spannung über einen fahrzeugabhängigen Zeitraum am Laderegler an, so geht das Fahrzeug auf Standby. Gleiches lässt sich betriebsmittelschonend über die Pulsweite der PWM erreichen, indem man dem Fahrzeug eine PWM vorgibt, bei der kein Strom bezogen werden darf. Manche Fahrzeuge benötigen zur widerkehrenden Spannung zum Fortsetzen der Ladung in beiden Fällen, eine spezielle, über den Control-Pilot-Leiter kommunizierte Sequenz.

Dementsprechend ist eine Ein-/Ausschaltregelung nur für Fahrzeuge mit Ladebetriebsart 1 und 2 denkbar. Da bei diesen Betriebsarten über die Ladeinfrastruktur kein Einfluss auf die bezogene Energie existiert, ist für das lokale Lastenmanagement die maximal zur Verfügung stehende Leistung des Ladepunktes vor zu halten. Da jedoch diese Art der Steuerung die Schaltelemente am stärksten belastet, (vgl. Abbildung 7) ist diese Art des lokalen Lastenmanagements nur bedingt zu empfehlen.

### **AP 122 Mode-3-Laderegung**

Für die Entwicklung der Testschaltung durch die **BELECTRIC** wurden zuerst mit den verschiedenen theoretischen Vorgaben zur Pilotleitungskommunikation der einzelnen Fahrzeughersteller recherchiert und bewertet. Dabei zeigt sich, dass die Vorgaben der Hersteller voneinander und von der Norm IEC 61851 abweichen und keine einheitliche Regelung besteht. Bei einigen Elektro-Automobilen wurde der Sollstrom zu 100% übernommen (z.B. beim SMART) bei anderen jedoch nur zu 80% (z.B. beim Renault ZOE). Die Sollströme sind teilweise auf in der Öffentlichkeit unübliche Werte kodiert. Diese sind 10A, 13A, 20A, 32A und 63A. Nimmt man 80% der 10A, 13A 20A so ergeben sich haushaltsüblichere Dimensionierungen von Stromkreisen (6A, 10A und 16A).

---

<sup>9</sup> Institut National de l'Energie Solaire, Frankreich

Unter Berücksichtigung dieser Vorgaben wurde eine Testschaltung in Anlehnung an die IEC 61851 entwickelt, welche das unterschiedliche Verhalten der Elektro-Automobile toleriert um eine breite Masse von Tests durchführen zu können. Diese Testschaltung ermöglicht eine Sollstromvorgabe in Schritten von 6A, 10A, 16A und 32A sowie die stufenlose Regelung. Bei der Durchführung der Tests wurde die Reaktion der Fahrzeuge auf die Änderung des Sollstromes und die Auswirkungen auf die Batterie beobachtet. Für die Tests werden die Automobile nach dem Testprotokoll mehrmals geladen. Eine Testreihe führt somit über mehrere Tage.

Zur beispielhaften Darstellung der Untersuchung wird hier in Abbildung 8 eine exemplarische Ladekennlinie für den neuen BMW i3 dargestellt:

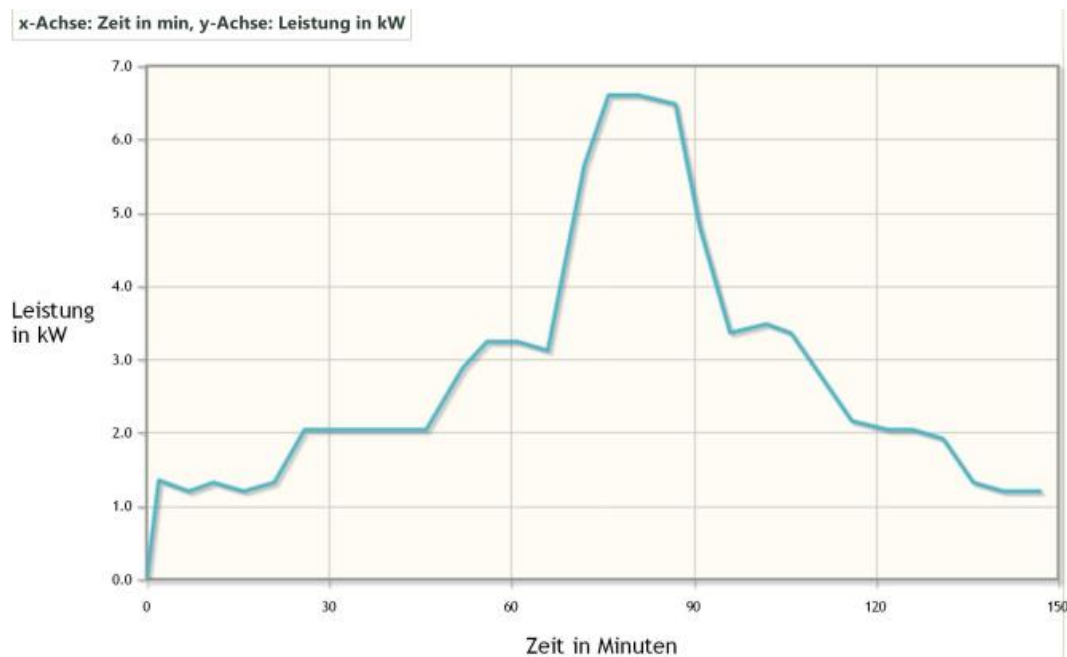


Abbildung 8: Ladeverlauf BMWi3 bei stufenweiser PWM-Einstellung nach gängigen Sollwertvorgaben

Bei dieser Untersuchung wurde der Ladestrom alle 20 Minuten stufenweise nach gängigen Sollwertvorgaben (6 A, 10 A, 16 A, 32 A,) erhöht, anschließend verringert (Abbildung 8).

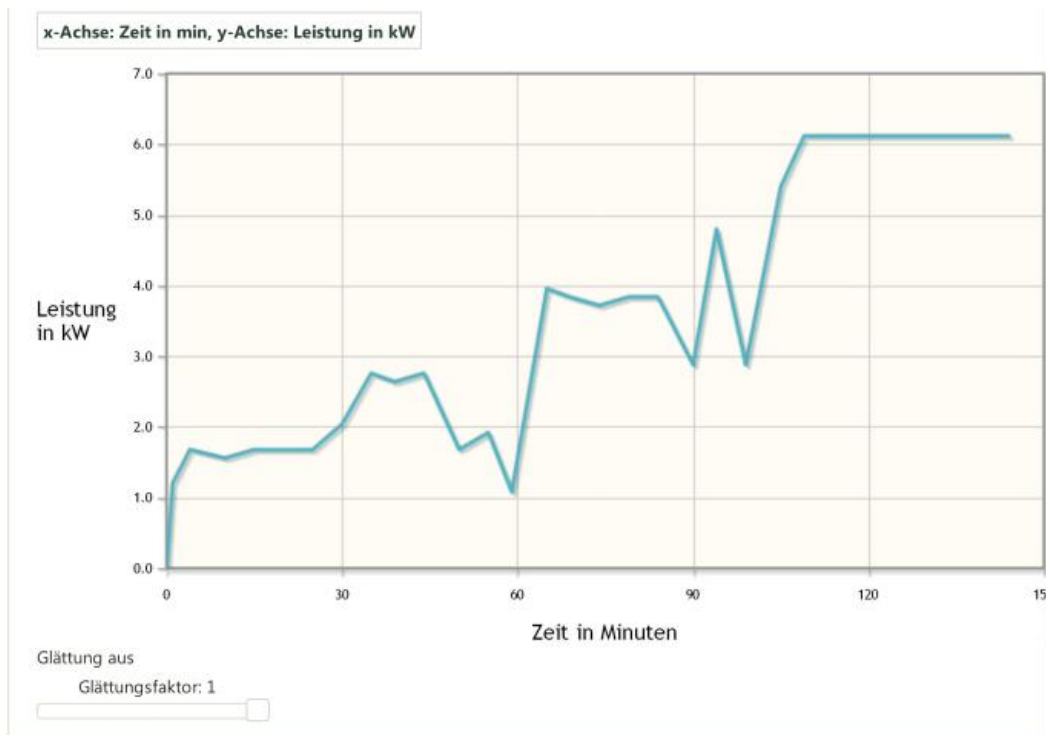


Abbildung 9: Ladeverlauf BMWi3 bei stufenweiser PWM-Einstellung nach abweichenden Sollwertvorgaben

Im nächsten Versuch mit dem gleichen Fahrzeug (siehe Abbildung 9) wurde die Ladebox mit einem selbsterzeugten PWM-Generator präpariert, wobei mit diesem die verschiedenen Stufen des PWM-Signals erzeugt werden konnten. Die Werte die eingestellt wurden, weichen von den normalen Stromladewerten ab (8 A, 13 A, 18 A, 30 A). Ab einem höheren Stromwert (ab ca. 18 A, entspricht ca. 4kW) brach der Ladevorgang kurzzeitig mehrfach ab. Dies ist in Abbildung 9 erstmals bei Minute 45 zu erkennen. Bei 30A (entspricht 6 kW) stabilisierte sich der Ladevorgang wieder. Aus dieser und anderen Versuchsreihen lässt sich folgern, dass seitens der Fahrzeuge immer mit einem Störverhalten zu rechnen ist. Durch die verwendeten Messmittel können die meisten Störverhalten ausgewertet und in das Lastenmanagement einfließen. Störungen die nur das Fahrzeug betreffen sind nur in begrenztem Maße beeinflussbar wie z.B. eine Sequenz über den Control-Pilot-Leiter wie in AP 121 beschrieben. Während der Projektlaufzeit konnte festgestellt werden, dass Einzelheiten bzw. Reihenfolgen der Sequenz variieren können. Alle Sequenzen haben jedoch gemeinsam, dass eine Unterbrechung des Control-Pilot-Leiters simuliert wird, was aus Sicht der Ladestation einem kurzzeitig entfernten Stecker am Fahrzeug entspricht. Nach ZE-Ready und EV-Ready wird dieser Vorgang „Wakeup“ genannt und eine weit verbreitete Abfolge beschrieben.

Die hier aufgeführten Graphiken stellen den Verlauf des Ladestroms bei der Testmessung des Smart ED, Typ 451 E (CIB – 00002) des Herstellers DAIMLER dar. Darin ist über Kanal 1 (CH1) die PWM, ausgegeben über den Controll-Pilot an das Fahrzeug und über Kanal 2 (CH2) der zugehörige Scheinstrom aufgezeichnet:

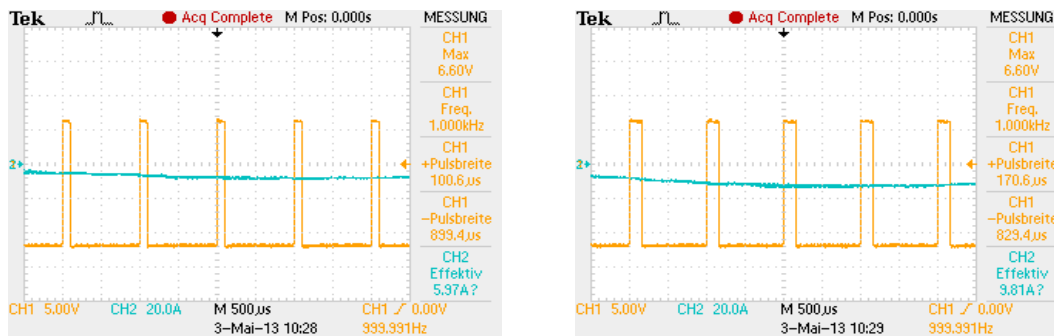


Abbildung 10: Ladestrom bei 6A und 10A

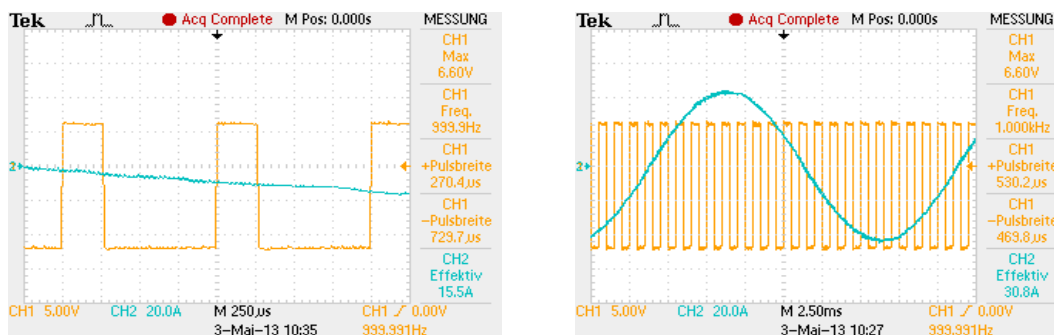


Abbildung 11: Ladestrom bei 16A und 32A

Als Ergebnis dieses Arbeitspaketes konnten die Lademechanismen verschiedener Elektrofahrzeuge untersucht und das Ladeverhalten analysiert werden. Diese Daten sind wichtige Voraussetzung für die Entwicklung des Lastmanagements und dessen Führungskonzeptes.

Dabei stellte sich als Besonderheit aller von Belectric geprüften Fahrzeuge heraus, dass sich Sollstrom und Wirkleistung zueinander stark unterscheiden können. So würde bei einigen Fahrzeugen ein Sollstrom von 13A eine Wirkleistung von rund 9kW vermuten lassen. Durch Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung hervorgerufen durch die Laderegler der Fahrzeuge, wird jedoch nur ein Bruchteil in Wirkenergie umgesetzt. Beispielhaft ist in Abbildung 122 ein Ladevorgang mit 6A Sollwertvorgabe des Renault ZOE zu sehen. Darin erkennt man eine Verschiebung zwischen Strom auf Kanal 1 (CH1) und Spannung auf Kanal 2 (CH2) gemessen über ein Oszilloskop. Grundsätzlich gilt, umso größer die Verschiebung zwischen Strom und Spannung umso weniger Wirkleistung wird umgesetzt.



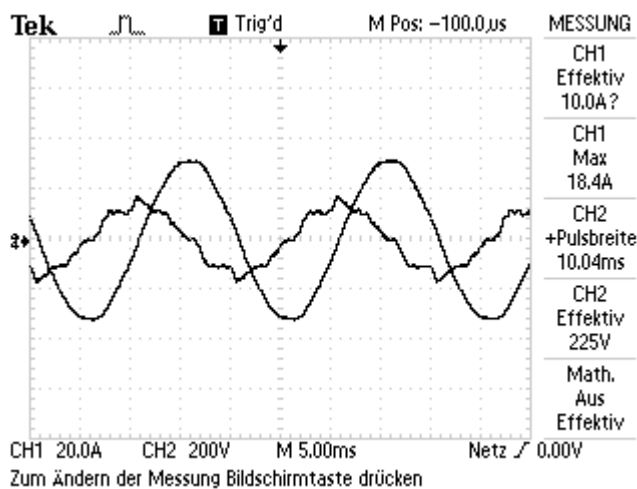


Abbildung 12 Strom-/Spannungsverlauf Renault ZOE bei Sollwertvorgabe 6A

Da Schutzmechanismen für den Leitungsschutz vom fließenden Strom abhängig sind, reicht dementsprechend eine reine Wirkenergieerfassung nicht aus. Es ist eine Erfassung der Phasenverschiebung oder des tatsächlich fließenden Stroms notwendig, um bei einem Lastenmanagement die Infrastruktur angemessen zu belasten.

Eine weitere Besonderheit liegt in der Übernahme des Sollwertes für geringe Ströme (vgl. Abbildung 12). Normativ ist eine Sollwertvorgabe über die Pulsweite des Control-Pilot-Signals von 6A bis 32A unter Berücksichtigung der Leistungsfähigkeit der Ladebox Online möglich. Sollwertvorgaben größer 13A wurden durchschnittlich von den Fahrzeugen zu 99% als Scheinstrom übernommen. Geringere Sollwertvorgaben jedoch nicht oder nur für begrenzte Zeiträume. Das hat für ein lokales Lastenmanagement zwei wesentliche Konsequenzen. Zum einen ist eine fortwährende Überprüfung des tatsächlich fließenden Stroms mit einhergehender Reaktion der einzelnen Teilnehmer erforderlich. Zum anderen führen fahrzeugspezifische Unterschreitungen von Mindestströmen zu fehlerhaften Ladeabbrüchen seitens betroffener Fahrzeuge. Besonders auffällig ist dieses Verhalten beim Renault ZOE.

Ebenfalls sind normativ über Pulsweite Bereiche definiert, in denen kein Strom vom Laderegler bezogen werden darf. Diese sind kleiner 3% Pulsweite und größer 97%. Die Interpretation dieses Sperrbereichs ist nicht nur herstellerabhängig sondern sogar fahrzeugspezifisch. So gibt es Fahrzeuge, die direkt nach einer gültigen Pulsweite eine Ladung fortsetzen. Andere Fahrzeuge erfordern eine sogenannte „Wakeup“-Sequenz in unterschiedlichen Abläufen und wieder andere lassen nur durch reaktivieren des Bordcomputers durch Eingriff des Nutzers eine Fortsetzung der Ladung zu.

Die Arbeiten dieses Arbeitspaketes zeigten, dass die Stabilität der Ladung bei in-vitro- Sollvorgabeänderungen gegeben ist. Die Elektrofahrzeuge reagieren auf die Sollvorgaben und passen sich diesen an. Es wurden Mechanismen erarbeitet, über die sich mit einer breiten Masse an Elektrofahrzeugen ein Lastenmanagement durchführen lässt. Negative Auswirkungen auf die Lebensdauer der Batterie konnten dabei nicht beobachtet werden.

### AP 123 Entwicklung Schnellladergerät

Im Arbeitspaket 123 wurde ein Schnellladergerät entwickelt und getestet. Als problematisch erwies sich allerdings der Zugang zu den entsprechenden Kommunikationsprotokollen der einzelnen Fahrzeug-Hersteller. Zwar wurden während der Projektlaufzeit entsprechende Normen verabschiedet, aber das Verhalten der Fahrzeuge unterscheidet sich (wie in AP 122 beschrieben) auch hier weitgehend voneinander. Aufgrund der vorhandenen Flotte wurde mit den Arbeiten zur Schnellladung der Renault-Fahrzeuge begonnen.





Abbildung 13: Schnellladeteststand

Für die Untersuchung der Schnellladung wurden ein Renault Kangoo aus der E-Auto-Flotte der Belectric verwendet. Dieser wird durch eine Nickel-Cadmium-Batterie angetrieben. Die Ruhespannung der Batterie beträgt 132 V und die Batteriekapazität 13,2 kWh. Bei einer Schnellladung muss die Aufladung der Batterie eines E-Autos bis zu 80 % der Nennkapazität innerhalb einer halben Stunde erfolgen. Bezogen auf die Batterie im Kangoo muss die Ladung mit 160 A durchgeführt werden um als Schnellladung zu gelten. Dies ist mit dem Kangoo nicht möglich, da dessen Steuergerät bei einem Kommunikationsausfall mit dem Ladegerät ab einen Ladestrom von 70 A durchbrennt. Die Untersuchung wurde deshalb mit 20 A und 40 A und 60 A durchgeführt. Dabei wurde die Temperatur an der Batterie überwacht, die auf Grund der ohmschen Verluste beim Laden ansteigen müsste. Eine hohe Batterietemperatur führt zu einer schnelleren Alterung der Batterie. Eine weitere Alterungserscheinung ist die Abschlämmung. Diese wird durch mechanische Belastungen der Aktivmasse hervorgerufen. Das Aktivmaterial verliert den Kontakt zum Stromableiter und sinkt zum Boden der Batterie. Somit verliert die Batterie ihre Kapazität. Eine häufige Ursache für die Abschlämmung sind bei der Beladung auftretende Oberwellen im Strom. Deshalb wurden auch die Oberwellen im Strom bei der Beladung untersucht. Diese dürfen, um den Einfluss so gering wie möglich zu halten, nicht mehr als 1 % des Ladestroms betragen. Um den Anteil der Oberwellen so gering wie möglich zu halten ist es möglich Filter vorzuschalten. Durch Ladung des Autos mit und ohne Filter mit 20 A Beladestrom wird die Wirksamkeit des Filters untersucht.

Da die Batterie im Kangoo permanent durch einen Lüfter gekühlt wird ist kein Einfluss der untersuchten Ladestörme auf die Batterietemperatur messbar. Der Lüfter läuft bei allen Versuchen jedoch bereits mit 60 % seiner Leistung. Damit ist absehbar, dass er bei höheren Strömen die Kühlleistung nicht mehr schafft, was sich negativ auf die Alterung der Batterie auswirkt. Je 10 K Temperaturunterschied verdoppeln sich im Schnitt alle in der Batterie ablaufenden chemischen Prozesse. Dies trifft auch auf die Alterung durch Korrosion und irreversiblen Kristallwachstum zu. Im Weiteren zeigt die Untersuchung des Anteils der Oberwellen im Strom, wie in Abbildung 14 zu sehen ist, dass diese bei den untersuchten Strömen im vorgegebenen Bereich liegt. Mit zunehmendem Ladestrom steigt der Anteil der Oberwellen jedoch. Wird ein linearer Anstieg angenommen wird die 1% Grenze mit 160 A Ladestrom deutlich überschritten (7,8%). Zusammen mit dem Hersteller des Tiefsetzstellers wurde ein geeigneter Netzfilter ausgewählt. Die Messung aller wichtigen Parameter (Spannung, Strom, Oberwellen usw.) erfolgte mit einem speziellen Messgerät. Durch den Einsatz dieses Filters, kann, wie ebenfalls in Abbildung 14 zu sehen ist, der Anteil der Oberwellen reduziert werden.

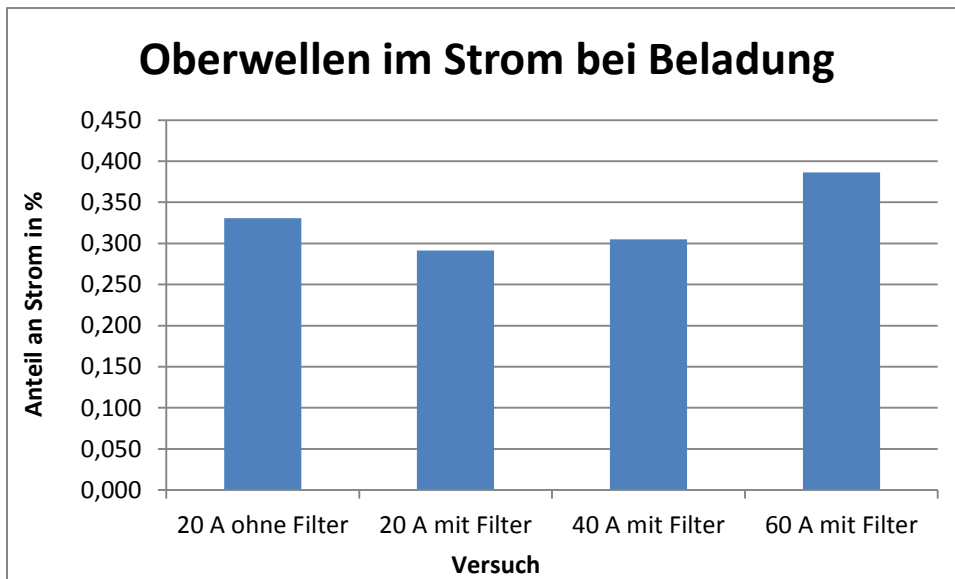


Abbildung 14: grafische Darstellung der Messdaten zum Vergleich des Anteils der Oberwellen im Beladungsstrom

#### AP 130 Führungskonzept LLM

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes erstellte **BELECTRIC Drive** ein Gesamtkonzept, das Nutzerverhalten, Preispolitik und Fuhrparkmanagement in das Lokale-Lastmanagement (LLM) einbindet. Dazu wurden Konzepte zu den verschiedenen Varianten von Lastmanagement-Lösungen erstellt. Diese sind auf die kostenoptimierte Bereitstellung von Ladepunkten innerhalb eines Master-Slave-Konzeptes ausgelegt. Das Gesamtkonzept wurde im weiteren Projektverlauf weiterentwickelt, insbesondere anhand der Ergebnisse der Arbeitspakete 351 – 353. Im AP 130 wurden insbesondere folgende Arbeiten durchgeführt:

Das Nutzerverhalten an den zur Verfügung stehenden Ladepunkten im halböffentlichen und öffentlichen Bereich wurde erfasst und ausgewertet. Dabei wurde ermittelt, welches Ladeverhalten (Art der Identifizierung, Dauer, abgerufene Ladeleistung) die verschiedenen Nutzergruppen an verschiedenen Ladepunkten zeigen. Für die Entwicklung der LLM-Konzepte in verschiedenen Anwendungen wurde recherchiert, welche Nutzerschnittstellen die höchste Nutzer-Akzeptanz bei möglichst geringen Kosten haben. Dazu waren auch die notwendigen Erweiterungen der Eingabemöglichkeiten für den Nutzer zu beachten, die dabei möglichst einfach und intuitiv gehalten werden müssen. Parallel zu den Untersuchungen an der Nutzerschnittstelle wurden in Abstimmung mit den jeweiligen Ladeboxbetreibern verschiedene Tarifmodelle getestet und das jeweilige Nutzerverhalten beobachtet.

Hinsichtlich der Integration der Ladepunktendaten in Systeme zur Steuerung des Fuhrparks wurden die wichtigsten Firmen und technischen Konzepte identifiziert, die in diesem Marktsegment aktiv sind. Im nächsten Schritt wurden alle Informationen zu den möglichen Schnittstellen zwischen den Systemen gesammelt, ausgewertet und in das jeweilige Lastenheft überführt. Auch im Bereich der Parkraumbewirtschaftung wurden die wichtigsten Firmen und ihre technischen Lösungen identifiziert und analysiert, da in der Parkraumbewirtschaftung die ersten konkreten Anwendungen für lokales Lastmanagement (LLM) sichtbar werden. Aus diesem Grund wurde hier ein Entwicklungsfokus gesetzt, um die Herausforderungen in Parkhäusern (z.B. kein GSM-Empfang) adressieren zu können. Das Destillat dieser Erkenntnisse wurde in die jeweiligen Lastenhefte überführt.

In diesem Arbeitspaket wurden auch externe Forschungsprojekte beobachtet, die ebenfalls Lastmanagement-Anwendungen erforschen. So wird im Förderprojekt „Econnect Germany“<sup>10</sup> das „Laden beim Arbeitgeber und lokales Lastmanagement“ erforscht<sup>11</sup>.

Die Ergebnisse aus diesem Arbeitspaket zeigen, dass tragbare Geschäftsmodelle für lokale Lastmanagement-Anwendungen an Standorten realisierbar sind, an denen Lastspitzen durch das gesteuerte Laden der E-Fahrzeuge abgefedert werden können. Die Lastspitzen hätten sonst eine signifikante Verteuerung des Leistungspreises an dem jeweiligen Standort zur Folge. In Grenzfällen kann damit sogar ein physischer Netzausbau verhindert werden. Ein leistungsstarkes Tool zur Kalkulation dieser Szenarien steht nun zur Verfügung.

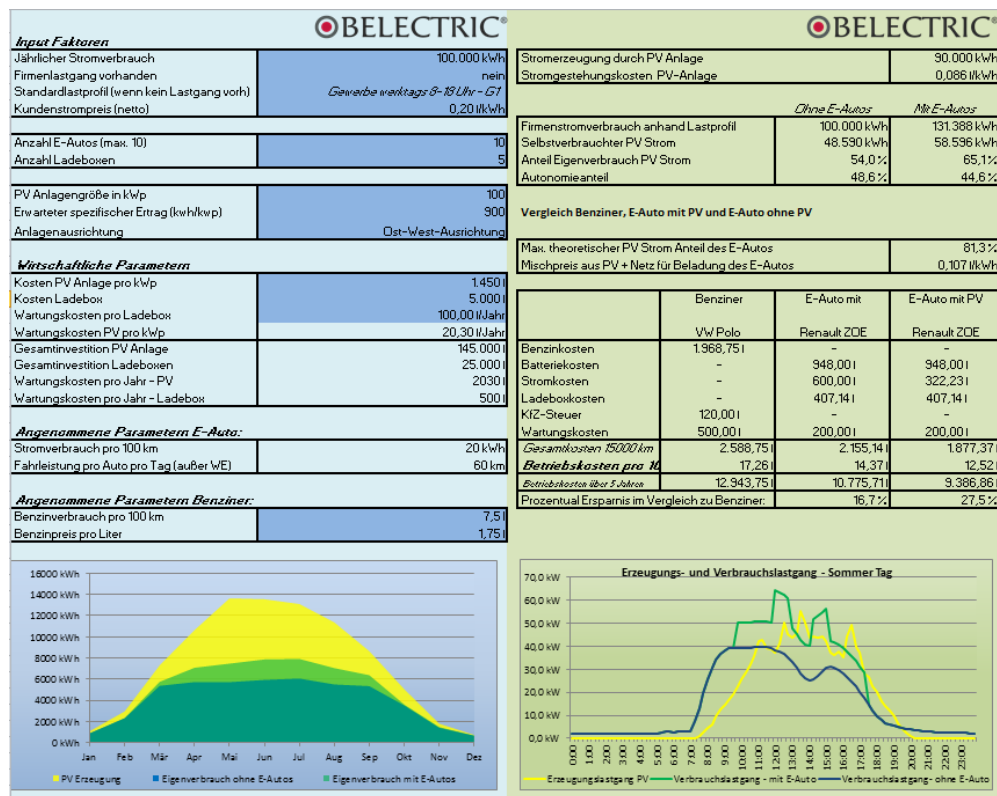


Abbildung 15: Tool zur Erstellung Lastmanagement- Prognosen in verschiedenen Anwendungsszenarien

Nach Abschluss der Untersuchungen ist verstanden, dass folgende Parameter für die Anwendungen zum lokalen Lastmanagement benötigt werden:

1. prognostizierte Standzeit des E-Fahrzeuges am Ladepunkt und
2. aktueller Ladestand der Batterie (SOC = State of Charge), Ladeleistung.

Während Parameter (1) relativ problemlos über die Nutzer-Schnittstellen (Handy/Display) abgefragt werden kann, sind belastbare SOC-Daten aus den unterschiedlichen E-Fahrzeugen heute schwierig zu ermitteln, da die kabelgebundene Kommunikation zur Übermittlung dieses Parameters über ISO 15118 in wenigen Fahrzeugmodellen unterstützt wird und eine manuelle Eingabe über den Nutzer umständlich und fehleranfällig ist. Ein Ergebnis dieses AP ist damit auch, dass eine Schnittstelle zwischen den Server-Backendsystemen der Automobilproduzenten für die Übermittlung der SOC-Daten eine wichtige Voraussetzung für die Umsetzbarkeit des Gesamtkonzepts LLM ist. Diese Schnittstelle wird von den OEMs aber zurzeit nicht freigeben.

Es liegen nun Konzepte zu den verschiedenen Varianten von Lastmanagement-Lösungen vor, die eine kostenoptimierte Bereitstellung von Ladepunkten innerhalb eines Master-Slave-Konzeptes vorsehen.

<sup>10</sup> Projektlaufzeit „Econnect Germany“: 01.01.2012-31.01.2015

<sup>11</sup> www.evl.wiwi.uni-due.de/forschung/projekte/elektromobilitaet-lokales-lastmanagement-und-laden-beim-arbeitgeber/

Die Arbeiten der **BELECTRIC** für die Entwicklung des Führungskonzeptes LLM beruhen auf den Daten, welche in den Arbeitspaketen 121 Ein-/Ausschaltregelung und AP 122 Mode-3 Kommunikation erhoben wurden.

In den durchgeführten Testreihen wurden Lademechanismen einzelner Fahrzeuge ermittelt. Vorrangig für ältere Fahrzeuge, die nicht über eine Mode-3-Ladereglung verfügen, wurde die Ein-/Ausschaltprozesse untersucht. Durch den Einsatz selbstrücksetzender Sicherungen in der Ladebox, können auch diese Fahrzeuge am Lastmanagement teilnehmen. Jedoch ist bei den Ladebetriebsarten 1 und 2 die maximale Leistung eines Ladepunktes vorzuhalten, da hier bei geschlossenem Stromkreis kein Einfluss auf den bezogenen Strom genommen werden kann.

Aus der Erfahrung aus AP122 und weiterführenden Untersuchungen der Ladung über die Mode-3-Kommunikation stellte sich heraus, dass aktuelle Elektrofahrzeuge auf den eingestellten Sollstrom reagieren und diesem innerhalb ihrer physikalischen Grenzen folgen. Die Auswertung der Daten hat dabei ergeben, dass die Fahrzeuge den Sollstrom in den seltensten Fällen zu 100% übernehmen. Erliegen Umwandlungsprozesse durch die fahrzeugseitigen Laderegler Phasenverschiebungen, die für den Fahrplan in Form des tatsächlich fließenden Stromes zu berücksichtigen sind.

Dieses unterschiedliche Verhalten der einzelnen Elektrofahrzeuge bedingt eine entsprechende Beachtung im lokalen Lastmanagement (LLM). Darin wird somit ein Vergleich zwischen Soll- und Ist-Leistung, SOC und Phasenverschiebung notwendig. Die daraus resultierende Abweichung muss in den „Fahrplan“ einfließen um entsprechende Gegenmaßnahmen zu ergreifen. Diese können z.B. darin liegen, dass die PWM dem fließenden Strom respektive der Wirkleistung angepasst wird, um den Fahrplan weiter einhalten zu können oder den Fahrplan für weitere Teilnehmer anzupassen. Damit ist die Abweichung von Soll- zu Ist-Leistung ähnlich zu behandeln, wie ein voller bzw. nahezu voller Energiespeicher. Auch hier ist eine Abweichung von Soll- zu Ist-Leistung feststellbar, auf den das LLM mit Einfluss auf weitere Teilnehmer reagiert.

Ein allgemein gültiges Führungskonzept würde sich nach derzeitigem Entwicklungsstand der Interpretation des Pilot-Signals der Fahrzeuge in einem Sollstromfenster von 16A bis 32A bei durchgängiger Ladung mit steigendem Strom bewegen. Dies schränkt Freiheitsgrade bei lokalem Lastmanagement stark ein. Dementsprechend ist es empfehlenswert auch Eigenheiten von Fahrzeugen mit zu berücksichtigen, wodurch auch Unterbrechungen der Ladung mit anschließendem Fortsetzen möglich sind.

In der Untersuchung des Ladeverhaltens der Elektrofahrzeuge wurde bei den oben genannten Versuchen und darüber hinausgehenden Recherchen festgestellt, dass die Fahrzeughersteller aktuell zu einphasigen Ladereglern tendieren. Dies kann bei einem Ladecluster zu einer starken asymmetrischen Belastung des Netzes führen. Bei der Planung eines Clusters ist dementsprechend darauf zu achten, eine möglichst symmetrische Belastung zu gewährleisten. Ist das nicht möglich, so kann über die eingebauten Wirkenergiezähler der Stromfluss jeder Phase separat ermittelt werden. Durch eine Probeladung können diese Informationen dem LLM übermittelt werden, damit dieses darauf reagieren kann.

Neben dem Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge sind die technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber Randbedingungen, welche auf das LLM Einfluss haben. Die befragten Stadtwerke verwiesen in der Regel auf die TAB des BDEW und damit auf die VDE-AR-N 4101 (Anforderungen an Zählerplätze in elektrischen Anlagen im Niederspannungsnetz) und VDE-AR-N 4102 (Anschlusschränke im Freien am Niederspannungsnetz der allgemeinen Versorgung – Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss von ortsfesten Schalt- und Steuerschränken, Zähleranschlussäulen, Telekommunikationsanlagen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge). Demnach sind Schieflasten bis 4,6kVA zulässig, was bei einem LLM entsprechend berücksichtigt werden muss. Ansonsten beziehen sich beide Normen im Wesentlichen darauf, welche Anforderungen die eingebauten Betriebsmittel einhalten müssen. Die VDE 0100-722 (Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art- Stromversorgung von Elektrofahrzeugen), die wiederum auf die TAB-2007 verweist, geht ohne Lastmanagement von einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 aus. Das bedeutet bei zwei Ladekreisen mit jeweils 32A eine Auslegung von 80A, da 63A zu grenzwertig wäre. Durch das Lastmanagement ist es möglich betriebsmittelbedingte 50A als gemeinsame Vorsicherung von zwei

Ladepunkten mit jeweils 32A zu realisieren. Für die entsprechende Energieverteilung innerhalb einer Ladestation sorgt das interne LLM. Nehmen Teilnehmer mit geringerer Ausgangsleistung teil, so ist eine eindeutige Zuordnung über die Schlüsselnummer der Ladestation möglich.

Als Führungskonzept wurde von **Lemonage** ein rein netzorientierter Ansatz gewählt. Folgende Vorgaben wurden beachtet:

#### Vorgabe 1) Einhaltung von Leistungsgrenzen des gesamten Verbundes (Master/Slaves)

Als Vorgabe wird die Einhaltung von Leistungsgrenzen im gesamten Verbund (Cluster) hinsichtlich des Netzanschlusspunktes definiert. Die Dimension des Hausanschlusses wird als fest vorgegeben angesehen. Vorerst ist der Netzanschlusspunkt somit ein fester Parameter. In späteren Arbeitspaketen ist diese Annahme dann nicht mehr gültig.

#### Die Vorgabe 2) physikalische Beschränkung von Einzelkomponenten

Diese Vorgabe bezieht sich auf Einschränkungen der Ladebox selbst. So ist die Gesamtleistung der Ladebox selbst physikalisch durch einzelne Bauteile beschränkt. Konkret ist der Anschluss des Plug & Play Steckers auf eine feste Stromstärke begrenzt. Die Summe der Stromstärken aller Ladekreise darf diese Größe nicht überschreiten. Ladeboxkomponenten können gegebenenfalls erweitert werden, so dass physikalische Beschränkung aufgehoben werden kann.

#### Führungsstruktur, Eingangsgrößen und Umsetzung

Als Führungsstruktur wurde ein dezentraler Ansatz ausgeschlossen und ein zentral-hierarchischer bzw. ein dezentral-hierarchischer Ansatz diskutiert. Die geplante dezentral-hierarchische Kommunikationsstruktur war das ausschlaggebende Kriterium für einen dezentral-hierarchischen Ansatz.

Generell ist ein dezentral-hierarchischer Ansatz aus Gründen der Ausfallsicherheit natürlich robuster aber auch komplexer und kann zukünftig integriert werden. Konkret für den Master/Slave Verbund heißt dies, dass ein fest definierter Master existiert. Dieser Master übernimmt neben den Kommunikationsaufgaben auch die Aufgaben der zentralen Führungseinheit.

Der Führungseinheit (Master) werden externe Sollgrößen vorgegeben, welche einen Teil der Eingangswerte für die Steuerung darstellen. Die vom Master für die unterlagerte Schicht (Slave Ladeboxen) errechneten Sollgrößen werden an diese weitergeleitet und von den Slaves verarbeitet. Die von einem Slave empfangene Sollgröße wird unter Beachtung der Vorgabe 2) zur internen Steuerung verwendet.

Neben den vorgegebenen Sollgrößen sind weitere Eingangsgrößen von zentraler Bedeutung. Diese Größen ergeben sich aus der Konfiguration und dem Aufbau des Clusters. Es wurde bestimmt, welche Eingangsgrößen für die Steuerung benötigt werden und wie diese abgefragt werden können. Langfristig werden fast alle benötigten Eingangsgrößen durch das Auto bzw. die Auto-Ladebox Kommunikation bereitgestellt werden können (über ISO 15118). Wie bereits erwähnt, fehlt hierzu aktuell eine verabschiedete finale Protokollstruktur.

Für das Steuerungssystem ist es unerheblich, ob die Daten automatisch erfasst, aus Nutzereingaben abgeleitet oder aus Konfigurationsdaten abgeleitet werden.

Es wurde eine flexible modulare Architektur entworfen. In Hinblick auf die folgenden APs wurde die Einbindung von möglichen Bibliotheken zur linearen Optimierung beachtet, wofür auch einsetzbare Softwareprodukte zur Lösung linearer Optimierungsprobleme evaluiert wurden.

Ein weiteres verfolgtes Ziel ist die Möglichkeit, die aktuelle Implementierung des Algorithmus durch eine andere, die z.B. auf einem anderen linearen Optimierer basiert, austauschen zu können. So kann der Weg für Erweiterungen und umfangreichere Berechnungen offen gehalten werden. Durch die Anbindung über JNI<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> JNI- Java native Interface, für Java spezifizierte Schnittstelle zur Programmierung auf Plattform-Ebene (Betriebssystem)

wird es ermöglicht, auch Module in anderen Programmiersprachen, wie C oder C++, einzubinden. Für diese Sprachen sind mehrere freie Optimierer verfügbar. Auch mögliche Probleme mit längeren Berechnungszeiten können durch die Anbindung über JNI gelöst werden (z.B. Java Garbage Collection).

Weitere Nebenbedingungen für den Steuerungsalgorithmus, wie z.B. ökonomische Parameter wurden nicht implementiert. Es wurde entschieden, dass die Vorgaben bezüglich der physikalisch Beschränkungen von Einzelkomponenten (Vorgabe 2) in der Steuerung der Ladebox selbst implementiert werden. Eine Beachtung dieser Vorgabe auf einer höheren Ebene ist dadurch nicht nötig. Die Zusammensetzung des Ladeclusters ist dynamisch. Eine Slave-Ladebox kennt ihr Master-System, kann sich über einen bestimmten Kommunikationskanal bei ihm anmelden und übermittelt dabei seine statischen Konfigurationsparameter (u.a. max. Leistungen pro Ladepunkt und max. Gesamtleistung).

Es wurde eine Implementierung geschaffen, in der die zentrale Führungseinheit (Master) die Sollgrößen den untergeordneten Einheiten (Slaves) über die Ethernet-Schnittstelle bereitstellt. Durch die interne Umsetzung der Vorgabe 2 wurde die Steuerung aufgeteilt. Dieser Teil ist fest in die Ladeboxsoftware integriert, da dies eine phys. Beschränkung ist und auch ohne den Einsatz eines Master-Systems funktionieren muss. Die Vorgabe 2 wurde durch eine flexible Architektur auf dem Master umgesetzt, so dass die folgenden Arbeitspakete weiter darauf aufbauen können.

#### Testaufbau

Der Hausanschluss wurde durch eine Sicherung simuliert. Hinter der Sicherung wurde im Testaufbau ein Ladecluster von einem Master und einem Slave installiert. Die Steuerung verhinderte eine Auslösung der Sicherung d.h. eine Überlastung der Sicherung trat nicht auf.

#### Behandlung von Fehlerfällen

Langfristig ist ein Konzept für die Behandlung von Fehlerfällen aufzustellen. Insbesondere ein Kommunikationsausfall sollte abgefangen werden. Der Master sollte kein „Single Point of Failure“ darstellen, die dynamische Festlegung eines neuen Masters im Falle eines Ausfalls wäre eine denkbare Lösung.

### **AP 141 Algorithmen zur Lastoptimierung**

Beim Entwurf der Algorithmen durch das **ISE** wurde berücksichtigt, dass die Ladevorgänge hinsichtlich verschiedener Zielsetzungen optimiert werden können: priorisierte Ladung durch lokal erzeugte regenerative Energie, Einhaltung von Leistungsgrenzen am Netzanschlusspunkt und innerhalb der Ladeinfrastruktur, eine prognosebasierte Ladefahrplanerstellung sowie die Einhaltung der durch den Nutzer vorgegebenen Zeitbeschränkungen. Da diese Zielsetzungen konkurrieren, wurde eine flexible Struktur gewählt, die eine unterschiedliche Gewichtung der Ziele je nach Einsatzgebiet erlaubt. Trotz der umfangreichen Funktionalität des heuristischen Lademanagements, das auf der Sortierung aller am Ladecluster angemeldeten Autos gemäß der zugrundeliegenden Zielkriterien basierte, stellte sich im Rahmen einer weiterführenden Recherche heraus, dass die Übersetzung der Zielstellung in ein (zunächst rein reelles) lineares Optimierungsproblem eine flexible anwendbare Lösung ohne zusätzlichen Mehraufwand darstellt.

Die Ladefahrplanerstellung wurde somit als lineares Optimierungsproblem formuliert, bei dem die Leistung errechnet wird, mit der jedes der am Cluster angemeldeten Autos in jedem Zeitschritt beladen wird. Die verfügbare Leistung ist in variable Leistungsbänder aufgeschlüsselt, so dass die volatile Erzeugung durch eine zeitlich veränderliche verfügbare Leistung dargestellt werden kann. Die zu minimierende Zielfunktion besteht nun aus der Multiplikation eines Tensors, der die Ladeleistung eines Fahrzeugs aus einem Leistungsband zu einem gegebenen Zeitschritt enthält mit einer Preismatrix, welche die zeitlich aufgelösten Energiepreise der Leistungsbänder enthält.

Die Randbedingungen des Optimierungsproblems stellen die Deckung des Energiebedarfs der einzelnen Fahrzeuge, die Einhaltung der Breite der einzelnen Leistungsbänder sowie die Einhaltung der



Netzanschlussbedingungen und Leistungsbeschränkungen innerhalb der Ladeinfrastruktur sicher. Die maximale Ladeleistung der Fahrzeuge kann im einfachen Fall, der auf den heute verfügbaren Informationen beruht, als konstant angenommen werden. Die Güte der Ergebnisse kann allerdings signifikant verbessert werden, wenn dem Algorithmus die maximale Ladeleistung der Fahrzeuge in Abhängigkeit des Batteriefüllstands bekannt ist. Sollte diese Information zur Verfügung stehen, kann der Algorithmus sie in die Ergebnisse einfließen lassen.

Als Ergebnis des Arbeitspaketes wurde ein Algorithmus in einer Implementierung in C++ realisiert und getestet. Dabei zeigte sich, dass die Erstellung der Fahrpläne für einige Dutzend Fahrzeuge unter einer Sekunde durchgeführt werden konnte. Mit dieser Laufzeit ist ein Einsatz im Ladecluster darstellbar. Die Implementierung wurde dem Projektpartner Lemonage für die Entwicklung des Ladecluster-Masters zur Verfügung gestellt.

Im Rahmen der Implementierung wurde ebenfalls die API zur übergeordneten Software der Lemonage spezifiziert, d.h. die Schnittstellen zur Übergabe der fahrzeugspezifischen Daten und Leistungsbänder sowie die Rückgabe der errechneten Ladefahrpläne.

Aufbauend auf dem AP 130 wurde das AP 141 von **Lemonage** umgesetzt. Gemeinsam mit dem ISE wurden in mehreren Abstimmungen die Ein- und Ausgangsgrößen diskutiert und definiert. Primäres Ziel dieses Arbeitspaketes war es, die benötigten Algorithmen sowie dafür erforderliche Eingangs und Ausgangsgrößen zu definieren. Gemeinsam wurde ein Datenmodell aufgestellt, welches alle Eingangsgrößen für den Optimierungsalgorithmus und alle Ausgangsgrößen für die Ladefahrplanerstellung enthält.

Die im AP130 definierte Einhaltung der Leistungsgrenze des Netzanschlusses wurde in den neuen Algorithmus, neben weiteren Zielsetzungen, integriert. Weiterhin ist eine beliebige Anzahl von weiteren Eingangsbändern möglich. Im Laufe der Entwicklung (z.B. AP 142) wurden diese Anforderungen weiter ergänzt. Der Optimierungsalgorithmus kann in seiner finalen Form auch mit dynamischen Leistungsbändern und zustandsbezogenen Werten (SOC, State of Charge) arbeiten. Allgemein kann gesagt werden, dass ein möglichst einfaches und beherrschbares aber auch sehr flexibles Szenario aufgebaut wurde. Die Umsetzung auf der V3 Hardware ist nicht Bestandteil dieses APs. Der vom ISE entwickelte und dokumentierte Optimierungsalgorithmus soll im AP 142 auf die V3 Plattform übertragen und implementiert werden.

Die Problematik der asynchronen Belastung von Phasen in einem Ladecluster wurde erkannt und mit den Partnern diskutiert. Die dreiphasige Modellierung setzt jedoch eine genaue Kenntnis über das Ladeverhalten der einzelnen Fahrzeuge voraus: Informationen, die nicht immer vollständig vorhanden sein können. Ferner wird langfristig erwartet, dass sich der Typ-2 Ladestecker am Markt durchsetzen wird. Dadurch wird eine Ladung im KFZ Bereich auch dreiphasig erfolgen ermöglicht. Zumindest im Automobilbereich ist damit zu rechnen, dass der Schuko-Stecker und damit die einphasige Ladung eine Übergangslösung ist. Die Problematik kann von Belectric Drive durch ein spezielles Installationsmuster der Ladeboxen in einem Cluster abgeschwächt werden.

Es wurde ein Mechanismus entworfen, der es einem Optimierungsalgorithmus ermöglicht, einen Fahrplan für zeitschlitzbasierte Leistungsbezüge einer dynamischen Anzahl von Ladevorgängen zu errechnen. Der Algorithmus reagiert auf sich verändernde Zustände in einem Ladecluster durch die Neuuzuordnung der Eingangsgrößen durch den Master des Clusters.

#### **AP 142 Lastgangsteuerung zur Eigenverbrauchsoptimierung**

**BELECTRIC** erstellte eine numerische Simulation, um für beliebige Standorte mittlere Wetterdaten in einstündiger Auflösung zu berechnen und daraus mit Hilfe eines PV-Modulmodells Ertragsprofile zu generieren. Dies wurde auf den Standort Kitzingen angewendet, um verlässliche Referenzkurven zu erzeugen. Diese wurden wiederum genutzt, um Leistungsbänder mit Preiszuordnungen für den Optimierungsalgorithmus zu generieren, den die Lemonage implementierte. Diese Daten wurden der Nutzung realer Wetterdaten

vorgezogen, da die simulierten Werte verlässlichere Resultate lieferten, da sie von den statistischen Schwankungen des realen Wetters unabhängig sind.

BELECTRIC erstellte damit eine Erzeugersimulation, die es ermöglicht, die notwendigen einstrahlungsabhängigen Optimierungsparameter für beliebige Standorte zu erzeugen.

Lemonage führte im Rahmen dieses Arbeitspaketes die softwaretechnische Implementierung und Integration der Arbeitspakete 130 und 141 auf der Hardware der Ladebox V3 durch. Neben der Einbindung des Optimierers beinhaltet die Lösung auch die Behandlung der Problematik der Reaktion auf geänderte Zustände im Gesamtsystem. Die notwendigen Wetter- und Erzeugerdaten wurden von BELECTRIC durch simulierte Daten geliefert. Ein Einsatz realer Wetterdaten oder reeller Fahrzeugprofile ist erst für den späteren Testlauf im Innopark Kitzingen nötig, um die tägliche Optimierung durchzuführen. Sie war für die Parametrierung des Optimierungsalgorithmus nicht notwendig.

Der anfängliche Optimierungsalgorithmus des AP 141 wurde vom ISE um den Ladezustand der Fahrzeuge erweitert (SOC – State of Charge). Weiterhin unterstützt der Algorithmus variable Leistungsbänder. Über diese variablen Leistungsbänder können Solarkraftwerke und Wetterprognosen abgebildet werden, die dann in der Optimierung Beachtung finden. Der vom ISE entwickelte Optimierungsalgorithmus wurde auf die dritte Generation der Ladebox-Plattform übertragen und auf der neuen Hardware angebunden. Grundsätzlich ist dieser Algorithmus auch auf anderen Systeme (z.B. einem Server im Rechenzentrum der Belectric) lauffähig. Dadurch ergeben sich in Zukunft weitere Möglichkeiten für die Skalierung eines Ladeclusters oder die Bildung von Hierarchien von Ladeclustern. Aus Gründen der Ausfallsicherheit wird derzeit eine Umsetzung auf dem Master-System jedoch präferiert. Sollte die Kommunikation zwischen dem Belectric Sever und dem Master ausfallen, kann das System autark weiterarbeiten.

#### Änderungen / Neuberechnung des Optimierungsprozess

Die Neuberechnung des Lade-Fahrplans wird von Ereignissen gesteuert. Die Eingangs- und Konfigurationsparameter werden in diesem Fall an das Master-System und den dort installierten Optimierer übertragen, bzw. stehen sie ihm gesamtheitlich zur Verfügung.

Der vom ISE erstellte Optimierungsalgorithmus wurde in die Softwarelösung der Ladebox V3 integriert. Der Master eines Ladeclusters kann seinen Slaves Sollwerte für Energiebezüge eines Ladevorgangs übermitteln, wodurch das lokale Lastmanagement vorgenommen wird.

Von Lemonage wurden die softwareseitigen Implementierungen sowie die Integration der Algorithmen und die Integration des Ladeverbundes umgesetzt. Der Optimierer zur Berechnung von Ladevorgängen wurde inklusive der in Zusammenarbeit mit dem ISE erarbeiteten Algorithmen zur Eigenverbrauchsoptimierung implementiert und ist auf dem Master-System als eigenständige Android-Anwendung (Cluster-Manager) verfügbar.

Für die Kommunikation zwischen dem Ladebox-Master und den Ladestationen wurden neue Strategien eruiert, was in der Schaffung eines neuen Ansatzes zum Austausch der Informationen mündete. Sie wird nun über ein TCP-basiertes Publish-Subscribe-Protokoll namens MQTT13 durchgeführt. Somit wird eine Voraussetzung für eine einfachere, ereignisbasierte Neuberechnung der Lade-Fahrpläne gegeben, mit der in einem weiteren Schritt experimentiert wurde. Für die Verwendung in diesem Projekt wird dieser Ansatz weiterverfolgt und Beobachtungen zu dessen Verwendung gesammelt. Folgendes Sequenzdiagramm stellt die Abläufe vereinfacht dar.

---

<sup>13</sup> <http://mqtt.org/>



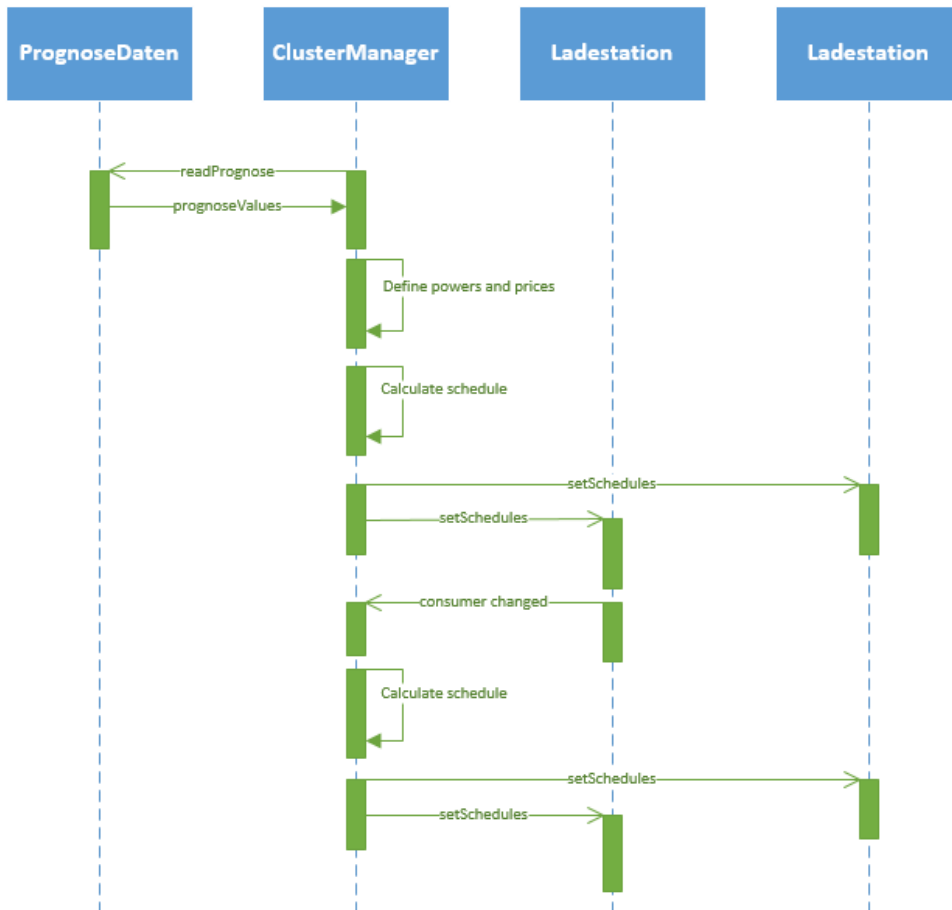


Abbildung 16: Vereinfachtes Sequenzdiagramm für die Neuberechnung von Ladefahrplänen

Durch die unzureichend gelöste Kommunikation mit Fahrzeug und das noch nicht einsatzfähige IEC 15118 Protokoll ergaben sich neue Problematiken. Der SOC (State of Charge) sollte optimaler Weise direkt vom Auto bzw. der Batteriesteuerung ausgelesen werden. Da dies zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich ist, wurde der SOC für die Tests durch eine Nutzereingabe vorgegeben. Langfristig werden sich hier Lösungen wie z.B. das IEC 15118 Protokoll etablieren.

Neben der Bereitstellung von Fahrzeugdaten bleiben weitere Fragen wie z.B. kundenfreundliche oder gar automatische Konfiguration eines Ladeboxverbundes offen.

Des Weiteren sollte die Funktionalität des Ladeclusters innerhalb einer Produktentwicklung mit einer erweiterten Fehlerbehandlung ausgebaut werden. Diese sollte z.B. Mechanismen zur Behandlung von Kommunikationsausfällen zwischen ClusterManager und Ladestation vorsehen. Beispielsweise könnte eine ständige Aufzeichnung der aktuellen Energiebezüge eines Fahrzeugs Rückschlüsse auf den verbleibenden Energiemengenbedarf nach der Fortsetzung eines Ladevorgangs erlauben.

#### AP 151 Potenzialstudie zur Ladeboxanbindung

Es wurde in einer Potentialanalyse der Mehrwert einer Anbindung von Ladeinfrastruktursystemen an ein Heimenergiemanagementsystem (HEMS) eines Privathaushaltes durch das ISE abgeschätzt.

Zunächst wurden die potentiellen Nutzer entsprechend ihres Mobilitätsverhaltens und dem Stromverlaufsprofil ihres Haushaltes in vier Nutzergruppen eingeteilt: Singlehaushalte, Familienhaushalte mit einem (Typ I) und zwei (Typ II) berufstätigen Elternteilen sowie Rentnerhaushalte. Für diese Nutzergruppen wurden aus am ISE verfügbaren Messwerten charakteristische Stromverlaufsprofile erstellt, welche die Haushaltslast darstellen. Erzeugungsseitig wurden hochaufgelöste Jahresmesswerte von Photovoltaikanlagen auf eine charakteristische

Anlagengröße von 4 kWp skaliert. Diese Erzeugungsprofile stehen zusammen mit dem Netzanschluss zur Deckung des Bedarfs zur Verfügung.

Aus Untersuchungen zur Mobilität in Deutschland wurden Fahrprofile für die Nutzergruppen erstellt, aus denen der Energiebedarf eines elektrischen Erst- bzw. Zweitfahrzeugs zeitlich aufgelöst bestimmt wurde. Die Ladeleistung wurde mit 3,5 kWp angenommen. Zusammen mit dem Verlauf der Haushaltslast ergibt sich der gesamte Energiebedarf der Nutzer. Aus diesen Energiebilanzen wurde eine Jahresenergiebilanz erstellt, welche anschließend unter Berücksichtigung aktueller und zu erwartender regulativer Rahmenbedingungen wirtschaftlich bewertet wurde.

In den Ergebnissen zeigte sich, dass erst die intelligente Integration der Elektrofahrzeuge eine signifikante Erhöhung des Eigenverbrauchs und damit einen finanziellen Mehrwert erbringt. Vor allem die oft fehlende Gleichzeitigkeit von PV-Erzeugung und Verfügbarkeit des Fahrzeugs am Ladepunkt verhindert einen größeren Anteil an PV-Energie im Strommix der Fahrzeugladung. Für die betrachteten Szenarien betrug der PV-Anteil an der in das Elektrofahrzeug geladenen Energie zwischen ca. 5 % (ungesteuerte Ladung) und ca. 30 % (intelligente Ladung). Die folgende Darstellung zeigt den PV-Anteil für den Familienhaushalt Typ I.

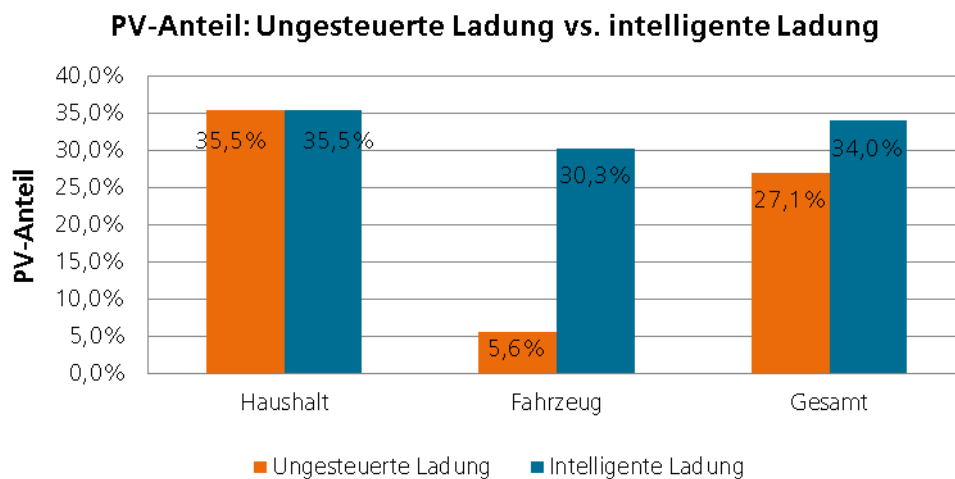


Abbildung 17: PV-Anteil für Familienhaushalt Typ I bei ungesteuertem sowie gesteuertem Laden

Im Rahmen einer Untersuchung zum Parametereinfluss wurden die Erzeugungsleistung der PV-Anlage und die Ladeleistung des Elektrofahrzeugs untersucht. Eine größere PV-Erzeugungsleistung führt zwar sowohl beim ungesteuerten als auch beim gesteuerten Laden zu einem höheren PV-Anteil, allerdings ist die Zunahme bei der intelligenten Ladung wesentlich höher. Der PV-Produktionsdeckungsgrad nimmt in beiden Fällen allerdings stark ab, da die Anlage für den Verbrauch überdimensioniert ist. Eine höhere Ladeleistung erhöht den PV-Anteil an der geladenen Energie nur, wenn die Ladung gesteuert werden kann, da im ungesteuerten Fall aufgrund der mangelnden Gleichzeitigkeit von PV-Produktion und Fahrzeugverfügbarkeit wesentlich mehr Netzstrom für die Ladung verbraucht wird.

Die Grundlage der wirtschaftlichen Betrachtung bildet das Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG in seinen Fassungen von 2009 und 2012 sowie eine angenommene Version für 2015, in der die aktuelle Entwicklung von abnehmender Einspeisevergütung und steigenden Strombezugskosten fortgeschrieben wurde.

Die folgende Grafik zeigt die jährliche Ersparnis durch Eigenverbrauch für die Elektrofahrzeugladung für den Familienhaushalt Typ I. Zusammen mit der Ersparnis durch Eigenverbrauch im Haushalt entsteht ein finanzieller Vorteil für die Nutzer.

### Jährliche Ersparnis durch Eigenverbrauch bei Elektrofahrzeugladung

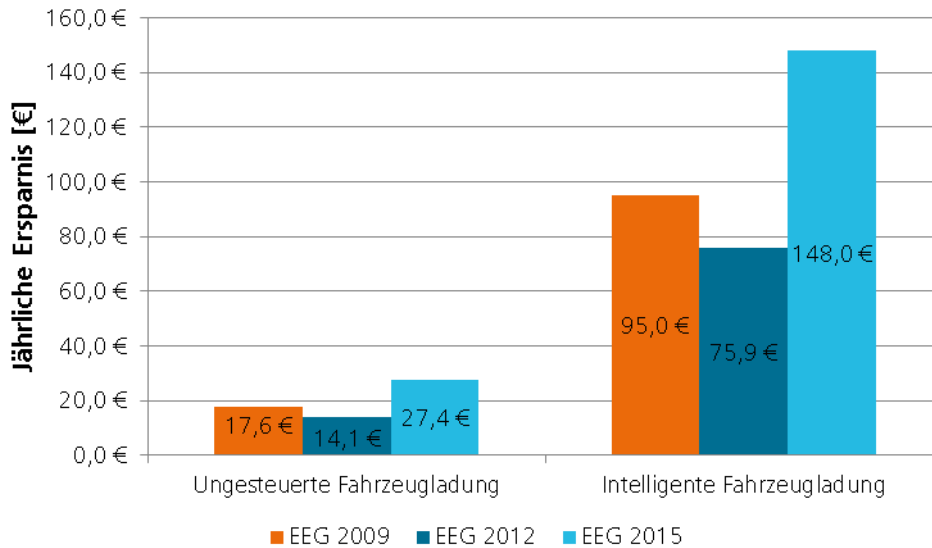


Abbildung 18: Jährliche Ersparnis durch Eigenverbrauch Familienhaushalt Typ I

Für alle Nutzergruppen lässt sich feststellen, dass die Einsparungen durch den PV-Eigenverbrauch im Haushalt größer sind als die entsprechenden Einsparungen durch Elektrofahrzeugladung. Dies ist auf die vorgenommene Prioritätenvergabe zurückzuführen: Das Fahrzeug kann nur dann Photovoltaikleistung beziehen, wenn der Haushaltstrombezug gedeckt ist.

Die erzielbaren Ersparnisse sind zwischen den verschiedenen Nutzergruppen teilweise stark unterschiedlich. Die Familienhaushalte erzielen sowohl durch Eigenverbrauch im Haushalt als auch durch Elektrofahrzeugladung höhere Einsparungen als die Haushalte der Rentner und Singles.

Für das Beispiel eines Familienhaushalts vom Typ I kann von Einsparungen in Höhe von 227 € im Haushalt und zusätzlichen 14,10 € durch ungesteuerte Elektrofahrzeugladung ausgegangen werden. Ohne jegliche Steuerung der Haushaltslast und der Fahrzeugladung können somit heutzutage 241,10 € jährlich durch Photovoltaikeigenverbrauch gespart werden. Dabei fallen keine zusätzlichen Investitionen an, weshalb die Einsparungen als Reingewinn betrachtet werden können.

Durch intelligente Steuerung der Fahrzeugladung kann theoretisch eine zusätzliche Ersparnis von 61,80 € jährlich erzielt werden. Diese jährlichen Einsparungen müssen die anfallenden Mehrinvestitionen für einen intelligenten Laderegler über dessen Nutzungszeitraum mindestens refinanzieren, damit die intelligente Ladung wirtschaftlich ist.

Für das EEG-Szenario 2015 zeigte sich, dass das Einsparpotential für jede eigenverbrauchte Kilowattstunde beinahe doppelt so groß ist wie die Einsparung gemäß dem EEG-Szenario 2012. Diese Zahlen veranschaulichen das große Potential des Verbrauchs von eigenerzeugtem Photovoltaikstrom im Haushalt und für die Elektrofahrzeugladung. Der Anteil des Eigenverbrauchs von Photovoltaikstrom wird daher zukünftig von wachsender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von privaten PV-Anlagen sein. Aus diesem Grund werden in der Zukunft Systeme zur intelligenten Elektrofahrzeugladung bzw. zur intelligenten Steuerung von steuerbaren Verbrauchern im Haushalt immer attraktiver.

Die vollständigen Ergebnisse wurden als Studie unter Fraunhofer Publica veröffentlicht (1).

Die Ergebnisse des Arbeitspakets 151 des ISE zeigen, dass vor allem aufgrund der ungenügenden Gleichzeitigkeit von PV-Erzeugung und Fahrzeugverfügbarkeit in Privathaushalten die Arbeiten der APs 152-156 und AP 163 nicht mit Fokus auf einen Privathaushalt sondern ein gewerbliches Objekt durchgeführt werden sollten. Dazu soll der Demonstrator für die Realisierung des Smart Homes im AP 163 genutzt werden. Der in AP 141 entwickelte Optimierer wird hierbei im Master eines Ladestationsclusters implementiert, der mit dem Energiemanagementsystem eines Gesamtsystems bestehend aus einer Gebäudeleittechnik mit drei Wärmepumpen, ungesteuerten industriellen Lasten sowie großen PV-Erzeugungskapazitäten interagiert. Die deutlich größere Komplexität des resultierenden Systems führt zum gesonderten Antrag auf eine kostenneutrale Projektverlängerung, um die Dauer der Feldphase nicht durch die umfangreicheren Implementierungsarbeiten zu verringern.

### AP 152 Anbindungskonzept

Wie in den Ausführungen zu AP151 dargestellt, werden die Arbeiten zur Interaktion von Energiemanagementsystem und Ladecluster mit dem Fokus auf ein gewerbliches System am Beispiel des Innoparks am Standort der Belectric in Kitzingen durchgeführt. Hier wird ein Demonstrationssystem realisiert, in dem das Zusammenwirken eines vom Fraunhofer ISE entwickelten EMS mit einem V3-Ladecluster erprobt wird.

Im Rahmen der Arbeiten zum AP152 wurde vom ISE zunächst das Systemkonzept erarbeitet. Abbildung 19 zeigt die Systemklassen, welche am Standort in Kitzingen verfügbar sind.

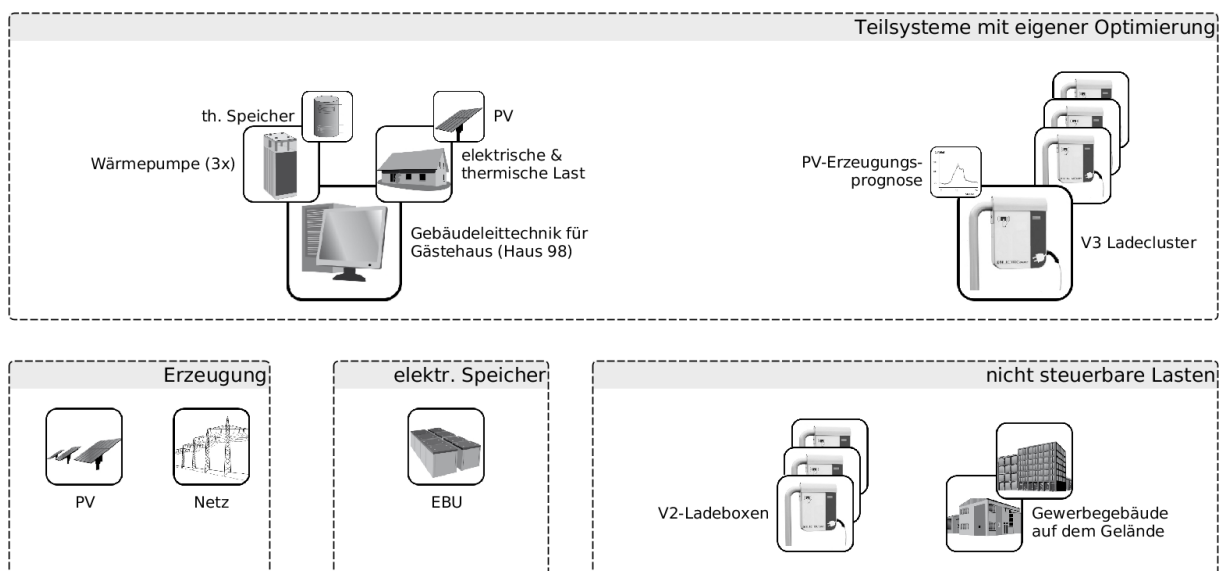


Abbildung 19: Schema Betriebsführung EMS

Die Teilsysteme mit eigener Optimierung sind der V3-Ladecluster, auf dem der in AP141 entwickelte Optimierungsalgorithmus läuft, sowie die derzeit vorhandene Gebäudeleittechnik des Gästehauses auf dem Innopark-Gelände. Es wird nun ein EMS entwickelt, welches durch Interaktion mit diesen Teilsystemen sowie Messung und Ansteuerung der weiteren einbezogenen Komponenten eine Betriebsführung realisiert, die den in der folgenden Abbildung dargestellten Energiefluss zum Ziel hat. Hierbei soll durch Einsatz der steuerbaren Lasten der Netzbezug minimiert werden.

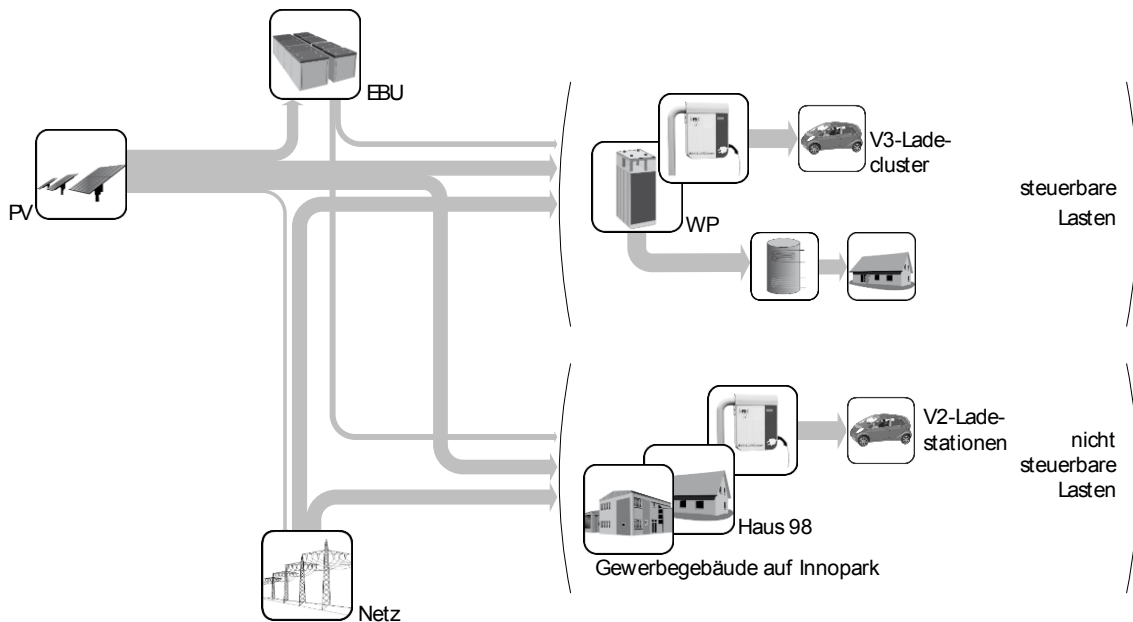


Abbildung 20: Schema Energiefluss EMS

Zur Realisierung des dargestellten Konzepts wurden die nachfolgenden Kommunikationspfade definiert.

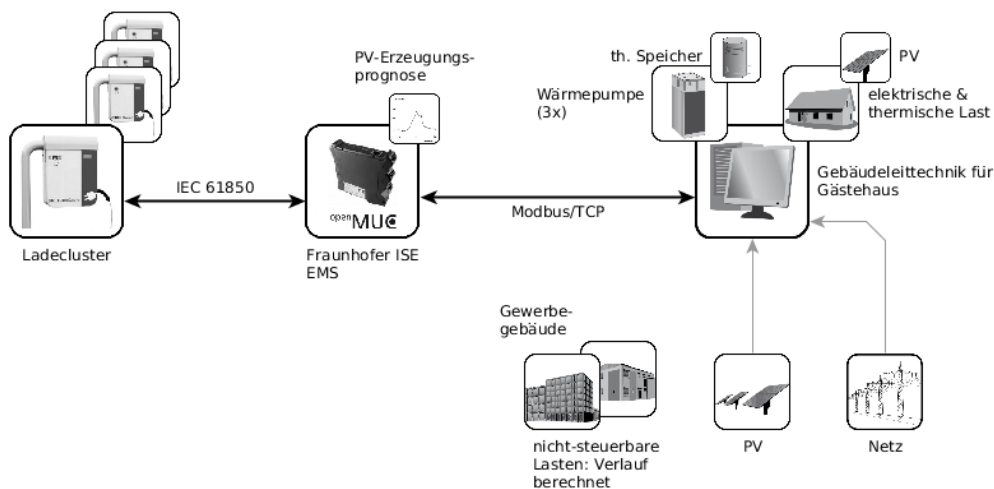


Abbildung 21: Kommunikationspfade EMS

Für die konkrete Auswahl des Kommunikationsprotokolls für den Kommunikationspfad 1 (KP1) wurden verschiedene Protokollkandidaten untersucht.

Da die Kommunikation mit dem EMS entsprechend des Systemaufbaus aus Sicht des Ladeclusters einer Backendkommunikation entspricht, stellen die hierfür verfügbaren Protokolle Kandidaten für einen Einsatz in Intellan dar. Daneben existieren aus dem Umfeld der Gebäudeautomation, der SCADA-Systeme sowie der Fernwirktechnik weitere Protokolle. Im Folgenden wird die Entscheidungsmatrix dargestellt, die zur Auswahl des einzusetzenden Protokolls erstellt wurde. Betrachtet wurden die Protokolle BACnet<sup>14</sup>, Modbus/TCP, OPC-

<sup>14</sup> BACnet - Building Automation and Control Networks

UA<sup>15</sup>, OCPP in den Versionen 1.5 und 2.0<sup>16</sup> sowie die IEC 61850. Zur Entscheidungsfindung wurden die Protokolle hinsichtlich fünf Kriterien bewertet:

- 1 Verwendung eines Datenmodells  
Die Möglichkeit, die Kommunikation in einem standardisierten Datenmodell abzubilden, ist für die herstellerübergreifende Interoperabilität von Produkten elementar.
- 2 Elektromobilitätsspezifische Inhalte  
Bewertet, ob in den aktuellen Versionen der betrachteten Protokolle Datenobjekte bzw. –repräsentationen vorhanden sind, mit denen spezifische Informationen der Elektromobilität kommuniziert werden können.
- 3 Verbreitung DSM<sup>17</sup> -/ Fernwirkmaßnahmen  
Bewertet die aktuelle Verbreitung im Bereich der DSM-Technologien bzw. der Fernüberwachung und –steuerung.
- 4 Marktfähigkeit für LS-Backendkommunikation  
Schätzt ab, inwiefern das entsprechende Protokoll für das Szenario der Kommunikation zwischen Ladeinfrastruktur und Backend-Systemen großflächig eingesetzt werden kann.
- 5 Implementierungsaufwand im Projekt  
Bewertet den Aufwand der Implementierung des Protokolls für den Einsatz im Projekt INTELLAN.

Protokoll	Branche	kurze Beschreibung	Verwendung eines Datenmodells	Elektromobilitätsspezifische Inhalte	Verbreitung DSM-/ Fernwirkmaßnahmen	Marktfähigkeit für LS-Backendkommunikation	Implementierungsaufwand im Projekt
BACnet	Gebäude-automatisierung	Standard für möglichst große Interoperabilität auf der Feldebene. Ein standardisierter Datenaustausch ist allerdings nur schwer zu realisieren, da viele der definierten Services optional sind und Hersteller vielfältige Möglichkeiten haben, proprietäre Eigenschaften zu realisieren.	+/-	-	+	-	-
Modbus/TCP	SCADA	Offenes Protokoll aus der Automatisierungstechnik, das auf einer Master-Slave-Struktur beruht. Verfügt allerdings nicht über genügend Funktionalitäten, um die benötigten, teils komplexen Datentypen abzubilden.	--	-	+	-	++
OPC-UA	Automatisierungstechnik	Verbesserte Version der OPC-Spezifikationen, erlaubt neben dem Transport von Maschinendaten auch das semantische Beschreiben von Maschinen und Objekten in der Automatisierungstechnik. Der Einsatz in der Automatisierung der Energieversorgung ist perspektivisch denkbar.	++	-	-	+	--
OCPP1.5	Elektromobilität	Basis-Protokoll zur Backendkommunikation von EV-Ladestationen. Realisiert Authentifikation und Abrechnung von Ladevorgängen. Basiert auf SOAP und nutzt HTTP.	+/-	+	+	+	--
OCPP2.0	Elektromobilität	Verbesserte Version des Basis-Protokolls, dass vielfältige Erweiterungen realisiert. Implementierungsrichtlinien für SOAP und RPC in Arbeit. Zum aktuellen Zeitpunkt nicht veröffentlicht.	++	++	-	++	--
IEC 61850	Stations-automatisierung	Internationaler Standard für die Kommunikation in der Leittechnik und Stationsautomatisierung. Definiert ein offenes Kommunikationskonzept sowie die Datenübertragung zwischen Feld- und Schutzgeräten. Vielfach in der Automatisierung der Energieversorgung sowie der FuE zu Smart Grids eingesetzt.	++	+	++	+	++

**Tabelle 1: Entscheidungsmatrix Protokollauswahl**

BACnet wird zwar auch für die interne Kommunikation der GLT eingesetzt, allerdings wird ein Fortführen der Kommunikation bis hin zu angeschlossenen Ladeinfrastrukturen als nicht zweckmäßig bewertet, da die Modellierung von Ladestationen über die im Standard verwendeten Ansätze nicht zu herstellerübergreifend

<sup>15</sup> OPC Unified Architecture – aus der OPC-Protokollfamilie: OLE (Object Linking and Embedding) for Process Control

<sup>16</sup> OCPP – Open Charge Point Protocol

<sup>17</sup> DSM – Demand Side Management: Maßnahmen zur Verbrauchssteuerung und -anpassung

kompatiblen Systemen führt. Modbus/TCP baut nicht auf einem Datenmodell der Kommunikationspartner auf, sondern definiert Register als Basis des Datenaustauschs. Diese können zwar sehr flexibel eingesetzt werden, allerdings ist die Abbildung komplexer Datentypen, wie Tarifzeitreihen, nicht ohne weiteres möglich. OPC-UA stellt einen vielversprechenden Kandidaten dar, da es mächtige Werkzeuge für die Modellierung der Kommunikationspartner zur Verfügung stellt. Im Gegensatz zur IEC 61850 ist OPC-UA vom Ursprung weniger spezifisch auf eine Anwendungstechnologie ausgelegt. Allerdings ist die Implementierung von OPC-UA sehr komplex und das Protokoll selbst noch nicht weit verbreitet. IEC 61850 wird im Gegensatz dazu derzeit vor allem im Bereich der dezentralen Energieerzeugungsanlagen stark eingesetzt und hat allgemein für den Einsatz in der Automatisierung der Energieversorgung ein hohes Potential. Die Basisversion 1.5 des OCPP-Protokolls verfügt nicht über genügend Datentypen, um umfangreiche Lastmanagementaufgaben zu realisieren, da der Fokus des Protokolls auf der Authentifikation des Nutzers sowie der Abrechnung der Ladevorgänge liegt. Wie in AP 113 Alternative Kommunikationsprotokolle/ Beteiligung an Standardisierungen bereits dargestellt, zeigt der aktuelle Release Kandidat der Version 2 des OCPP-Protokolls, dass zukünftige Versionen dieses Protokolls durchaus für den Einsatz im Ladecluster interessant sind. Schon die zwischenzeitlich veröffentlichte Version 1.6 liefert für das Lastmanagement sinnvolle Erweiterungen. Da beide Versionen im Projekt nicht final verabschiedet waren, wurde für die Realisierung im Demonstrator auf die IEC 61850 zurückgegriffen.

Das neu geschaffene EMS dient als Vermittler zwischen den Betriebsführungsalgorithmen im Ladecluster-Master sowie der GLT. Um die Komplexität der jeweils durch die Optimierer im Ladestationscluster als auch in der GLT gesteuerten Systeme vor dem jeweils anderen Optimierer zu verbergen, basiert der Austausch zwischen den Systemen auf Leistungsbändern, die verfügbare Kapazitäten sowie prognostizierte Lasten bzw. Bedarf anzeigen, und Preiskurven, über die Anreize gesetzt werden können. Somit kann der Energiebedarf des Ladestationsclusters, welcher sich durch die Nutzereingaben sowie Fahrzeugcharakteristika ergibt, dem Energiemanagementsystem als Energiebedarf einer steuerbaren Last kommuniziert werden. Dieses kann wiederum überschüssige Erzeugungskapazitäten in Form von kostenfreien Leistungsbändern an den Ladecluster übergeben, ohne die ladepunktscharfe Erzeugung von Vorgabewerten realisieren zu müssen, welche für die Realisierung des gewünschten Lastverlaufs notwendig sind.

Im Rahmen der Arbeiten zum Anbindungskonzept wurde eine Schnittstelle programmiert, die es ermöglicht, den in C++ geschriebenen Optimierer in ein auf JAVA basierendes Softwareframework einzubinden, wie es z.B. in der Software des Ladestationsmasters Anwendung findet (s. Abbildung 2222). Bei der Entwicklung dieses Interface wurden die gleichen auszutauschenden Informationen verwendet, die auch die Grundlage für die Interaktion des Ladestationscluster-Masters mit dem Energiemanagementsystem bilden.

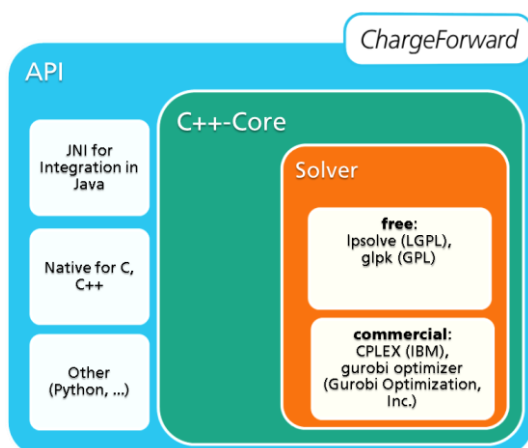


Abbildung 22: Struktur des ChargeForward-Optimierers mit JNI-API zur Integration in die Software des Ladestationscluster-Masters

Die Kommunikation mit den Systemen der Gebäudeleittechnik (KP2) wird über einen industriellen Protokollübersetzer realisiert, der die verschiedenen Feldbusse der Gebäudetechnik und Wärmepumpenansteuerung für übergeordnete Systeme zugänglich macht. Via Modbus/TCP kann durch das EMS auf definierte Signale zugegriffen werden, welche durch die DataStation aus der Feldebene ausgelesen und wieder zurückgespiegelt werden. Gemeinsam mit dem GLT-Verantwortlichen des Innoparks wurden die auszutauschenden Inhalte definiert und als Modbus-Register in der DataStation zur Verfügung gestellt.

Von der **Hochschule Zittau-Görlitz** wurde die Einbindung des Ladeclusters in ein Energiemanagement untersucht. Dabei wurden vor allem die Anbindungsmöglichkeiten aus den Ergebnissen des Arbeitspaketes 111 auf den Anwendungsfall im Energiemanagementsystem betrachtet.

Die Ergebnisse stellen sich wie folgt dar:

- die effizienteste Methode ist die Anbindung per Ethernet über einen Router,
- der tatsächliche Aufbau der Verbindung ist dem individuellen Charakter des jeweiligen Einsatzortes untergeordnet,
- die Datenübertragung selbst kann durch Brückentechnologien wie Funk, Bussysteme, VPN u. ä. realisiert werden.

### **AP 153 Smart Home spezifische Ladeclusterregelung**

Die ursprünglich konzipierte Ansteuerung der über die GLT erreichbaren steuerbaren Parallel zur Bearbeitung des AP152 wurde vom **ISE** die Betriebsführung im EMS entwickelt. Hierfür wurde die aktuelle Betriebsführung analysiert, welche durch die Gebäudeleittechnik realisiert wird. Diese Analyse ergab die Schnittstellen für das EMS, um das Systemverhalten des Innoparks erkennen und ggf. in das Energiemanagement für das Gebäude eingreifen zu können.

Resultierend aus den Systemkomponenten und ihren Freiheitsgraden wurde das folgende Betriebsführungskonzept für das zentrale EMS entwickelt:

#### Logging:

Es werden kontinuierlich die Ist-Werte der PV-Produktion, der steuerbaren Lasten sowie die Ist-Leistung am Übergabezähler mit einer Auflösung von 1 min erfasst. Hieraus resultieren die Zeitreihen zur oben genannten Analyse des Systemverhaltens der der GLT untergeordneten Komponenten. Während des Betriebs wird weiterhin zu jedem Zeitschritt die reale Last des Innoparks berechnet. Ein SW-Aggregator berechnet hieraus kontinuierlich die viertelstündliche mittlere reale Last des Innoparks, welche die Grundlage der Lastprognose bildet.

#### Prognose:

Über einen Webservice wird eine Prognose der PV-Produktion bezogen. Eine Lastprognose schreibt parallel die aggregierten Lastwerte des Innoparks bis zum Ende des aktuellen Tages fort. Der Algorithmus zur Lastprognose wird jeweils zum Tageswechsel mit historischen Daten trainiert, damit die untertägigen Prognosen schnell mit einem minimalen Satz an historischen Daten erstellt werden können.

#### Ansteuerung der GLT:

Komponenten wurde aufgrund der geringen Größe der thermischen Speicher nicht realisiert. Die am Ladecluster ladenden Fahrzeuge sind die mit Abstand flexibelsten großen Lasten im Gesamtsystem, daher konzentriert sich die Aktivität des EMS zur Realisierung relevanter DSM-Maßnahmen auf die Erstellung sinnvoller Leistungsbänder für den Optimierer im Ladecluster. Die GLT-Komponenten werden nicht aktiv beeinflusst, ihr Lastbedarf wird gemeinsam mit den ungesteuerten Lasten prognostiziert.



#### Berechnung der residualen Erzeugungsleistung für die Ladestationen:

Von der PV-Prognose wird der prognostizierte Verbrauch des Innoparks abgezogen. Die verbleibende PV-Erzeugung wird dem Ladestationscluster als kostenloses Leistungsband zur Verfügung gestellt. Daneben wird dem Ladecluster ein kostenbehaftetes maximales Leistungsband übermittelt, welches die maximale über den Netzanschlusspunkt verfügbare Leistung beinhaltet. Die Kosten dieses fixen Leistungsbandes werden aus den prognostizierten Lasten, skaliert auf die maximale prognostizierte Last, berechnet. Durch dieses Verfahren werden Zeitbereiche mit einer hohen prognostizierten Last für den Optimierer unattraktiv gemacht, wodurch zusätzlich zum PV-geführten Laden auch eine Lastspitzenreduktion erreicht wird.

#### Kommunikation mit Ladecluster(n):

Abschließend werden die Leistungspreise und –werte durch das EMS als IEC61850-Client in das Datenmodell des Ladeclusters (IEC61850-Server) geschrieben. Als letztes wird die Versionsnummer dieser nun neuen Eingangsparameter überschrieben, woraufhin der Master des Ladeclusters den Optimierer startet. Der vom Optimierer erstellte Ladefahrplan wird als Optimierungsergebnis in das IEC61850-Modell eingetragen und kann als Lastprognose des Ladeclusters ausgelesen werden.

Diese Betriebsführung wurde als Applikation für das OpenMUC-Softwareframework für eingebettete Metering- und Steuerungssysteme realisiert und am Standort in Kitzingen in Betrieb genommen. Nähere Ausführungen hierzu sind in AP 163 Realisierung Smart Home zu finden.

### **AP 154 Implementierung des Anbindungskonzeptes auf der Ladebox**

Die Kommunikation nach IEC 61850 ist als Client-Server-Kommunikation spezifiziert. Der Server hält das objektorientierte Datenmodell, dessen Einträge die Inhalte der Kommunikation definieren. Das Modell kann vom Client vollständig ausgelesen und interpretiert werden. Im Rahmen der Arbeiten im AP 154 wurde am ISE in enger Zusammenarbeit mit der Lemonage ein IEC 61850-Datenmodell des Ladeclusters entwickelt, welches die Ein- und Ausgangsparameter des ChargeForward-Algorithmus mit Standard-Datentypen der IEC 61850-Normenreihe abbildet.

#### Datenmodell

Für den Anwendungsfall der Anbindung dezentraler Energieerzeugungsanlagen wurde die Normenreihe IEC 61850 erweitert um die Norm IEC 61850-7-420. Diese Norm enthält viele Datenobjekte, die auch für den Anwendungsfall der Elektromobilität benötigt werden. Zusätzliche, elektromobilitätsspezifische Datenobjekte wurden in der IEC 61850-90-8 definiert. Diese Erweiterungen eignen sich grundsätzlich für eine Ansteuerung von Ladeinfrastruktur durch zentrale Instanzen, wie den Netzbetreiber in kritischen Netzsituationen. Die Vorgaben für eine marktbezogene Steuerung sind allerdings noch nicht ausreichend ausgestaltet (2). Da bei der Ansteuerung durch das EMS nicht einzelne technische Komponenten bzw. Objekte in der Ladeinfrastruktur angesteuert werden sollen, sondern die Kommunikation auf dem Austausch von Zeitreihen basiert, wird ein Datenmodell aus Standardobjekten und Objekten aus der Norm IEC 61850-7-420 erstellt. Die Objekte der Norm wurden an einigen Stellen um einzelne Datenattribute erweitert. Das Datenmodell ist dargestellt in Abbildung 23 und 24.

Der Standard IEC 61850-7-4 definiert Gruppen logischer Knoten, die im Namensschema durch den führenden Buchstaben gekennzeichnet werden. Hiervon werden systemrelevante logische Knoten („Lxxx“), Knoten zur Messwerterfassung („Mxxx“) sowie generische Funktionsknoten („Fxxx“) eingesetzt.

Logical Node	Data Object (DO)	Data Attributes (DA)	bType	Content	see Standard		
LLNO	Mod	[ST]	stVal	INT32	derzeit nicht verwendet (Pflichtfeld)		
			q	Quality	Güteinformation für Statuswert	(DA) IEC 61850-7-3 Section 6.2	
			t	Timestamp	Zeitstempel des Statuswerts	(DA) IEC 61850-7-2 Section 6.1.2.9	
		[CF]	ctlModel	Enum	0: status-only 1: direct-with-normal-security 2: sbo-with-normal-security 3: direct-with-enhanced-security 4: sbo-with-enhanced-security		
	NamPlt	[DC]	vendor	VisString255	Informationen zur logischen Einheit Ladecluster		
			swRev	VisString255			
			d	VisString255			
			configRev	VisString255			
	Health	[EX]	ldNs	VisString255	Namespace des Logical Device, z.B. "IEC 61850-7-4:2010"		
			[ST]	stVal	INT32	Statusinformationen zum Systemzustand	
q				Quality	s.o.		
Beh	[ST]	t	Timestamp	s.o.			
			stVal	INT32	Statusinformationen zum Systemverhalten		
			q	Quality	s.o.		
LPHD	NamPlt	[DC]	vendor	VisString255	Informationen zum physikalischen Gerät		
			hwRev	VisString255			
			swRev	VisString255			
			serNum	VisString255			
			model	VisString255			
			location	VisString255			
			name	VisString255			
MMXU1	TotW	[MX]	mag	FLOAT32	Summe der Wirkleistung		
			q	Quality	s.o.		
			t	Timestamp	s.o.		
			units	Enum	62: Watts 72: Wh	(Enum) IEC 61850-7-3 Annexes A, D	
FCS11	DryRunFlag	[SP]	setVal	BOOLEAN	True: Fahrplan nur erzeugen, nicht ausführen (in FCSO1) False: Fahrplan erzeugen und ausführen (in FCSO1 u FCSS1)		
			UuidInput	[SP]	setVal	VisString255	Version des Eingangsparametersets
	PBx_Costs	[SP]	numPts	INT16U	Anzahl gültiger Einträge in val[], time[]	(DO) IEC 61850-7-420 Section 9.2.1	
			validUntil	Timestamp	absoluter Zeitstempel, markiert Ende der Gültigkeit der Kostenzeitreihe		
			val[96]	FLOAT32	Kostenwerte der Kostenzeitreihe		
			time[96]	Timestamp	absolute Zeitstempel der Kostenzeitreihe time[i] markiert den Beginn der Gültigkeit von val[i]		
			[CF]	cur	VisString3	Währungskürzel	(DA) ISO 4217
			valUnits	Enum	62: Watts 72: Wh	(Enum) IEC 61850-7-3 Annexes A, D	
	PBx_PowerValues	[SP]	numPts	INT16U	Anzahl gültiger Einträge in val[], rmpTyp[], time[]	(DO) IEC 61850-7-420 Section 9.2.1	
			validUntil	Timestamp	absoluter Zeitstempel, markiert Ende der Gültigkeit des Leistungsbandes		
			val[96]	FLOAT32	Pmax-Werte des Leistungsbandes		
			rmpTyp[96]	Enum	1: fixed 2: ramp 3: average		
			time[96]	Timestamp	absolute Zeitstempel, time[i] markiert den Beginn der Gültigkeit von val[i]		
[CF]			valUnits	Enum	62: Watts 72: Wh	(Enum) IEC 61850-7-3 Annexes A, D	

Abbildung 23: IEC 61850-Datenmodell des Ladeclusters, Teil 1

Logical Node	Data Object (DO)	Data Attributes (DA)	bType	Content	see Standard		
FCSS1	DryRunFlag	[ST]	stVal	BOOLEAN	s.o.		
			q	Quality	s.o.		
			t	Timestamp	s.o.		
	UuidInput	[ST]	stVal	VisString255	Version des verwendeten Eingangsparametersets		
			q	Quality	s.o.		
			t	Timestamp	s.o.		
	UuidOutput	[ST]	stVal	VisString255	Version des Ladefahrplans		
			q	Quality	s.o.		
			t	Timestamp	s.o.		
	ChargingSchedule	[ST]	numPts	INT16U	Anzahl gültiger Einträge in val[], rmpTyp[], time[]		(DO) IEC 61850-7-420 Section 9.2.1
			validUntil	Timestamp	absoluter Zeitstempel, markiert Ende der Gültigkeit des Ladeplans		
			val[96]	FLOAT32	Summe der Ladeleistungen pro Zeitintervall		
			rmpTyp[96]	Enum	1: fixed 2: ramp 3: average		
			time[96]	Timestamp	absolute Zeitstempel, time[i] markiert den Beginn der Gültigkeit von val[i]		
			[CF] valUnits	Enum	62: Watts 72: Wh		
FCSS1	UuidInput	[ST]	stVal	VisString255	Version des verwendeten Eingangsparametersets		
			q	Quality	s.o.		
			t	Timestamp	s.o.		
	UuidOutput	[ST]	stVal	VisString255	Version des Ladeplans		
			q	Quality	s.o.		
			t	Timestamp	s.o.		
	ScheduledCharging Power	[ST]	numPts	INT16U	Anzahl gültiger Einträge in val[], rmpTyp[], time[]	(DO) IEC 61850-7-420 Section 9.2.1	
			validUntil	Timestamp	absoluter Zeitstempel, markiert Ende der Gültigkeit des Ladeplans		
			val[96]	FLOAT32	Summe der Ladeleistungen pro Zeitintervall		
			rmpTyp[96]	Enum	1: fixed 2: ramp 3: average		
			time[96]	Timestamp	absolute Zeitstempel, time[i] markiert den Beginn der Gültigkeit von val[i]		
			[CF] valUnits	Enum	62: Watts 72: Wh		(Enum) IEC 61850-7-3 Annexes A, D

Abbildung 24: IEC 61850-Datenmodell des Ladeclusters, Teil 2

### LLN0

Der „Logical Node Zero LLN0“ ist für jedes logische Gerät eines Servers zwingend notwendig. Der Ladecluster wird als ein IED (Intelligentes elektronisches Steuergerät) mit einem logischen Gerät modelliert. Für dieses logische Gerät müssen das Verhalten sowie der Modus festgelegt sein. Die entsprechenden Einstellungen finden sich im logischen Knoten LLN0.

### LPHD

Der logische Knoten LPHD beinhaltet die Angaben zum physikalischen Gerät, welches durch die logischen Knoten modelliert wird. Die Angaben im logischen Knoten LPHD beziehen sich auf den Ladecluster, nicht nur die Master-Ladebox.

### MMXU1

Für die Kommunikation von Messwerten dreiphasiger Systeme zum Zwecke des operativen Betriebs wird in der IEC 61850-7-4 der logische Knoten MMXU definiert. Er beinhaltet lt. Norm optionale Datenpunkte zu physikalischen Größen, die für den Betrieb der Anlage relevant sind.

### FCSI1 (Eingangsparameter)

Für die Kommunikation der Eingangsparameter für den Ladeplaner wird ein logischer Knoten aus dem Bereich „Funktionale Blöcke“ definiert. FCSI steht entsprechend dem Namensschema für den funktionalen Block „Charging Scheduler Input“. Die Eingangsparameter erhalten eine Versionsnummer sowie ein DryRunFlag. Mit diesem kann eine Menge an Eingangsparametern als Dummy-Parameter gekennzeichnet werden. In diesem Fall wird eine Optimierung getriggert, das Ergebnis in FCSO1 geschrieben, allerdings nicht ausgeführt. FCSS1 bleibt unverändert. Diese Funktionalität erlaubt es dem EMS, eine Lastprognose vom Ladecluster zu erhalten.

Die Kostenzeitreihen werden als leicht modifiziertes SCA-Objekt des Standards IEC 61850-7-420 kommuniziert. Dieses Datenobjekt definiert einen Schedule mit absoluten Zeitangaben. Es wurde das Datenobjekt „validUntil“ hinzugefügt, um das Ende der Gültigkeit eines Satzes angeben zu können.

Die Verwendung absoluter Zeiten führt zum Bedarf der Zeitsynchronisation zwischen EMS und Ladecluster-Master. Diese Notwendigkeit besteht allerdings generell, da auch bei Verwendung relativer Zeiten der Bezugszeitpunkt absolut angegeben werden muss. Ein für beide Kommunikationspartner regelmäßig wiederkehrendes Bezugsevent, entsprechend dem Pilotkontakt zwischen Fahrzeug und Ladesäule beim Laden nach ISO 15118, steht nicht zur Verfügung.

#### FCSO1 (Ergebnisparameter)

Jedes Ergebnis einer Optimierung im Ladecluster wird im Knoten FCSO1 („Charging Scheduler Output“) abgelegt. Über das enthaltene DryRunFlag kann angezeigt werden, dass der Ladeplan nicht umgesetzt wird. Es wird die Versionsnummer des verwendeten Eingangsparametersatzes ebenso hinterlegt wie die Versionsnummer des Ergebnisses selbst. Hierbei werden UUIDs<sup>18</sup> als eindeutige Identifikatoren verwendet. Der Ladeplan wird ebenfalls als modifiziertes SCA-Objekt des Standards IEC 61850-7-420 hinterlegt. Im Gegensatz zum logischen Knoten FCSS1 wird in FCSO1 nach jedem Optimierungslauf ein aktualisiertes Ergebnis hinterlegt.

#### FCSS1 (aktueller Ladeplan)

Der logische Knoten FCSS1 („Charging Scheduler Current Schedule“) beinhaltet den aktuell gültigen Ladeplan. Der Inhalt von FCSS1 entspricht dem von FCSO1 mit Ausnahme des DryRunFlags. Das Auslösen einer Optimierung mit gesetztem DryRunFlag in den Eingangsparametern führt nicht zu einem aktualisierten Ladeplan für den tatsächlichen Betrieb. In diesem Fall wird FCSO1 aktualisiert, FCSS1 bleibt allerdings unverändert. Erst eine Optimierung, die einen auszuführenden Ladeplan zum Ergebnis hat, führt zu einer Änderung sowohl in FCSO1 als auch in FCSS1.

## **Server**

Am ISE wurde im Rahmen anderer Projekte eine Implementierung einer Serverkomponente entwickelt, die das Protokoll IEC61850 umsetzt. Dessen Quellcode wurde unter eine Open Source Lizenz gestellt, die die Nutzung des Produktes in anderen Projekten (wie z.B. Intellan) erlaubt. Diese Server-Implementierung wurde von Lemonage auf die Android-Plattform portiert und steht nun als Applikation (App) zur Verfügung. Während der Entwicklung wurden gemeinsam mit den Entwicklern der IEC61850-Serverkomponente sinnvollen Änderungen diskutiert und vom Team des ISE umgesetzt. Im nächsten Schritt musste die auf die Android-Plattform portierte Serverkomponente erweitert werden, um sie in die Kommunikation mit dem Cluster-Manager aufnehmen zu können. Dafür wurde die App um einen MQTT-Client erweitert, der es ermöglicht, Leistungsbänder und Kostendefinitionen an die zentrale Komponente (Master) zu übermitteln. Nach einer solchen Übermittlung kann der Cluster-Manager die Neuberechnung durchführen.

---

<sup>18</sup> UUID – Universally Unique Identifier, Identifikatoren zur eindeutigen Kennzeichnung von Informationen in verteilten Systemen

Die Kommunikation über IEC 61850 erfolgt ausschließlich über eine Gateway-Anwendung (IEC61850-Connector), die auf dem Ladebox-Master installiert ist und als IEC 61850-Server arbeitet. Sie nimmt Anfragen von IEC 61850-Clients (hier OpenMUC vom Fraunhofer ISE) entgegen, löst ggf. Aktionen auf dem Ladecluster-Master aus und wird von Änderungen in Kenntnis gesetzt. Diese Kommunikation wird über das Service-Binding als Teil des Android-Frameworks realisiert. In diesem Konzept kann der Ladeboxcluster als Verbund auf den Master/Server und das zugrundeliegende Datenmodell abstrahiert werden. Für das Verständnis und die auftretenden Wechselwirkungen im Gesamtsystem ist jedoch eine Betrachtung des Aufbaus des Ladeboxclusters nötig.

Für die Verbindung und die Kommunikation im Ladeboxcluster wird das MQTT-Protocol<sup>19</sup> eingesetzt. Dieses Messaging-Protokoll<sup>20</sup> ist leichtgewichtig und für den Einsatz auf ressourcenschwacher Hardware im M2M-Bereich konzipiert. Ein weiterer Vorteil ist die hohe Ausfallsicherheit. Das Protokoll wurde von Grund auf für Umgebungen mit geringerer Bandbreite, hohen Latenzzeiten und instabilen Netzwerken konzipiert und basiert auf einem „publish/subscribe“<sup>21</sup> Ansatz. Jede Ladebox meldet sich selbständig beim Master an und meldet diesem regelmäßig und ereignisbasiert ihre Zustandswerte. Durch diesen Ansatz kann ein hoher Konfigurationsaufwand vermieden und eine dynamische Konfiguration des Ladeclusters umgesetzt werden.

Der Master des Ladeclusters kommuniziert mit dem EMS primär über den Austausch von Leistungsbändern und prognostizierten Lastverläufen. Die der Berechnung zugrundeliegenden Daten werden über das MQTT-Protokoll von den Ladeboxclients zum Master gesendet und auf dem Master gesammelt. Der Master bestimmt dann einen optimalen Ladefahrplan. Dieser Fahrplan stellt somit die prognostizierten Lastgänge aller Ladepunkte dar. Ändert sich in diesem System ein Parameter (bspw. ein vorzeitiges Ende der Ladung durch Abfahrt oder Überhitzung des Batteriespeichers eines Elektrofahrzeugs), kann auf diese Änderung reagiert werden.

Die Neuberechnung des Ladefahrplans erfolgt beim Auftreten eines derartigen Ereignisses.

### **Ausblick: Verbesserungspotential**

Im Folgenden werden kurz Hürden bzw. Problemfelder aufgelistet, die während der Umsetzung des Anbindungskonzepts sichtbar wurden, die allerdings nicht mehr im Rahmen des Projekts grundlegend anders gelöst werden konnten. Für weiterführende Arbeiten sind diese Punkte allerdings gesammelt und erste Lösungsansätze festgehalten.

#### DryRunFlag

Statt einem DryRunFlag können zwei identische IN/OUT-Sätze mit verschiedener Bedeutung vorgehalten werden. Der größere Speicherbedarf für das Modell wird durch die vereinfachte Implementierung der Komponenten ausgeglichen.

#### Kommunikation im Ladeboxcluster

Die Überlastung des Netzes im Falle eines Ausfalls der Ethernet Kommunikation im Ladeverbund ist theoretisch möglich. Ein Lösungsansatz ist, dass die Verwendung einer Ladestationen zwangsläufig eine aktive Master-Kommunikation voraussetzt. Ein anderes Szenario ist die Definition eines festen Notfallplans. Elektrisch ist das System jedoch immer durch die Hauptsicherungen geschützt.

---

<sup>19</sup> MQ Telemetry Transport Protocol

<sup>20</sup> Der TCP/IP Port 1883 ist für das MQTT. TCP/IP Protokoll reserviert, der Port 8883 für die gesicherte MQTT Variante, MQTT über SSL.

<sup>21</sup> Publish/Subscribe – Veröffentlichte Nachrichten werden vom Sender ohne Kenntnis der möglicherweise registrierten Empfänger versendet

## AP 155 Implementierung des Anbindungskonzeptes

Aufbauend auf die Inhalte des Datenmodells wurden am ISE die Sequenzdiagramme der zu realisierenden Use Cases definiert, welche die Interaktionen zwischen Client (EMS) und Server (Ladecluster-Master) botschaftsscharf definieren. Diese Use Cases bilden die Grundlage für die Implementierung der Kommunikation auf dem KP 1. Sie sind in Abbildung 25 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt.

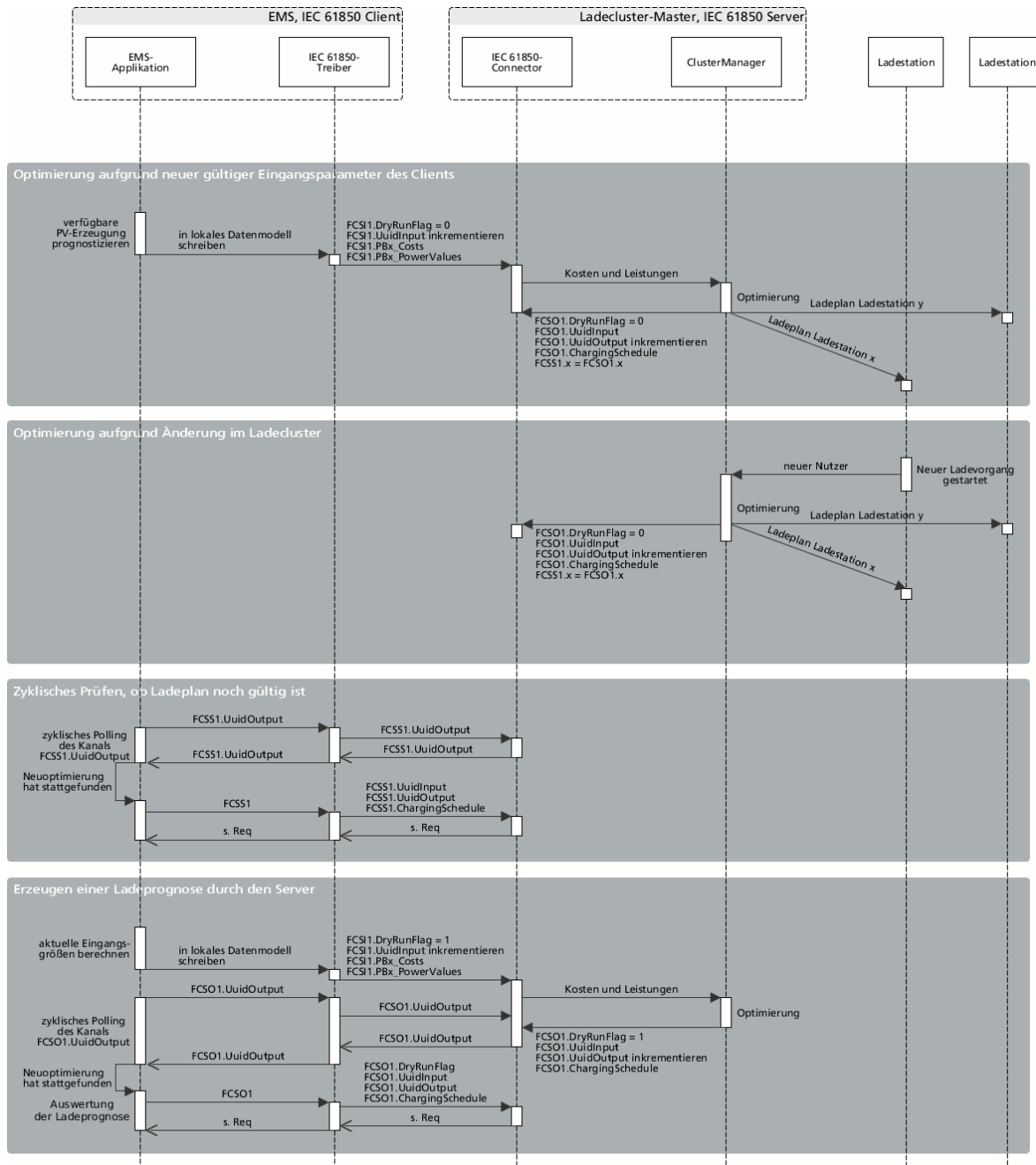


Abbildung 25: Sequenzdiagramm der Kommunikation zwischen EMS und Ladecluster

Der Master des Ladeclusters implementiert den IEC 61850 Server, das EMS den Client. Anfragen des EMS führen zu Aktionen und Antworten des Masters. Eine Interaktion kann realisiert werden, indem das EMS die Antwort des Masters als Eingangswert einer weiterführenden Verarbeitung im Rahmen der eigenen Betriebsführung verwendet. Über die im Datenmodell definierten Felder ist es dem EMS beispielsweise möglich, eine Lastprognose vom Master zu erhalten, ohne die dieser Lastprognose zugrundeliegenden

Fahrzeuge und Randbedingungen kennen zu müssen. Die Lastprognose kann dann als Grundlage für die Ausgestaltung der dem Master kommunizierten Leistungsbänder verwendet werden.

Im Rahmen des AP155 ist die clientseitige Implementierung des Kommunikationspfades zwischen EMS und Ladecluster-Master via IEC 61850 sowie die Anbindung des EMS an die Gebäudeleittechnik angesiedelt. Die Implementierung des EMS wurde in aufeinander folgenden Phasen umgesetzt. Zunächst wurde eine vereinfachte Version implementiert, die nur ein Logging des laufenden Betriebs realisiert. Diese Version diente dem Test und der Inbetriebnahme der Kommunikationsanbindung an die GLT und lieferte die Daten für die Analyse des Ausgangszustands des Systems. Für diese Loggingversion wurde schon die Anbindung an die PV-Prognose des Anbieters enercast GmbH umgesetzt. Die erste Loggingphase fand im Zeitraum vom 11.09.2014 – 25.11.2014 statt. In nachfolgenden Erweiterungen wurden mit der Integration der Lastprognose sowie der Anbindung an den Ladecluster die volle Funktionsfähigkeit entsprechend der in AP 153 Smart Home spezifische Ladeclusterregelung beschriebenen Betriebsführung realisiert. Näheres dazu unter AP 163 Realisierung Smart Home.

### **AP 156 Ergebnisanalyse**

Die Analyse der Funktionsweise des vom Fraunhofer ISE entwickelten EMS wird anhand der in der Betriebs- und Messphase im Innopark aufgenommenen Daten vorgenommen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Funktionsweise der Lastprognose sowie der darauf basierenden Erzeugung der Leistungsbänder für die Optimierung der Ladevorgänge im Ladeluster.

In vielen Fällen werden Lastprognosen heute in Form einfacher Persistenzmodelle realisiert. Ein Problem dieser Methode besteht darin, dass von der Aufzeichnung abweichende Dynamiken nicht gedeutet werden können. Weiterreichende Ansätze aus dem Bereich des Machine Learning, wie neuronale Netzwerke oder Support Vector Machines, setzen an diesem Punkt an. Im Rahmen von Intellan wurde der ursprünglich in der Robotik zur Berechnung von Regelparametern benutzte Ansatz der „Probabilistic Movement Primitives“ auf die Vorhersage von nicht-regelbaren elektrischen Lasten angewandt. Die aufgezeichneten Daten werden als gewichtete Normalverteilungen beschrieben, um anschließend daraus ein hierarchisches Wahrscheinlichkeitsmodell zu erstellen. Mit diesem kann die in Anbetracht des bisherigen Tagesverlaufs wahrscheinlichste Prognose berechnet werden. Ein wichtiger Aspekt dieser Methode ist, dass die Berechnung der Varianz der Vorhersage möglich ist, welche ein Maß für die Wahrscheinlichkeit des berechneten Verlaufs darstellt. Darüber hinaus kann die Prognose in beliebigen Zeitabständen, auf Basis neuer Daten, mit geringem Rechenaufwand aktualisiert werden. Dies führt zu einer graduellen Verbesserung der Genauigkeit der Vorhersage wie in Abbildung 26 und Abbildung 27 dargestellt.

Die Gewichte der Normalverteilungen wurden auf einem Trainingsdatensatz bestehend aus Aufzeichnung der vorangegangenen elf Wochen bestimmt. Der Trainingsdatensatz wurde bereinigt, indem einzelne Tage aus den Aufzeichnungen entfernt wurden, die einen scheinbaren Lasteinbruch im Tagesverlauf aufwiesen. Da die reale Last des Innoparks nicht an einem Messpunkt erfasst werden kann, wird sie aus Bezug, Rücklieferung und PV-Erzeugung berechnet. Neu installierte PV-Anlagen, die in einem gewissen Zeitraum noch nicht dediziert erfasst werden, allerdings bereits in das Netz einspeisen, können eine scheinbare Abnahme der Last in einstrahlungsintensiven Zeiten erzeugen. Dieser Effekt trat auch während der Messphase in Intellan auf: Abbildung 28 zeigt den aus den Zählern für Bezug und Rücklieferung sowie der GLT-Meldung für die gesamte PV-Erzeugung im EMS berechneten Verlauf der realen Last des Innoparks. Die Erzeugungsdaten einer zum Jahreswechsel installierten PV-Anlage mit 353 kWp waren zu dieser Zeit noch nicht über die GLT verfügbar, die Anlage allerdings bereits in Betrieb.

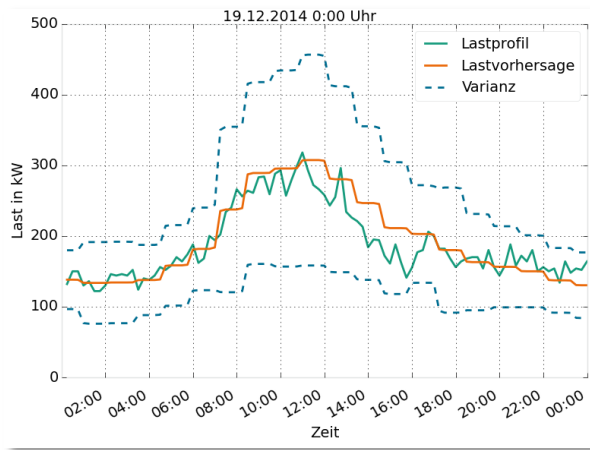


Abbildung 26: Lastprognose mit Varianzband des 19.12.2014 erstellt um 0:00 Uhr

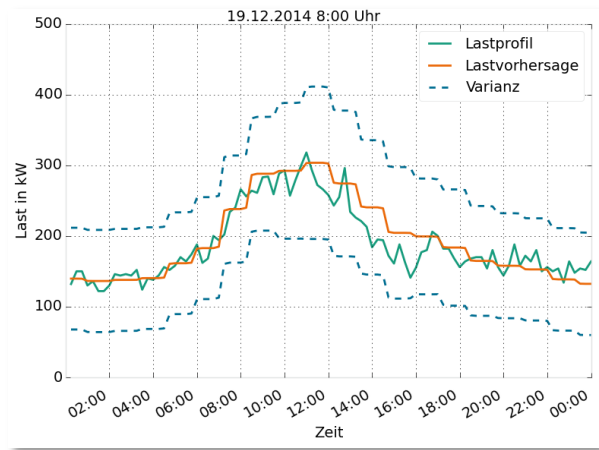


Abbildung 27 Update der Lastprognose mit Varianzband des 19.12.2014 um 8:00 Uhr

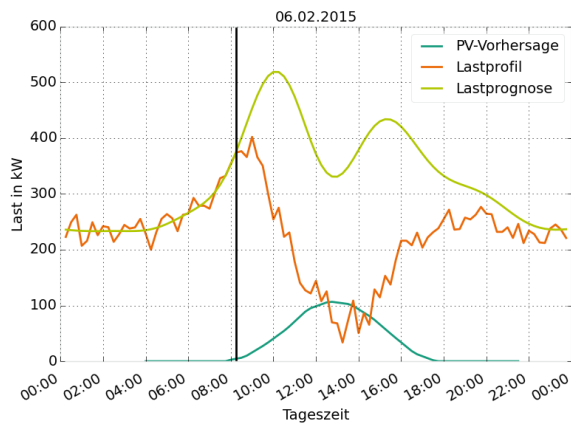


Abbildung 28: Scheinbarer Einbruch der realen Last durch messtechnisch nicht erfassten Anteil der PV-Produktion

Aus der Last- und PV-Prognose werden die Vorgaben für den Optimierer im Ladecluster generiert. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt die PV- und Lastprognose für einen beispielhaften Tag aus der Feldphase des Projekts. Die nebenstehende **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt die aus diesen Prognosen erstellten Leistungsbänder für den Ladecluster. Wie in Abschnitt „AP 153 Smart Home spezifische Ladeclusterregelung“ erläutert werden zwei Bezugsleistungsbänder definiert: ein kostenbehaftetes für den Bezug aus dem Netz (Leistungsband 1) und ein kostenloses mit überschüssiger PV-Leistung (Leistungsband 2). Die verfügbare Leistung im Leistungsband 1 ist ein fixer Wert, der entsprechend der Ladeclusterinstallation eine maximale Bezugsleistung darstellt. Die Kosten für das Leistungsband 1 werden berechnet, indem für jeden Zeitschritt die prognostizierte Last auf die maximale prognostizierte Last normiert wird. Die resultierende Kostenkurve macht die Zeiten mit einer hohen prognostizierten Last für den Optimierer im Ladecluster weniger attraktiv, um Lastspitzen zu reduzieren. Die verfügbare Leistung im Leistungsband 2 entspricht der residualen PV-Erzeugung nach Abzug der erwarteten Last des Innoparks. Die entsprechenden Kosten sind null.



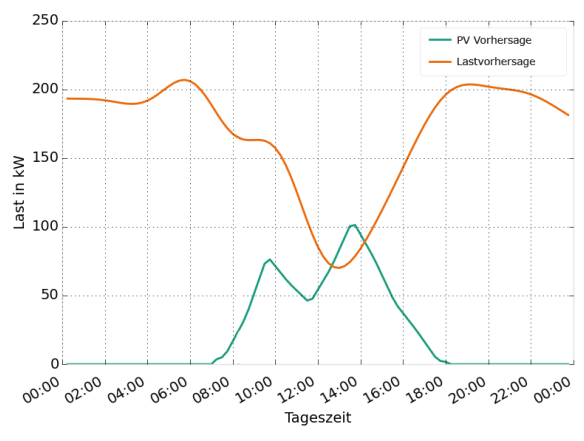


Abbildung 29: Last- und PV-Prognose eines Beispieltages

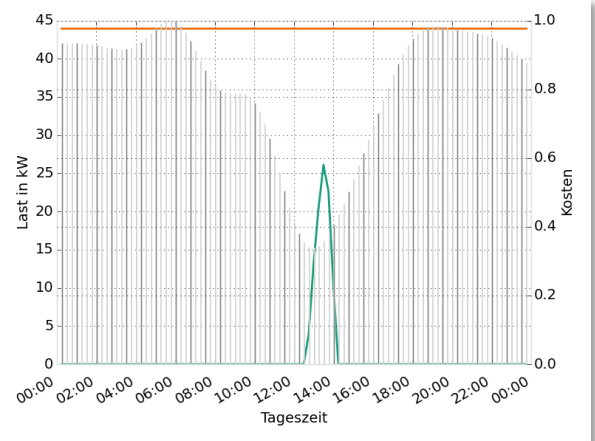


Abbildung 30:Abbildung 31: Resultierende Leistungsbänder entsprechend der Beladung aus PV-Produktion (grün) und Netzbezug (orange) sowie der zeitabhängigen Kostenfunktion des Netzbezugs (grau)

### AP 161 Aufbau Solarcarport

Mit AP 161 war das Solarcarports am Standort Kitzingen von der **BELECTRIC** zu realisieren. Die Funktionalität des Carports war bereits in der Vorhabenbeschreibung nach folgendem Schema vorgegeben:

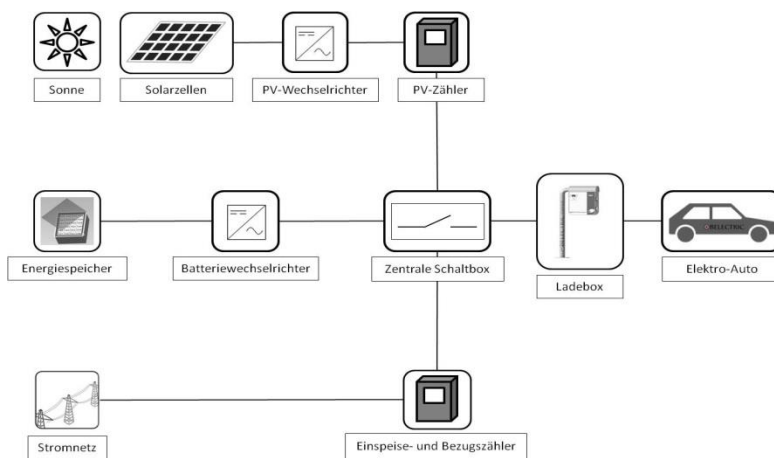


Abbildung 31: Schema Solarcarport

Mit Beginn der Arbeiten am Solarcarport wurden die vorher geplanten Komponenten auf ihre Funktionalität überprüft. Dabei wurden insbesondere die zur Verfügung stehenden Schnittstellen bewertet und in einem Blockschema umgesetzt.

Aufbauend aus diesen Vorgaben erfolgte anschließend die vollständige elektrotechnische Auslegung. Zuerst erfolgte aufgrund der Vorgaben aus dem Blockschema die Planung und Dimensionierung des neu zu entwickelnden Schaltkastens, in welchem insbesondere der Bezugs- und Einspeisezähler, Sicherungsautomaten und Elektronik für die Visualisierung vorgeplant wurden.

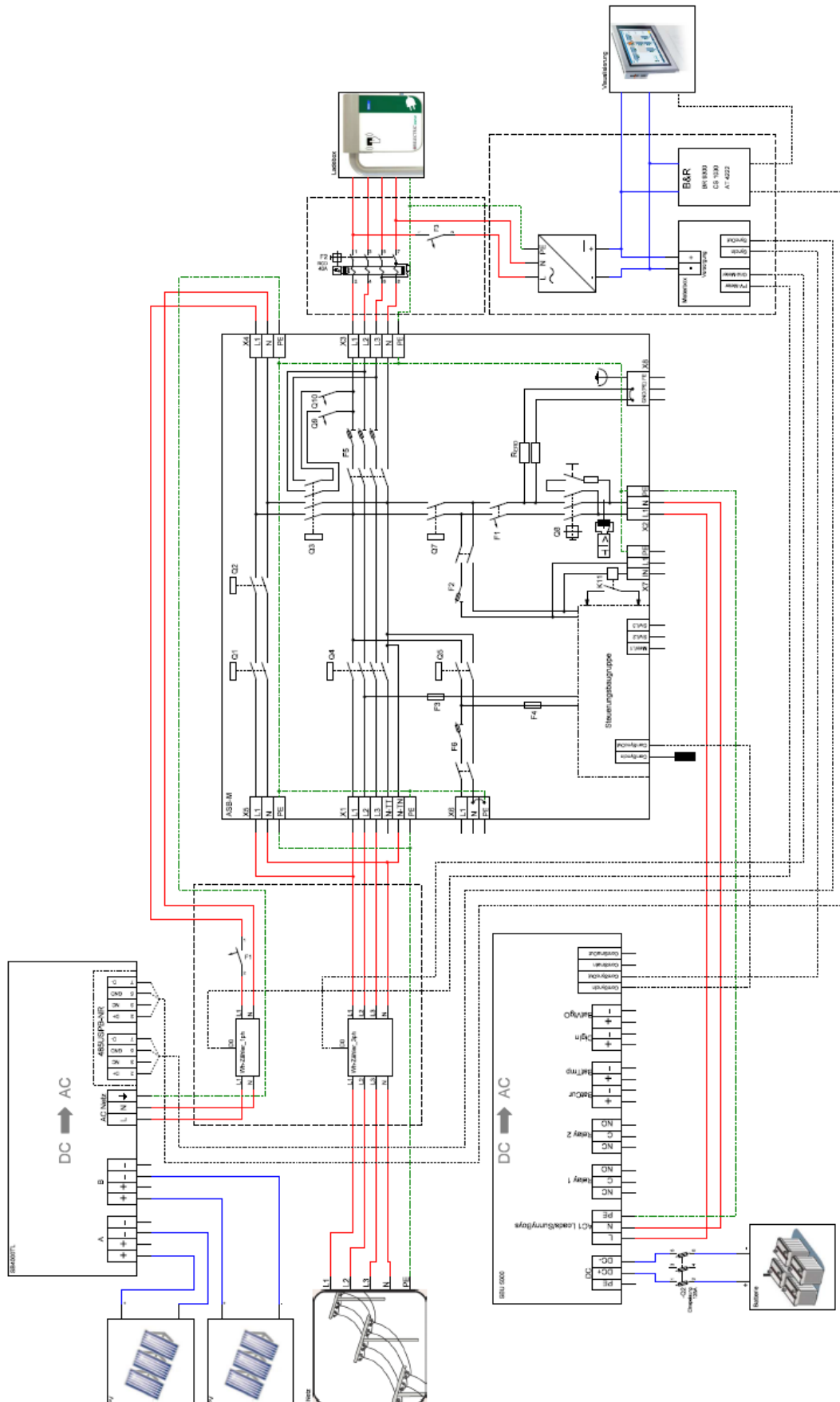


Abbildung 32: Schema Verschaltung Solarcarport

Anschließend wurde das gesamte elektrische System anhand der örtlichen Begebenheiten für den vorgesehenen Standort geplant. Der Aufbau des Solarcarports mit Ladebox wurde im öffentlichen Bereich des INNOPARK Kitzingen realisiert. Der Pufferspeicher, die Wechselrichter und der PV-Zähler sollten in einem abgetrennten Betriebsraum im Keller des Gebäudes installiert werden, da die Verschaltung der Komponenten als elektrischer Betriebsraum mit beschränktem bzw. autorisiertem Zugang zu bewerten ist. Die Visualisierung wurde für den Haupteingang des Gebäudes geplant. Außerdem muss der Anschluss an den hauseigenen Einspeise- und Bezugszähler geplant werden.

Für diese Planung musste zusammen mit dem Facility Management des INNOPARK Kitzingen und der durchführenden Baufirma eine sorgfältige Planung der Ausführungsarbeiten vorgenommen werden. Für den Betriebsraum wurde für den Einsatz von Batterien eine Lüftung ausgelegt. Die Verlegung der Kabel vom Solarcarport über Visualisierung und Betriebsraum bis hin zum Einspeisepunkt wurden mit der hausinternen Elektroinstallation abgestimmt und möglichst optimal ausgelegt, um Kabelwege zu sparen. Anschließend wurden mit der durchführenden Baufirma Wanddurchbrüche und Kabeltrassen im Haus sowie der Kabelgraben und die damit zusammenhängenden Asphaltarbeiten geplant.

Mit Abschluss der Planungen konnte mit der physischen Realisierung begonnen werden. Zuerst wurde der für das System ausgelegte Schaltkasten nach der Planung verdrahtet und getestet. Anschließend wurde die Verschaltung des gesamten Systems im Testaufbau realisiert und auf ihre grundsätzliche Funktionalität geprüft. Im Anschluss daran erfolgte die physische Umsetzung der elektrischen Installation im Betriebsraum und an der Elektroinstallation am Haus.

Mit den Erdarbeiten für das Fundament des Solarcarports konnte aufgrund des langen Winters 2012/2013 erst im April 2013 begonnen werden. Der Aufbau der Mechanischen Komponenten des Solarcarports verzögerte sich aufgrund fehlerhaft gelieferter Carportträger leider bis in den August. Nach der Installation der Mechanik konnten die Solarmodule verlegt und der Anschluss des Solarcarports an das elektrische System sowie die Integration der Ladebox in das System realisiert werden. Der Solarcarport konnte am 30.09.2013 in Betrieb genommen werden.

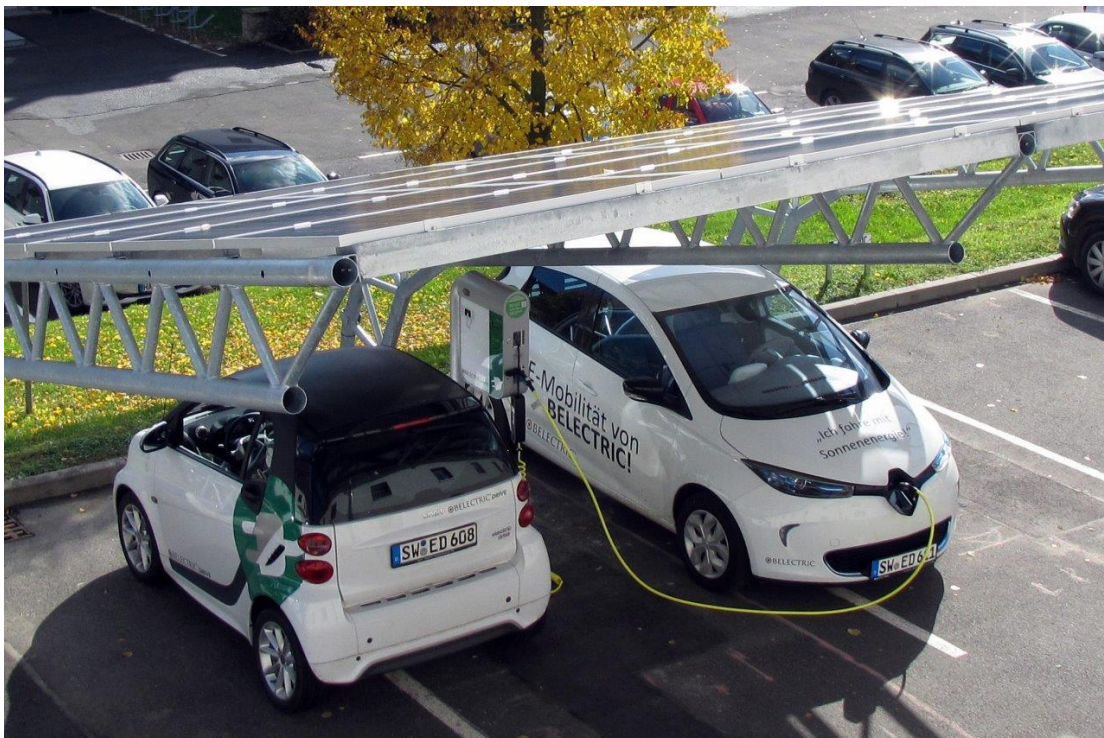


Abbildung 33: Parallel-Ladung von zwei E-Fahrzeugen (Smart ED, ZOE) an Ladebox Online



**Abbildung 34: Aufbau stationärer Batteriespeicher**

### **AP 162 Lastgangsteuerung für Solarcarport**

Der Aufbau des Demonstrationsprojektes entspricht dem in AP 161 Aufbau Solarcarport dargestellten Schema. Darin wandelt der SunnyBoy die PV-Leistung in eine einphasige Sinusspannung von 230V um. Der SunnyBoy ist an die Automatik Switch Box (ASB-M) angeschlossen. Die ASB-M ist das schaltungstechnische Bindeglied zwischen den beteiligten Komponenten. Sie schaltet abhängig vom Verbraucher entsprechende Kanäle zwischen den jeweiligen Energiequellen. Diese sind Photovoltaik über den SunnyBoy, öffentliches Netz über den dreiphasigen Bezugszähler und die Batterie über den SunnyBackup.

Die Eigenverbrauchsoptimierung des Wechselrichters beruht auf den Daten, welche die Meterbox liefert. Die Meterbox wertet dazu die bezogenen Leistungen von den Energiezählern der PV-Anlage und des Netzeinspeisepunktes aus.

Für die Realisierung der Maschinensteuerung wurden verschiedene Anbieter und Systeme für Automatisierung verglichen. Dabei wurde sich aus folgenden Gründen für eine SPS von B&R Industrie-Elektronik entschieden:

- Für eine Programmierung in C verfügt die B&R bereits über eine entsprechende Bibliothek.
- Die Steuerung verfügt über die notwendige RS485 Schnittstelle.
- Ein modulares Aufbauprinzip ermöglicht es auch im Nachhinein weitere Funktionalitäten in die Steuerung zu integrieren.

Die Kommunikation der Steuerung mit dem PV- und Batteriewechselrichter erfolgt über die angesprochene RS485 Schnittstellen. Die Daten werden im Wechsel alle 2 Sekunden von der Steuerung bei den Wechselrichtern angefordert.

Bei der Programmierung stellten sich vor allem Probleme bei der Auswertung des von den SMA Wechselrichtern gelieferten Protokolls dar. Die Übertragung und Datenformate waren oftmals für die Anbindung an die Steuerung nicht ausreichend interpretierbar. Die fehlenden Informationen konnten auch nicht der von SMA zur Verfügung gestellten Dokumentation entnommen werden. Der SMA Service verwies dabei immer wieder auf besagte Dokumentation. Somit mussten in verschiedenen Tests die Protokollformate und der Ablauf der Kommunikation herausgearbeitet werden, um die Daten interpretieren und sie in die Steuerungsprogrammierung einbinden zu können.

Die Maschinensteuerung wurde dann entsprechend der Anforderung so ausgelegt, dass sie die aktuellen realen Leistungsflüsse darstellt. Dazu werden von der Steuerung folgende Daten erfasst:

- Einspeisung/ Bezug in bzw. aus dem Netz,
- Einspeisung der PV Anlage über den systemeigenen Leistungszähler,
- Bezug bei Ladungsvorgängen von Elektrofahrzeugen,
- Einspeisung und Abruf in bzw. aus dem Batteriespeicher,
- Ladestand des Batteriespeichers.

Auf der Visualisierung werden die aktuellen Leistungsflüsse in einem Schema dargestellt und mit den aktuellen Werten beschriftet. Außerdem wird anhand einer graphischen Darstellung jeweils für einen Zeitraum von 24 Stunden dargestellt, wie hoch der Bezug aus den einzelnen Quellen (PV, Netz, Batterie) war.

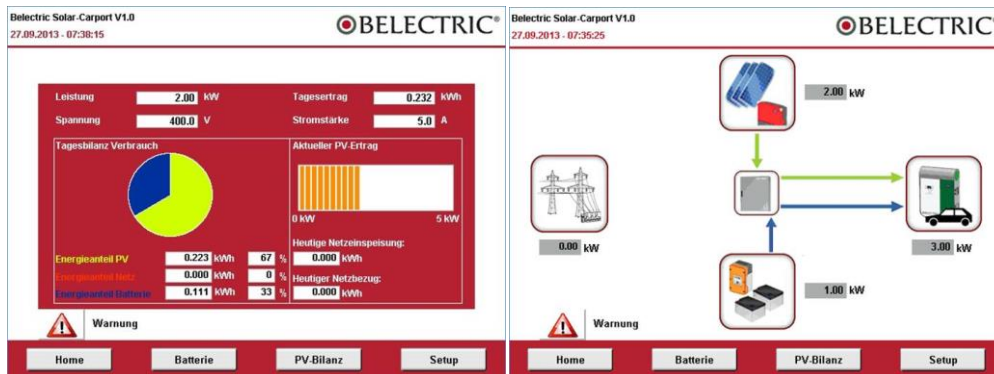


Abbildung 35: Beispiel für Visualisierung Solarcarport

Beispielhaft ist hier ein Leistungsverlauf eines Tages dargestellt:

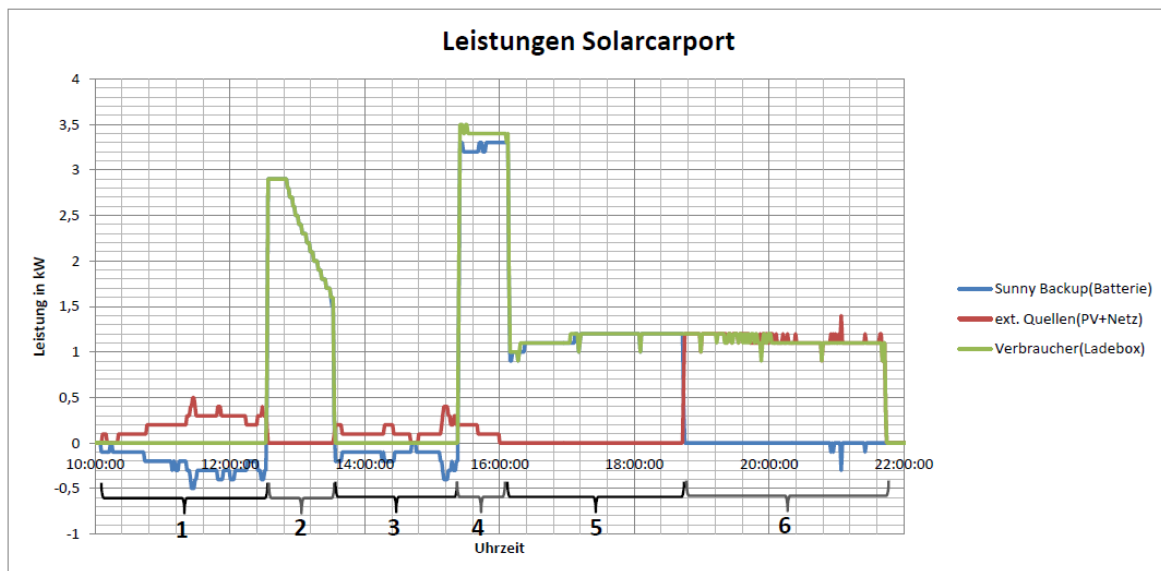


Abbildung 36: Leistung Solarcarport

Erklärung der abgebildeten Zustände:

1. Batterie wird aus PV geladen.
2. Fahrzeug an die Ladebox angeschlossen. Ladung des Fahrzeugs von Batterie. PV-Energie wird ins Netz eingespeist.



3. Ladevorgang beendet. Batterie wird aus PV geladen.
4. Fahrzeug angeschlossen. Ladung des Fahrzeugs aus Batterie und PV.
5. Ladung aus Batterie. PV-Leistung=0(Abend)
6. Batterie hat die Entladeschlussspannung erreicht. Ladung des Fahrzeugs aus dem Netz.

Über einen Zeitraum von über einem Jahr (Inbetriebnahme Carport bis Ende 2014) wurden die Daten des Solarcarports messtechnisch erfasst. Die Auswertung der vorhandenen Daten wurde durchgeführt und das typische Nutzerverhalten wurde ermittelt.

Die im AP 162 vorgesehene Betriebserprobung der lokalen Lastgangsteuerung wurde durch die Änderung im Projektplan in AP 163 auf das Ladecluster und die Einbindung ins EMS verlegt. Die entsprechenden Ladeboxen wurden am Ladecluster im Innopark installiert.

Der gewählte Ansatz zur Steuerung des Solarcarports von Seiten der Ladebox erfolgt über die Steuerung der Lastvorgabe. Die Ladebox kann durch das IEC61851 Protokoll und die definierte Modifizierung des PWM Signals dem Auto vorgeben, welche maximale Last das Elektroauto beziehen darf. Auch wenn keine Daten direkt über den Wechselrichter zur Verfügung stehen, kann auf Basis der von der BELECTRIC zur Verfügung gestellten PV-Prognose eine Optimierung vorgenommen werden. Mithilfe einer direkten Kommunikation mit dem Wechselrichter könnte man die PV Prognose überprüfen und ggf. dynamisch korrigieren. Dies ist in diesem Versuchsaufbau nicht direkt möglich.

Neben dem Solarleistungsband wird ein weiteres Leistungsband für alle Erzeuger außer der PV (z.B. Band Energiespeicher, Netzanschluss) definiert. Das Preisband für dieses Energieband liegt von den Kosten her über dem Preisband der Solarenergie. Dadurch wird sichergestellt, dass der Optimierer vorrangig das Solarband bedient. Für jedes Fahrzeug wird eine individuell vorzugebende maximale Ladeleistung je Zeitschlitz definiert, welche aber nicht unbedingt komplett bedient werden muss. Wenn die Standzeit der Elektroautos ausreichend ist, wird dessen Batterie ausschließlich mit Solarenergie geladen. Dafür wird eine Endzeit definiert, zu welcher das Auto vollgeladen sein soll.

Die in Dateiform vorliegenden PV-Prognosen wurden aufbereitet. So liefern sie nach Anpassung mit einem Anlagenfaktor die benötigten Daten für das Solarband. Die Kosten des Bandes werden fest vorgegeben, können aber bei Bedarf in der Software konfiguriert werden. Der Faktor für die Anlage dient zur Dimensionierung der Anlage und könnte in weiteren Schritten um andere Faktoren wie z.B. Standortfaktoren erweitert werden.

Im Verlauf der Tests mit verschiedenen Elektroautos hat sich herausgestellt, dass eine Vorgabe des Sollstroms unter 6A nicht problemlos möglich ist. Im Bereich von 6A bis 32A gibt es kaum Abweichungen vom fahrzeugspezifischen Ladeverhalten der Flotte.

### **AP 163 Realisierung Smart Home**

Für den Betrieb des Demonstrators wurde am ISE gemeinsam mit der IT-Abteilung der BELECTRIC sowie der Lemonage das Vernetzungsschema der Demonstrator-Komponenten entwickelt. Dieses Schema definiert die Vernetzung innerhalb des Demonstrators sowie die Einbindung des Demonstratorsystems in die IKT-Struktur des Innoparks selbst (s. Abbildung 32).

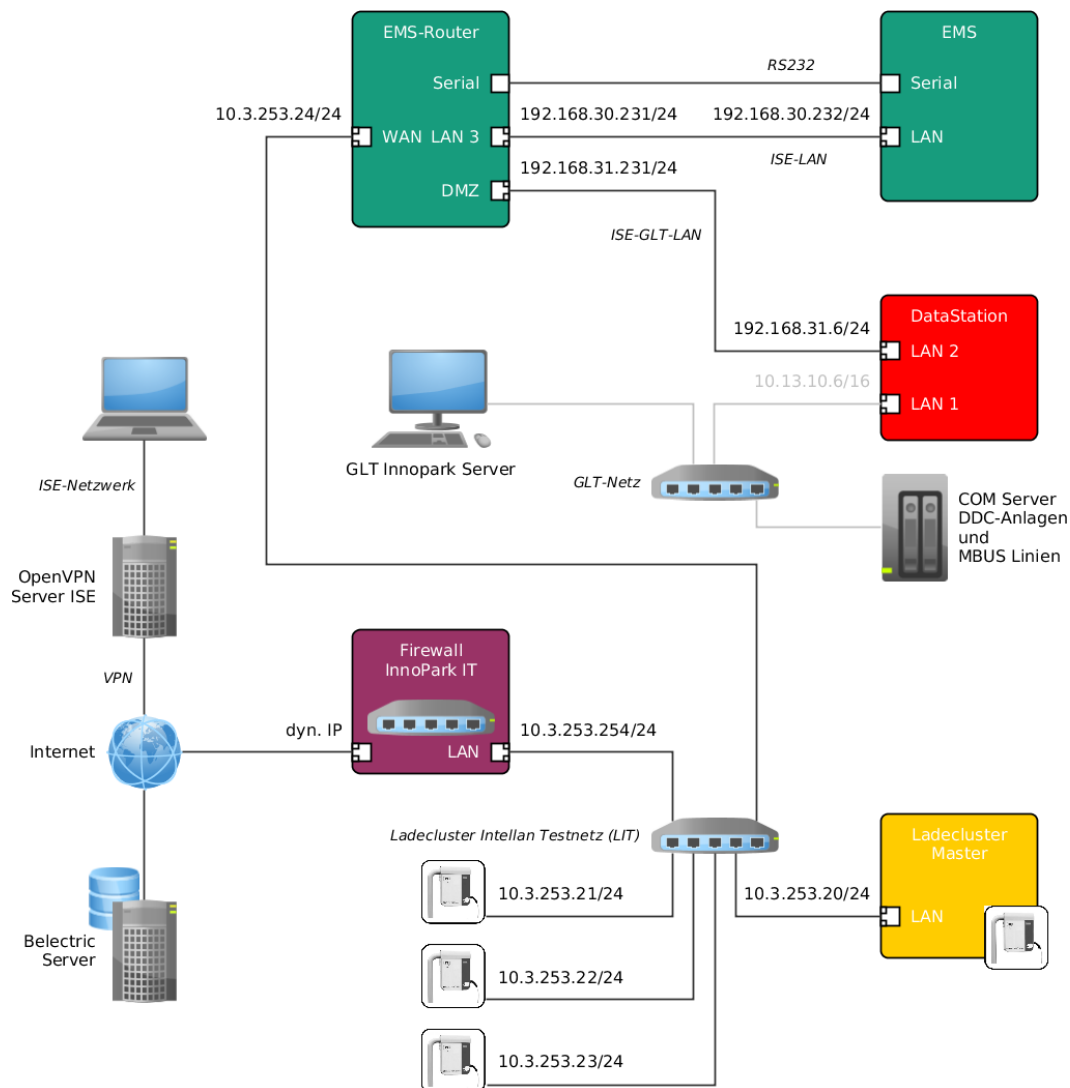


Abbildung 37: Vernetzungsschema Demonstratorsystem

Das EMS wird über einen Router sowohl an die zentrale Firewall des Innoparks als auch direkt an die DataStation der GLT angebunden. Der Router realisiert das Routing vom Embedded System zu den verschiedenen Demonstrator-Komponenten (PV-Prognose-Webservice, DataStation der GLT, Ladecluster sowie ISE-Datenserver zur Datenpersistierung).

Zur Realisierung des EMS wurde am ISE ein Systemkonzept inklusive Gehäuseintegration entwickelt, welches eine einfache Installation im Innopark erlaubt. Die Systemintegration und Erstinbetriebnahme fand am ISE statt, anschließend wurde das Gehäuse mit den Einzelkomponenten an den GLT-Verantwortlichen im Innopark versandt (06.08.2014) und dort in räumlicher Nähe zur entsprechenden IT-Infrastruktur installiert (s. Abbildung 38). Die Inbetriebnahme fand in Abstimmung mit dem ISE statt und wurde über die vorgesehenen Möglichkeiten zum Fernzugriff begleitet. Die erste Loggingphase begann am 11.09.2014.

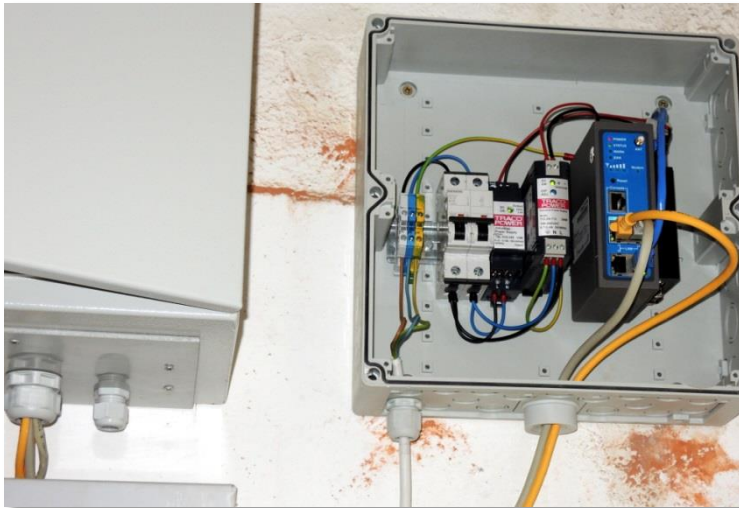


Abbildung 38: EMS am Installationsort neben dem GLT-Schaltschrank im Innopark (Gehäusedeckel für Foto entfernt)

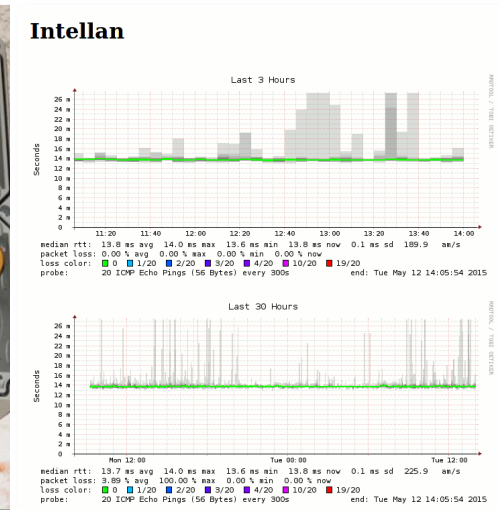


Abbildung 39 Screenshot des Monitoring der Kommunikation vom ISE-Datenserver zum EMS-Feldsystem

Aufgrund von Bauarbeiten im Innopark kam es ab 29.10.2014 zu einer Fehlfunktion der Datenübertragung, welche am 11.11.2014 erkannt wurde. Nach einer Systemmodifikation wurde am 25.11.2014 die zweite Messphase begonnen, welche bis ins Q1/2015 kontinuierlich Messwerte erfasste. Auch die Anbindung an die PV-Prognose der enercast GmbH lief im kompletten Betriebszeitraum stabil.

Im Rahmen mehrtägiger Inbetriebnahmetermine am Standort in Kitzingen (15.-16.04.2015 und 12.06.2015) konnte durch ISE und Lemonage die IEC61850-basierte Kommunikation zwischen EMS und Ladecluster erfolgreich in Betrieb genommen und demonstriert werden. Das EMS verarbeitete in diesen Tests die PV-Prognose, um die Leistungsvorgabe an den Ladecluster zu erstellen. Der vom Ladecluster erstellte Ladefahrplan wurde vom EMS wieder ausgelesen. Der Ladefahrplan wurde vom Master-System an die im Cluster angebotenen Ladestationen übertragen, von wo die errechneten Leistungswerte mit Hilfe der im IEC61851 definierten Möglichkeiten an die Ladepunkte vorgegeben wurden. Die an den Ladepunkten angeschlossenen Fahrzeuge interpretierten dieser Vorgaben erwartungsgemäß. Die Belectric Drive GmbH stellte die Elektrofahrzeuge für die Ladetests zur Verfügung.

#### AP 170 Nutzwertanalyse Solarer Leistungsunterstützung

In diesem AP wird die Integration von Batteriespeichern in PV-Lade-Systemen untersucht. Im Wesentlichen wurden zwei Hypothesen bearbeitet: Die erste Hypothese besagte, dass mit Systemen ohne Batteriespeicher eine höhere Rendite erzielt werden kann als mit Systemen mit Batteriespeicher. In einer zweiten Hypothese wurde vermutet, dass das Einbeziehen weicher Faktoren dazu führen kann, dass Systeme mit einer niedrigeren Wirtschaftlichkeit Systemen mit einer hohen Wirtschaftlichkeit durch einen potentiellen Nutzer vorgezogen werden.

Um diese Hypothesen untersuchen zu können, wurde eine zwei Arbeitsschritte umfassende Analyse durchgeführt. In einem ersten Arbeitsschritt – der Wirtschaftlichkeitsanalyse – wurden monetäre Kenngrößen in verschiedenen Szenarien untersucht. Darauf aufbauend wurde eine Analyse weicher Faktoren angeschlossen. Es stellten sich in diesen beiden Analyseschritten folgende Ergebnisse ein:



## Wirtschaftlichkeitsanalyse

In der Wirtschaftlichkeitsanalyse wurden verschiedenen Systemkonfigurationen für PV-Lade-Systeme erstellt und anschließend mit einem optimierenden Simulationstool untersucht. Die Ergebnisse, welche dieses Programm lieferte wurden nach Haushaltstypen, nach Ladeverhalten, nach Systemkomponenten und nach Rahmenbedingungen ausgewertet.

### Auswertung nach Haushaltstyp

Für die betrachteten Beispielhaushalte ergab sich, dass je höher der Jahresstromverbrauch eines Haushaltes ist, umso höher ist auch der ROI des PV-Batteriespeicher-Systems. Für Haushalte mit einem hohen Jahresstromverbrauch ist die Integration eines Batteriespeichers also tendenziell attraktiver, als für Haushalte mit einem niedrigen Jahresstromverbrauch. Dies gilt allerdings nur, solange der Haushalt nicht den gesamten PV-Strom im Direktverbrauch nutzt, da dann der Batteriespeicher ungenutzt bleibt und sich folglich negativ auf die Rendite des Gesamtsystems auswirken würde.

In einem weiteren Schritt wurde für die einzelnen Beispielhaushalte der Einfluss verschiedener Ladeleitungen auf den kWh-Preis, dem sich der Haushalt gegenübergestellt sieht, untersucht. Es ergab sich, dass in kleinen Haushalten (niedriger Jahresstromverbrauch) niedrige kWh-Preise bei geringen Ladeleistungen (3,7 kW) auftreten und bei großen Haushalten (hoher Jahresstromverbrauch) niedrige kWh-Preise bei hohen Ladeleistungen (22 kW) erzielbar sind. Prinzipiell ist die Schnellladung aber teurer als langsames Laden. Somit ist schnelles Laden aus rein finanzieller Sicht für alle Haushalte unattraktiv. Sollten weitere Kriterien in die Entscheidung für oder gegen ein Schnellladesystem einbezogen werden, so dürften große Haushalte eher zum Kauf eines solchen Systems neigen. Eine vertiefende Untersuchung des Ladeverhaltens, nun aber nicht anhand verschiedener Haushalte, sondern begrenzt auf einen Referenzhaushalt, wurde im darauffolgenden Punkt durchgeführt.

### Auswertung nach Ladeverhalten

Bei der Auswertung nach Ladeverhalten wurde der Fokus auf die Lademenge und die Ladezeit gelegt. Es ergaben sich die folgenden Resultate:

Das Laden großer Strommengen (20 kWh) an der heimischen Steckdose ist minimal günstiger als das Laden kleiner Strommengen (5 kWh). Somit ergibt sich für Vielfahrer (die nahezu die komplette Akkukapazität ihres E-Fahrzeugs nutzen) eine leicht bessere Ausnutzung des PV-Lade-Batteriespeicher-Systems als für Kurzstreckenfahrer (täglich ca. 40 km).

Bezüglich der Ladezeit zeigt sich, dass bei gleicher Systemkonfiguration durch Verschieben der Ladezeit in die Mittagszeit sich sowohl Effizienz als auch Effektivität des PV-Lade-Batterie-Systems deutlich erhöhen. So kann durch teilweise Ladung zur Mittagszeit der ROI im Vergleich zur reinen nächtlichen E-Fahrzeugbeladung von 1,52 % auf 2,12 % gesteigert werden. Zudem kann durch die Verschiebung des Ladezeitraums in die Mittagszeit der PV-Stromverbrauch auf 3600 kWh pro Jahr angehoben werden und somit die Eigenverbrauchsquote im Vergleich zur reinen Nachtladung von 32 % auf 45 % angehoben werden. Zudem hat die Verlagerung der Ladezeit auch positive Auswirkungen auf die Speicherkapazität. Da die (relativ kleinen) Speicher, die in diesen Systemen betrachtet wurden, sehr schnell vollständig beladen sind und somit trotz Batterie PV-Strom nicht dem Eigenverbrauch zugeführt werden kann, ist es oftmals sinnvoll, tagsüber hohe Lasten zu haben, den Speicher zu entleeren und wieder mit PV-Strom zu beladen. Eine Verschiebung der Ladezeit ist – sofern möglich – sinnvoll.

### Auswertung nach Systemkomponenten

In der Auswertung nach Systemkomponenten werden verschiedene Systeme bestehend aus unterschiedlich großen PV-Anlagen und Batteriespeichern untersucht. Die Gesamtsysteme wurden soweit variiert, dass in manchen gar kein Batteriespeicher integriert war, in anderen Systemkonfigurationen aber der Batteriespeicher doppelt so groß ausgelegt war, wie die PV-Anlage. Durch konstant halten aller Parameter außer der

Batteriegröße und anschließenden Vergleich der ROIs der verschiedenen Systemkonfigurationen, kann unmittelbar eine Aussage zur Wirtschaftlichkeit der Batterien in einem PV-Lade-System getroffen werden. Somit kann dieser Arbeitsschritt als „Wirtschaftlichkeitsanalyse im engeren Sinne“ verstanden werden. Aus dieser Analyse konnten folgende Ergebnisse herausgezogen werden:

Prinzipiell lässt sich feststellen, dass bei gleichbleibender PV-Größe, die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems sinkt, je größer der Batteriespeicher dimensioniert wird. Die Integration eines Batteriespeichers führt also nicht zu einer ausreichenden Effizienzsteigerung, um die zusätzlichen Investitionskosten decken zu können. Wird hingegen die PV-Anlage vergrößert, steigt der ROI, trotz steigender Investitionskosten. Somit ist davon auszugehen, dass eine PV-Anlage eine Effizienzsteigerung mit sich bringt, die die Investitionskosten übersteigt.

Diese beiden grundsätzlichen Tendenzen führen dazu, dass bei sehr kleinen Anlagen (PV = 2 kWp) der ROI bei Integration eines Batteriespeichers negativ ausfällt, also ein Verlust erzielt wird. Somit entfallen laut diese Szenarien aus der Analyse. In den Szenariengruppen PV = 4 kWp + Batterie und PV = 8 kWp + Batterie stellt sich heraus, dass sich die günstigste Konfiguration ergibt, wenn die Kapazität der Batterie halb so groß ist wie die maximale Leistung der PV-Anlage. Prinzipiell muss aber festgestellt werden, dass, egal wie groß die PV-Anlage gewählt wurde, immer die Konfiguration ohne Batterie den höchsten ROI erzielte. Somit wird die Vermutung, dass die Integration eines Batteriespeichers in ein PV-Lade-System zu einer Verringerung der Rendite eben dieses Systems führt, bestätigt.

#### Auswertung nach Rahmenbedingungen:

Im einem letzten Arbeitsschritt im Zuge der Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde untersucht, welchen Einfluss die Rahmenbedingungen Strompreissteigerung und Einspeisevergütung auf die monetären Größen des Batteriespeichers haben.

Ziel der Untersuchung der Strompreissteigerung war es, zu testen, ob ein Batteriespeicher geeignet ist, solche ab zu dämpfen. Dafür wurden zwei Systeme, eines mit und eines ohne Batteriespeicher miteinander verglichen, wie diese auf jährlich Strompreissteigerungen von 1%, 3% und 5% reagieren. Es konnte gezeigt werden, dass sich durch Integration eines Batteriespeichers in ein PV-Lade-System der Anstieg des kWh-Preises stark abdämpfen lässt.

Um die entstehenden Effekte exakter beschreiben zu können, wurde weiterhin überprüft, ob sich durch höhere Strompreissteigerungen ein Anreiz ergibt, die Speicherkapazität der Batterie zu erweitern. In den betrachteten Systemkonfigurationen mit 4 kWh bzw. 8 kWh ergab sich, dass eine Veränderung des Preisanstiegs von 1%/a auf 5%/a zu einer Angleichung der ROIs beider Systeme kommt, je höher der Strompreisanstieg, was eine Verbesserung seitens des 8 kWh-Systems bedeutet. Jedoch liegt der ROI des Systems mit einer 4 kWh-Batterie trotzdem immer über dem des Systems mit einer 8 kWh-Batterie. Steigende Strompreisanstiege erhöhen also zumindest in den beiden betrachteten Systemkonfigurationen selbst bei optimistischen Annahmen nicht den Anreiz zu einer Speicherkapazitätserweiterung.

Auch der Einfluss der Einspeisevergütung auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers wurde mit Hilfe eines Vergleichs von 4-kWh-Speichersystemen mit 8-kWh-Speichersystemen untersucht. Es stellte sich das zu erwartendes Ergebnis ein, dass mit Verringerung der Einspeisevergütung der Ausbau des Batteriespeichers attraktiver wird, um somit einer größere Menge des eigenen PV-Stroms nutzen zu können.

#### Weiche Faktoren

Da sich die Vermutung, dass mit PV-Lade-Systeme ohne Batterie eine höhere Rendite zu erzielen ist, als mit entsprechenden Systemen mit Batterie, bestätigt hatte, wurde nun eine Analyse weicher Faktoren angeschlossen. Ziel dieser Analyse war es, zu überprüfen, ob die weichen Faktoren dazu führen können, dass Systeme mit Batterie von potentiellen Nutzern als Vorzugsvarianten angesehen werden können. Für diese Analyse wurde mit dem AHP ein typisches Verfahren zur Analyse weicher Faktoren herangezogen und leicht abgewandelt angewandt. Zur Auswertung wurden zunächst einmal Stereotypen getestet. Im Anschluss erfolgte

eine Befragung von drei Probanden, was zeigen soll, wie die Anwendung des AHP in konkreten Entscheidungsfindungssituationen aussehen kann.

#### Untersuchung von Stereotypen

Die Analyse der Stereotypen wurde durchgeführt, um sich prinzipiell von den Mechanismen des AHP ein Bild machen zu können. Jedem Stereotypen wurde ein Kriterium zugeordnet, welches ihm besonders wichtig war. Anschließend wurde getestet, wie sich diese Fokussierung auf ein Kriterium auf die vier vorgegebenen Alternativen auswirkte. Da in den Alternativen außer der Batteriegröße alle Parameter konstant gehalten wurden, können alle entstehenden Effekte direkt auf den Batteriespeicher zurückgeführt werden. Aus der Analyse der Stereotypen ergaben sich folgende Ergebnisse:

Die Alternative mit dem größten Batteriespeicher ist den weiteren Alternativen bei fast allen Teststereotypen überlegen. Nur der Stereotyp, welcher besonders hohen Wert auf das Kriterium ROI legt, würde die Varianten ohne Batteriespeicher bevorzugen. Daraus lässt sich schließen, dass weiche Faktoren im hier vorliegenden Beispiel tatsächlich die schlechtere Wirtschaftlichkeit von Systemen mit Batterie gegenüber Systemen ohne Batterie aufwiegen können. Somit kann auch die zweite Hypothese bestätigt werden.

In Systeme mit Batteriespeicher werden nicht-monetäre Kriterien eher positiv bewertet. In Systemen ohne Batteriespeicher werden eher monetäre Kriterien bevorzugt. Systeme ohne/ mit kleinem Batteriespeicher reagieren tendenziell gleich auf eine Hervorhebung bestimmter Subkriterien (= weiche Faktoren). Auch Systeme mit mittelmäßig großen/ großen Batteriespeichern weisen zueinander tendenziell gleiche Reaktionen auf Veränderungen der Subkriterien auf. Vergleicht man diese beiden Kategorien miteinander. So fällt auf, dass sich Systeme ohne/ mit kleinen Batteriespeichern und Systeme mit mittelmäßig großen/ großen Batteriespeichern genau entgegengesetzt verhalten.

Gemäß der Tatsache, dass sich die Stereotypen „Der Sparer“, „Der Gewinnmaximieren“ und „Der Vielfahrer“ in den Alternativen ohne bzw. mit kleinem Batteriespeicher besonders positiv hervortun, ist davon auszugehen, dass Personen die auf die Merkmale ROI, Investitionskosten und Ladeverhalten, eher zu solchen Systemkonfigurationen tendieren werden. Aufgrund der gleichen Argumentation ergibt sich, dass Personen, die durch Integration eines Batteriespeichers vor allem eine Sicherheit gegenüber Preiserhöhung, einen hohen Autarkiegrad, eine hohe Eigenverbrauchsquote und eine hohe CO<sub>2</sub>-Einsparung erzielen wollen, zu Systemen mit mittelmäßig großen bis großen Batteriespeichern greifen werden.

### **AP 200 regeltechnische Voraussetzungen auf Netzbetreiber-Ebene**

#### **AP 211 ProCoS für Netzbetreiber**

Für die Arbeiten an dem Arbeitspaket wurde ein ProCoS-System auf den bereitgestellten Servern von **Kisters** installiert. Für die Konzeptentwicklung für die betriebswirtschaftlichen Abläufe und Softwareentwicklung wurde ein Basissystem für die Erfassung der Prozessdaten der Ladecluster und für den Datenaustausch zum Netzbetreiber projektiert.

Außerdem erfolgte die Spezifikation einer Schnittstelle auf Basis des genormten Protokolls IEC-870-5-104 zur Erfassung der Korrekturleistung des vorgelagerten Netzbetreibers und zur Rückübertragung des zur Verfügung stehenden Optimierungspotentials. Das gesamte Optimierungspotential stellt die Summe der erhöhbaren oder reduzierbaren Leistung über alle Ladecluster dar. Hiermit können dem vorgelagerten Netzbetreiber Systemdienstleistungen zur Netzstabilisierung angeboten werden. Über ein Sollwertsignal erfolgt der Abruf von Korrekturleistung durch den vorgelagerten Netzbetreiber. Dieser Wert wird dann auf die zur Verfügung stehenden virtuellen Ladecluster aufgeteilt und wird dann über die Prozessschnittstelle an das zentrale Ladeportal ausgegeben werden. Die Auswahl der Ladecluster erfolgt nach Verfügbarkeitsinformationen und Prioritäten.

Im Rahmen dieses Arbeitspakets wurde durch Kisters eine Lastmanagementvertrag zur Durchführung der Steuerungsaufgaben projektiert und die erforderlichen Prozessbilder für die Visualisierung erstellt. Ein Basissystem ist somit für die Umsetzung dieser Systemdienstleistung vorbereitet.

Die Kommunikation zum zentralen Portal der Ladecluster wurde wie beim AP213 über einen IEC61850-Server realisiert. Über diesen Server werden Testdaten der Ladcluster zur Verfügung gestellt.

## AP 212 ProCoS für EVU

Es erfolgte die Erweiterung des in AP 211 von **Kisters** bereits eingerichteten ProCoS-Systems um eine Kommunikationsschnittstelle zu einem Lastgangzähler, Fabrikat EMH. Für diese Kommunikation wird das Protokoll IEC-1107 eingesetzt. Über diese Schnittstelle wird das 1-Minuten- und 15-Minutenlastprofil der Übergabemessung vom E-Werk Mainbernheim ausgelesen. Die 1-Minutenwerte sind Eingangsgrößen für die Überwachung der Netzlast des E-Werks Mainbernheim.

Für das E-Werk Mainbernheim erfolgte die Projektierung eines weiteren Lastmanagementvertrags für die Überwachung des Strombezugs des E-Werks. Außerdem wurde die Erweiterung der Verwaltung von Lastmanagementobjekten auf das Ladecluster, die als Verbraucher bei einer Lastüberschreitung zur Korrektur eingesetzt werden, umgesetzt. Die Spezifikation des Datenumfangs eines Ladeclusters, der als zu steuerndes Objekt bei den AP 211, 212 und 213 zum Einsatz kommt, erfolgte zusammen mit dem Partner Lemonage.

Das System ist für die Überwachung der Netzlast vorbereitet. Eine Onlineanbindung konnte realisiert werden. Die Datenqualität war jedoch nicht ausreichend um Ist-Werte zu verarbeiten und damit eine Auswertung zu machen. Daher wurde die Datenverarbeitung und die Einbindung der Ladecluster nach Datenaufzeichnung mit Einspielung der Netzzeitreihen vom E-Werk Mainbernheim durchgeführt.

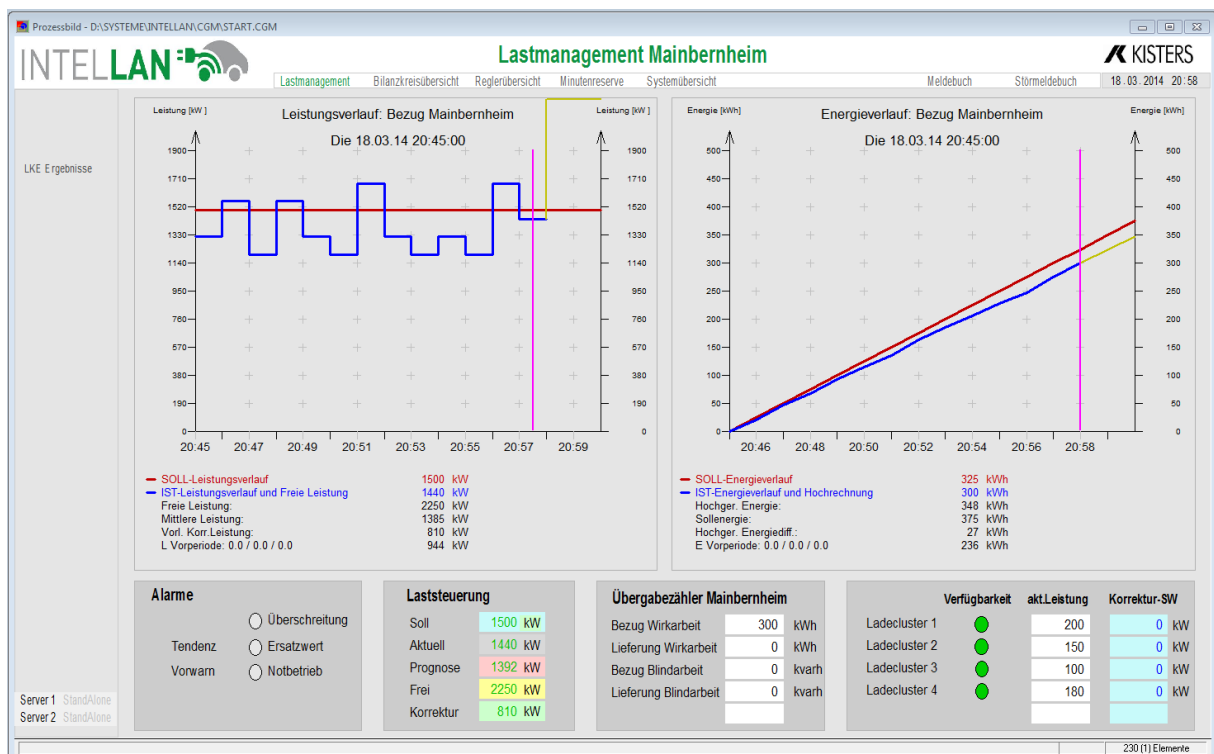


Abbildung 40: Visualisierung der aktuellen Lastsituation

Für die Vorgabe der Sollwerte wurde eine Importschnittstelle für Fahrpläne eingerichtet, so dass das Lastmanagement mit variablen Sollwerten arbeiten kann. Somit kann pro Tag für jede Viertelstunde ein anderer Sollwert als Führungsgröße für die Steuerung vorgegeben werden.

Das **E-Werk Mainbernheim** hat eine Kosten-Nutzen-Abschätzung mittels einer Potentialanalyse mit einem Bilanzkreismanager vorgenommen. Die Herausforderung ist das genaue Einhalten von eingereichten Fahrplänen durch den Bilanzkreisverwalter. Durch ungenaue Prognose des Lastverhaltens besteht die Gefahr teure Ausgleichsenergien in Anspruch nehmen zu müssen, dessen Höhe und Auftreten nicht vorhersehbar ist.

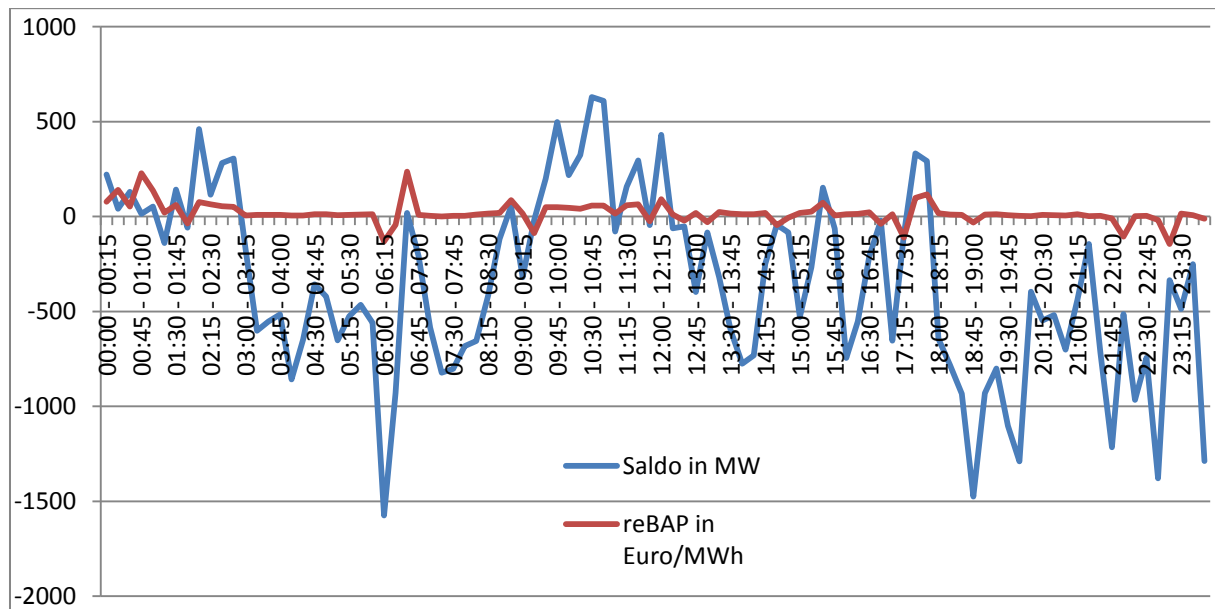


Abbildung 41: Ausgleichsenergiepreise und –mengen an einem Novembertag

Es wurde eine Analyse des Ausgleichsenergiesystems inklusive Mengen und Preisen (reBAP) durchgeführt.

Genaue Prognosen des Ladeverhaltens führen zu geringeren Kosten durch geringere Inanspruchnahme von teurer Ausgleichsenergie. Die Rolloutverordnung(2014) fordert zukünftig den Einbau von Smart Metern schon ab einem Verbrauch 6000kWh pro Jahr und führt damit zu echten Verbrauchsprofilen gegenüber den häufig angewandten Standardlastprofilen derzeit. Damit entsteht eine Erhöhung der Fixkosten bei der Abrechnung, dadurch ist aber auch eine genauere Prognose des echten Fahrstromprofils möglich.

Die Bewirtschaftungskosten des Bilanzkreises für den Ladestrom werden im Vergleich zu den bisherigen Lastgruppen deutlich höher. Eine hohe Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durch Prognosefehler führt durch die benötigte Regelleistung, neben einer Verteuerung, außerdem zu einer stärkeren Nutzung von Graustrom. Das System von Kisters konnte zum Einsatz vorbereitet werden. Leider hat die Bearbeitungszeit und Datenqualität nicht ausgereicht, um einen Praxistest in Ist-Zeit durchzuführen. Geplant war der Ist-Abgleich der Leistungsdaten der Mainbernheimer Übergabestation zum geplanten Lastkurvenverlauf. Die Analyse der Daten konnte jedoch ex-post mit dem gemessenen Lastgang durchgeführt werden, wie die Ergebnisse oben zeigen.

#### AP 213 ProCoS MRM-Modul Regellenergieschnittstelle

Es erfolgte die Erweiterung des in AP 211 von Kisters bereits eingerichteten ProCoS-Systems, um das Modul MRM (Minutenreservemanagement). Die Software dieses Moduls wurde um die Funktion des Subpoolings erweitert. Damit ist es möglich, dass ein übergeordneter Regellenergieanbieter über Steuerbefehle und Sollwerte von ProCoS die vorgehaltene Regelleistung abrufen und im Rahmen des Förderprojekts somit keine direkte Schnittstelle zu einem Übertragungsnetzbetreiber realisiert werden muss. Die erbrachte Regelleistung und die mögliche Leistungsvorhaltung getrennt nach pos. und neg. Leistung kann als Messwert online an den übergeordneten Poolanbieter übertragen werden. Für die Kommunikation steht ein virtueller Port mit dem

Übertragungsprotokoll IEC-104 zur Verfügung. Da ein Ladecluster prinzipiell nur für eine Art der Regelenergiebereitstellung (Bilanzkreisausgleich, Lastmanagement oder MRL) zur Verfügung steht, wurde beim Ladeclusterobjekt auch eine Verfügbarkeitsmeldung implementiert, die verhindert, dass das Objekt von mehreren Steuerungsfunktionen gleichzeitig angesprochen wird.

Bezeichnung	Verfügb.	Betrieb	Abrufe		Verfügbare P(kW)		Gemeldete P(kW)		abs. Leistung (kW)			Hub (kW)		Ust.	Auswertung	
			+	-	+	-	+	-	Festwert	Soll	Ist	Soll	Ist		1-min	15-min
Ladecluster 1	Bereit	Ein	○	○	0	0	0	0	0	0	200	0	0	●		
Ladecluster 2	Bereit	Ein	○	○	0	0	0	0	0	0	150	0	0	●		
Ladecluster 3	Bereit	Ein	○	○	0	0	0	0	0	0	100	0	0	●		
Ladecluster 4	Bereit	Ein	○	○	0	0	0	0	0	0	0	0	0	●		

Abbildung 42: Übersicht der virtuellen Ladecluster für die Bereitstellung von Regelenergie

Das System ist für die Erbringung von Regelenergie theoretisch vorbereitet. Eine Simulation von Abrufen ist mit dem entwickelten System möglich. Für den praktischen Einsatz eines solchen Systems sind die aktuellen Rahmenbedingungen der Regelenergiebereitstellung durch die Übertragungsnetzbetreiber noch nicht in vollem Umfang gegeben. Die aktuellen Vorgaben für die Gebote von Regelenergie sehen für die Minutenreserveleistung eine Horizont von 4 Stunden-Blöcken für den Folgetag, bei der Sekundärreserve eine Woche im Voraus getrennt nach HT- und NT-Zeiträumen. Gerade bei der Sekundärreserveleistung ist eine Verfügbarkeit der Leistung über die komplette Woche schwierig prognostizierbar, so dass die Leistung des Ladeclusterpools durch den Regelenergieanbieter besichert werden müsste.

In den AP 211, 212 und 213 fehlt die Implementierung der Schnittstelle zwischen dem Ladeportal und ProCoS. Es wurde festgelegt, dass die Kommunikation für das Ansprechen der Ladecluster auf einer Schnittstelle basiert, die das Protokoll IEC61850 als Datenprotokoll nutzt. Die auszutauschenden Parameter wurden festgelegt und mit den Projektpartnern abgestimmt.

Im nächsten Schritt wurde auf Grundlage der erarbeiteten Schnittstelle ein IEC61850-Server implementiert. Die Erstellung der für die technische Beschreibung der Schnittstelle notwendige SCL<sup>22</sup>-Datei war Teil dieser Arbeiten. Für die Basis der Serverbereitstellung wurde wiederum auf die vom Fraunhofer ISE entwickelte OpenSource-Bibliothek zur Erstellung von IEC61850-Produkten (openIEC61850, als Teil von OpenMUC<sup>23</sup>) zurückgegriffen. Der Dienst wird von der Lemonage gehostet und stellt exemplarische Daten zur Verfügung, die vom Kisters System abgerufen werden können. Über einen vorgeschalteten Hardwarecontroller erfolgt die

<sup>22</sup> Substation Configuration Language: Sprache zur Beschreibung von Anlagen nach IEC61850

<sup>23</sup> OpenIEC61850: <http://www.openmuc.org/index.php?id=35>

Umsetzung der IEC61850-Informationen in klassische Telegrammformate nach IEC-870-5-104. Über diese Schnittstelle können die vom 61850-Server bereitgestellten Datenobjekte übernommen und durch das ProCoS-Leitsystem verarbeitet werden.

### **AP 220 Machbarkeitsanalyse Rückspeisung**

Zunächst wurde eine Recherche durchgeführt, welche dem allgemeinen Verständnis der Problematik dient. Diese beinhaltet sowohl Betrachtungen der einzelnen Batterietypen und der verwendeten Ladestecker als auch Informationen über Regelenergiemärkte, Ladeinfrastrukturen und Netzintegration von Elektrofahrzeugen. Ebenso wurde nach bestehenden Projekten zur Realisierung von rück-speisefähigen Fahrzeugen gesucht.

Folgende Batterietechnologien wurden auf Ihre Eigenschaft zur Anwendung für Rückspeisung untersucht:

- Blei-Akkumulatoren
- Nickel-Cadmium-Akkumulatoren
- Nickel-Metallhydrid-Akkumulatoren
- Lithium-Ionen-Batterie
- Redox-Flow-Batterie
- Superkondensatoren
- Zink-Luft-Batterie
- Lithium-Luft-Technologie.

Außerdem wurden die derzeit bekannten Ladesteckertypen (Typ [SAE J1772-2209], Typ 2 [Mennekes-Stecker], Typ 3a, CCS [Combined Charging System], CHAdeMO, Schuko, CEE) auf ihre Eignung untersucht. Unter Beachtung der derzeitigen Bedingungen für Regelleistungsbereitstellung, der verfügbaren Grundkonzepte der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität und deren Netzintegration wurde die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit untersucht.

Ergebnis der Untersuchung ist, dass eine Rückspeisung vom Fahrzeug ins Netz zu aktuellen Marktkonditionen nicht sinnvoll ist. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis ist dafür zu schlecht.

Ebenfalls eine Vermarktung der Energie am Spotmarkt ist nicht sinnvoll, da die Kosten durch die Kapazitätsverluste der Batterie den Einsatz von Gas- und Dampfkraftwerken deutlich übersteigen.

Der Entladung als Bereitstellung positiver Tertiär-Regelleistung stehen ebenfalls zu hohe Batterieinvestitionskosten gegenüber.

Damit überwiegt derzeit noch der negative Aspekt der Kapazitätsverluste. Eine veränderte Marktsituation (z.B. stark steigende Regelenergiepreise) oder technologische Fortschritte in der Batteriegestaltung könnten allerdings zukünftig dafür sorgen, dass die V2G-Technologie marktfähig wird.

Die praktische Realisierung sollte in Verbindung mit dem ElmoNetQ-Projekt der TU Dresden durchgeführt werden. Dieses beinhaltet einen Netzsimulator samt PV-Simulator und PV-Wechselrichter als Erzeugerstruktur und Elektrofahrzeug als Abnehmer. Die verwendeten Wechselrichter sind vom Typ SMA Sunny Boy 5000TL-21, Santerno Sunway M PLUS 6000 DE und Fronius IG Plus 120 V-3.

Da es sich hierbei um nicht modifizierte, handelsübliche Wechselrichter handelt, war eine Modifikation im Rahmen dieses Versuchs nicht erwünscht. Damit war die ursprüngliche Idee der Kooperation im Rahmen dieses Projekts verworfen.

Da die Bereitstellung eines eigenen modifizierten Wechselrichters zunächst zu aufwändig erschien, wurden keine praktischen Arbeiten zu diesem Aufgabenpaket durchgeführt.



## AP 300 Entwicklung von Geschäftsmodellen unter Einbeziehung von ökologischen Aspekten wie gesteuertem Laden und Bereitstellung von Energiedienstleistungen

### AP 310 Energiekundenwechsel an Tankstellen

Das **E-Werk** nahm eine Zusammenstellung der gesetzlichen Grundlagen des Energiekundenwechsels laut „Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Strom“ (GKPE) und sonstiger Verordnungen, die Einfluss auf Kundenwechselprozesse in der Energiewirtschaft haben, vor.

Es wurden Lösungsmöglichkeiten herausgearbeitet, aber auch Hemmnisse bezüglich der Verrechnung von kWh nach heutigen gesetzlichen Möglichkeiten identifiziert und eine Auswertung von historischen Ladevorgängen der Belectric Drive bzgl. Standzeit und entnommener Strommenge vorzugsweise im halb-öffentlichen Ladebereich erstellt.

Die Untersuchung ergab, dass eine Verrechnung von kWh mit untertäglich wechselnden Tankkunden innerhalb des derzeit gültigen EnWG nicht sauber abzubilden ist – die Lösung besteht darin den Ladeboxbetreiber als Endkunden zu betrachten, wie üblich zu verrechnen und mit dem Endkunden eine eigene Portallösung aufzusetzen. Alternativ sind gesetzliche Änderungen notwendig (Kundenwechselprozesse, siehe AP 321).

Der Betrieb von Ladeboxen sollte mittels registrierender Lastgangmessung (RLM) erfolgen, da die Ladevorgänge im privaten, halb-öffentlichen und öffentlichen Bereich zu stark variieren, um nach Standardlastprofilen abzurechnen. Zudem werden zukünftig geladene Mengen zunehmen.

**BELECTRIC Drive** untersuchte, in welchen Lade-Szenarien die verschiedenen Micro-Payment Systeme effektiv einsetzbar sind und welche Systeme die höchste Akzeptanz bei den Nutzern haben.

Zunächst mussten die Anforderungen spezifiziert und sich ein Überblick verschafft werden, welche Technologien und Geräte zur Abrechnung am Markt verfügbar sind. Diese Technologien wurden anschließend hinsichtlich Zweckmäßigkeit, Kosten, Verbreitung, Nutzerfreundlichkeit und Barrierefreiheit bewertet. Wobei die Kosten nicht nur die Investitionskosten umfassen, sondern auch die Transaktions- und Verwaltungskosten der Abrechnung.

Zudem wurden Daten aus dem Flotten-Feldversuch analysiert und untersucht, an welchen Standorten, welche Nutzer, mit welchen Standzeiten z.B. die Abrechnung per Handy nutzen, welche Probleme auftreten und welche Anreize gesetzt werden können, damit Nutzer auf ein anderes Autorisierungsverfahren umstellen.

Die gesetzlichen und technischen Hürden für die Abrechnung kleiner Strommengen an wechselnde Kunden sind derzeit sehr hoch. Die rechtlichen Hürden bei kWh-basierter Abrechnung sind vielfältig und erstrecken sich vom Eichrecht, über den Datenschutz (BSI Schutzprofil) bis hin zur Diskussion um virtuelle Güter. Es zeigte sich daher, dass die zeitintervallbasierte Abrechnung der kWh-basierten Abrechnung generell vorzuziehen ist. Endergebnis der Untersuchungen ist, dass die zeitintervallbasierte Abrechnung direkt über die Mobilfunkrechnung zurzeit die günstigste Möglichkeit der Abrechnung pro Ladepunkt zu sein scheint, da alle anderen Systeme (Geldeinwurf, EC-Karte, Kreditkarte, etc.) sehr hohe Investitions- und Transaktionskosten verursachen und die Umsätze dafür pro Ladepunkt zu gering sind. Ein weiterer Vorteil der Anmeldung und Freischaltung per SMS ist die Barrierefreiheit für Neukunden durch die hohe Verbreitung von Mobiltelefonen. Bestandskunden können kostengünstig über einen RFID-Tag erfasst werden. Die NFC-Technologie in Kombination mit einer Smartphone-App ist ebenfalls ein interessanter Ansatz für die Abrechnung. Jedoch ist die Verbreitung dieser Technologie noch zu gering.

In der Praxis können auch mehrere Abrechnungsarten kombiniert eingesetzt werden. Ein Beispiel ist die REWAG: **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**<sup>38</sup> zeigt die Konfigurationsmöglichkeiten der Preismodule an einem Standort im öffentlichen Raum. Der Nutzer hat hier die Möglichkeit, über verschiedene Authentifizierungsmethoden (Anruf, App, SMS, RFID-Ladekarte) den Ladevorgang zu starten. Der Betreiber



kann die Konfiguration über das Lademanagementportal (LMP) für jeden Ladepunkt vornehmen. Über dieses Software-Modul können auch verschiedene Tarifoptionen getestet und die Akzeptanz ausgewertet werden.

#### Übersicht der möglichen Preismodule am Ladepunkt

#	Preismodul	Identifikation	Betreiber (Identif)	Identifikations-Ty	Steckdosenotyp	Platz	Standort	Betreiber (Platz)	Gültig von	Gültig bis	Preise zur Tageszeit (hh:mm)	Intervall	Verwalter
1	RFID REWAG DEZ			RFID		Ja	--		15.04.2015	31.12.2015	00:00 bis 07:58 => 0.25€ 07:59 bis 20:00 => 0.00€ 20:01 bis 23:59 => 0.25€	1.0 kWh	REWAG
2	sms&Charge REWAG DEZ			SMS		Ja	--		15.04.2015	31.12.2015	00:00 bis 07:58 => 2.49€ 07:59 bis 20:00 => 0.00€ 20:01 bis 23:59 => 2.49€	60 Min.	REWAG
3	REWAG Bestandskunden			RFID		--	--	REWAG	23.03.2015	31.12.2015	00:00 bis 23:59 => 0.25€	1.0 kWh	REWAG
4	0,00 € / 60 Minuten			Anruf		--	--	REWAG	13.03.2014	01.01.2999	00:00 bis 23:59 => 0.00€	60 Min.	REWAG
5	REWAG Neu-/Fremdkunde sms&charge EU-Typ2			SMS		--	--	REWAG	23.03.2015	31.12.2015	00:00 bis 23:59 => 2.49€	60 Min.	REWAG
6	Standardpreismoc					--	--		01.01.1990	31.12.2999	00:00 bis 23:59 => 0.00€	60 Min.	

Abbildung 43: Beispiel einer Tarif-Konfiguration über das Lademanagementportal (LMP)

### AP 321 Eigennetzbetankung

Gemeinsam mit BELECTRIC, Lemonage und dem E-Werk widmete sich **BELECTRIC Drive** in diesem Arbeitspaket dem Thema Eigennetzbetankung. Hierzu ermittelte BELECTRIC Drive die Anforderungen, die verschiedene Energieversorger an eine abrechnungskonforme Kilowattstundenzählung stellen. Dazu wurden sämtliche für dieses Themenfeld relevanten Gesetze, Verordnungen und Normen der Energiewirtschaft analysiert und in Workshops die Konkretisierung dieser Vorgaben hinsichtlich Elektromobilität versucht. Dazu konnte BELECTRIC Drive auch die Gremienarbeit des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zu diesem Thema einfließen lassen.

Die Untersuchungen ergaben, dass sich die Anforderungen der Ladeinfrastrukturbetreiber an die Abrechnung stark unterscheiden. Die ladepunktgenaue Kilowattstundenabrechnung gegenüber wechselnden Nutzergruppen ist nach heutigem Stand nicht sinnvoll umsetzbar. So sieht das heutige Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) keine Kundenwechselprozesse innerhalb eines Tages vor. Auch haben sich Hürden beim Eichrecht sowie dem Datenschutz (BSI-Schutzprofil) ergeben. Vom BSI24 zertifizierte SmartMeter-Gateways für die Datenübertragung sind verfügbar, die Ausstattung pro Ladepunkt aber unverhältnismäßig teuer und die Anbindung an vorhandene IT-Backendsysteme z.T. sehr aufwendig.

Auch wenn Lösungen für diese Themen gefunden werden, existiert für diese Investitionen pro Ladepunkt kein Geschäftsmodell. Die alternative Abrechnung nach Zeiteinheiten ist pro Ladepunkt kostengünstiger abzubilden und ermöglicht auch die Neukundenabrechnung ohne Vertragsbindung (z.B. Bezahlung per SMS). Abbildung 39 veranschaulicht die Kombination einer klassischen, eichrechtskonformen Abrechnung mit der Endkundenabrechnung. Kundenwechselprozesse müssen auf diese Weise nicht im IT-System des Energieversorgers nachvollzogen werden.

<sup>24</sup> Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI)

## LÖSUNG FÜR KOSTENEFFIZIENTE ABRECHNUNG PRO LADUNG

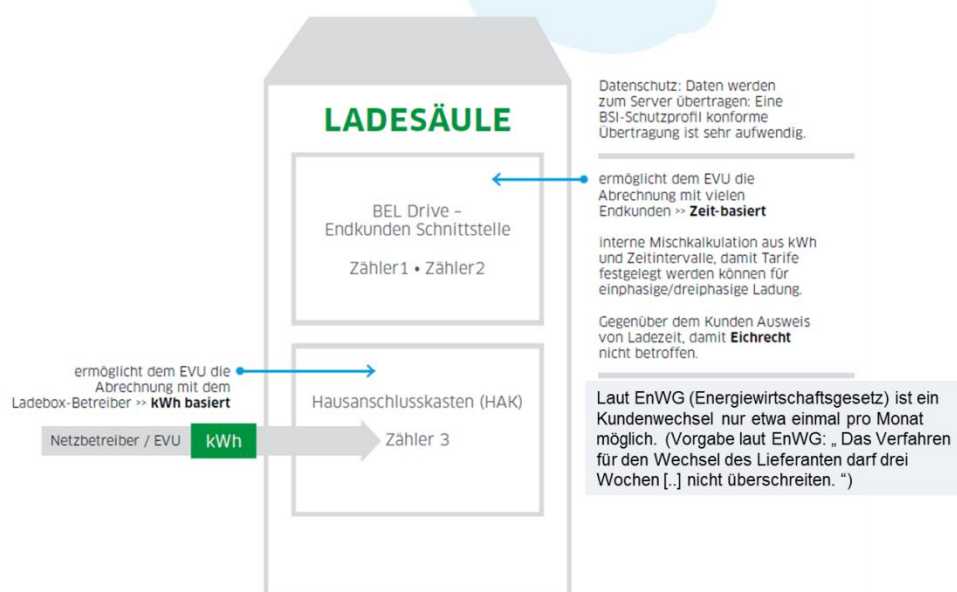


Abbildung 44: Lösungsvorschlag für gesetzeskonforme Abrechnung von Ladestrom

Auf der Vertriebs- wie auf der Netzseite der Energiewirtschaft ist noch kein klares Bild hinsichtlich der Anforderungen an Ladeinfrastruktur erkennbar. Konsistente Anforderungen für die Abrechnung an Ladepunkten abzuleiten gestaltet sich als große Herausforderung, da jeder Netzbetreiber eigene Anforderungen stellen kann. Dieses Problem zeigt sich auch bei der Konkretisierung der technischen Anschlussbedingungen (TAB). Die Beachtung der TAB soll direkte Anschlussmöglichkeiten an die Niederspannungshauptverteilung des EVU bieten, um Anschlusskosten zu sparen und eine abrechnungskonforme Kilowattstundenzählung zu ermöglichen. Es existieren jedoch noch keine einheitlichen technischen Anschlussbedingungen (TAB) für Ladeinfrastruktur in Deutschland<sup>25</sup>. Die grundlegende Ausgestaltung konnte allerdings ermittelt werden. Diese Anforderungen flossen in ein Lastenheft für eine Ladeinfrastruktur ein, die die technischen Anschlussbedingungen der Stadtwerke erfüllt. Dieser Abstimmungsprozess stellte sich als sehr aufwendig heraus, beispielsweise wenn man maximale Gehäusegrößen vermeiden will, die wiederum auf Widerstände anderer Stakeholder im öffentlichen Raum stoßen.

Vom **E-Werk** wurden zahlreiche Vor- und Nachteile einer Eigennetzbetankung betrachtet.

Dabei wurden Vorschriften und Fristen der „Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität“ herausgearbeitet, die bindend sind um Wechselprozesse durchführen und Fahrstrom abrechnen zu können. (aufbauend auf AP310).

Es wurden Netzzeitreihen und Auswirkungen auf den Abrechnungsprozess analysiert um Rückschlüsse auf das Ladeverhalten und die Preisbildung ziehen zu können (Verknüpfung zu AP 340). Je nach Grad der Netzbelastung konnten so Zeitfenster herausgearbeitet werden, die Anreize zum Laden bieten, aber auch das Verbot von Schnellladung zu bestimmten Zeiten enthalten können (Ausschaltzeiten). Somit können dem vorgeschalteten Lastmanagementsystem zusätzliche Anweisungen erteilt werden, um intelligentes Laden von Netzseite zu ermöglichen.

<sup>25</sup> Die Konkretisierung der TABs für den Netzanschluss mussten mit jedem Netzbetreiber bilateral in Workshops erarbeitet werden.

Die zentrale Frage „Wer ist Endverbraucher“ muss zukünftig umfassend geklärt bzw. Ausnahmen geschaffen werden. Momentan beschreibt das Energiewirtschaftsgesetz einen Letztverbraucher folgendermaßen: „Natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen“<sup>26</sup>. Wenn der ladende Endkunde Letztverbraucher ist, muss ihm aber auch diskriminierungsfrei Netzzugang gewährt werden, mit der freien Wahl des Lieferanten. Dies ist bei untertägigen Wechselprozessen nicht möglich. Wenn der Ladeboxbetreiber den Status des Endverbrauchers inne hat, kann eine kWh-scharfe Abrechnung vom Netzbetreiber bzw. Lieferanten über ihn erfolgen und die Weiterverrechnung über ein Subsystem erfolgen. Einzelne Ladevorgänge werden dann vom Ladeboxbetreiber mit den jeweiligen Kunden außerhalb des Energiewirtschaftsgesetzes weiterverrechnet.

Bei ausschließlich eigenen Netzkunden kann das EVU durch Nutzung der vorhandenen Stammdaten auch die Abrechnung der einzelnen Ladevorgänge vornehmen, jedoch nur wenn die Verbraucher dem zustimmen. Das EVU ist dann in der Doppelrolle Stromlieferant und Ladeboxbetreiber

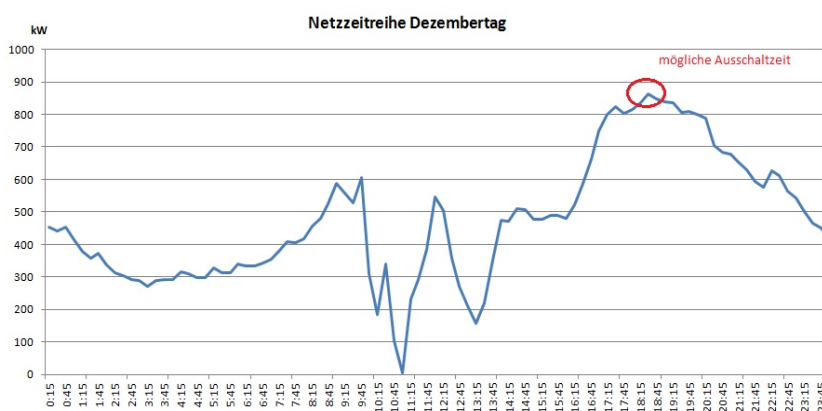


Abbildung 45: Netzzeitreihe Dezembertag

Aus den Ergebnissen der Arbeiten der BELECTRIC Drive und dem E-Werk in diesem Arbeitspaket ist aktuell nicht absehbar, dass eine reine Abrechnung nach kWh an den Endkunden bzw. Nutzer möglich ist. Jedoch scheint eine reine Abrechnung nach Zeit keine faire Möglichkeit zu bieten, da sich die Fahrzeuge in ihrer Ladetechnik stark unterscheiden und damit in gleicher Zeit viel und wenig Energie beziehen.

Da sich wie von der BELECTRIC Drive dargestellt, Abrechnungssysteme als Kombination aus bezogener Energie und Standzeit herausbilden, müssen zur Erfassung der bezogenen Energie trotzdem Wirkenergiezähler eingesetzt werden, welche für die Verrechnung an Dritte zugelassen sind. Die **BELECTRIC** hat dafür in diesem AP die Voraussetzungen geschaffen. Eine Verrechnung setzt neben den technischen Voraussetzungen an den Zähler, wie MID-konforme Wirkenergiezähler, zugelassen nach EN 50470-1 mit einer Genauigkeitsklasse B und einer regelmäßigen Eichung weitere Anforderungen an die Ladeinfrastruktur voraus. Diese sind z.B.:

- die Möglichkeit des Datenaustauschs aller relevanten Informationen für den Abrechnungsprozess,
- eindeutige Zuordnung durch Authentifikation,
- Darstellung des Startzeitpunktes mit dazugehörigem Zählerwert und Endzeitpunktes eines Vorgangs zur visuellen Überprüfung.

Die Möglichkeit des Datenaustauschs ist mithilfe der Steuerung realisiert. Sie erfasst alle Interaktionen und kommuniziert die relevanten Informationen mit einer übergeordneten Datenbank. Im Gespräch sind Protokolle, welche auf TCP/IP basieren. Diese Protokolle (z.B. OCPP) sind jedoch noch nicht an die Anforderungen der elektrischen Mobilität angepasst oder vom BSI verabschiedet. Mit der im INTELLAN

<sup>26</sup> § 3EnWG Nr.25

entwickelten Steuerung sind genügend Ressourcen geschaffen, um entsprechende Protokolle zu implementieren, wenn die Protokolle soweit sind.

Als Wirkenergiezähler kommen MID-konforme Wirkenergiezähler zum Einsatz, welche für die Verrechnung an Dritte gemäß EN 50470-1 zugelassen sind. Da konstruktiv bedingt keine direkte visuelle Prüfung des Zählerstandes möglich ist, werden mittels einer seriellen Schnittstelle abrechnungsrelevante Daten vom Zähler durch die Steuerung ausgelesen und ebenfalls an das übergeordnete Leitsystem übermittelt. Dies ist zum Beispiel der Zählerstand zu Beginn und bei Beendigung des Ladevorgangs. Dabei findet auch die Zuordnung zur Uhrzeit statt. An jedem Zähler ist zur Zeit einer Ladung nur ein Ladepunkt aktiv, wodurch die eindeutige Zuordnung eingehalten wird. Zusätzlich kann dem Nutzer in Zeitintervallen der aktuelle Stand/Status des Vorgangs mittels Display angezeigt werden.

Da sich die rechtliche Betrachtung der Abrechnung als schwierig herausstellte, wurde von **Lemonage** die technische Umsetzung unabhängig von der rechtlichen Evaluierung durchgeführt. Es konnte jedoch ein möglicher Abrechnungsfall identifiziert und umgesetzt werden. Dies ist die Belieferung vom Kunden des E-Werks mit bestehendem Versorgungsvertrag. Unbekannte Neukunden können nicht abgerechnet werden, da ein bestehender Vertrag mit dem E-Werk als Voraussetzung für eine Benutzung der Ladeboxen festgelegt wurde.

Kunden des E-Werks können eine RFID-Karte ausgehändigt bekommen, die es Ihnen ermöglicht, an den Ladesäulen des E-Werks zu laden. Durch die eindeutige Verbindung eines Kunden mit den Vertragsdaten des E-Werks samt RFID-Nummer einerseits sowie mit der Verknüpfung der RFID-Kartenummer im Belectric System können Ladevorgänge und Verbräuche dem Kunden und seinem Vertrag beim E-Werk zugeordnet werden. Eine weitere Grundlage für eine Abrechnungserstellung wurde neben der abrechnungskonformen Auslesung der Zähler mit der Vergabe und Pflege der Abrechnungsreferenz gelegt.

Dafür wurde ein vorhandenes RFID-Tool um die benötigten Funktionalitäten erweitert. Die folgende Abbildung zeigt einen Screenshot des Login-Screen.

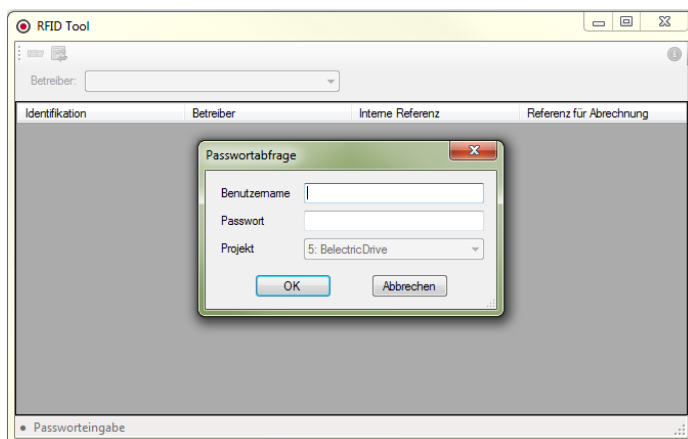


Abbildung 46: RFID Tool, Anmeldung über Benutzername und Passwort

Durch das Tool kann eine Vergabe und Pflege der Abrechnungsreferenz durch das E-Werk selbst vorgenommen werden, womit Kunden selbstständig angelegt werden können. Wird einem Kunden eine RFID-Karte ausgehändigt, so kann diese über das Tool direkt registriert und freigeschaltet werden. Gleiches gilt für die Sperrung einer Karte bei Verlust oder die Änderung der Abrechnungsreferenz eines Kunden.

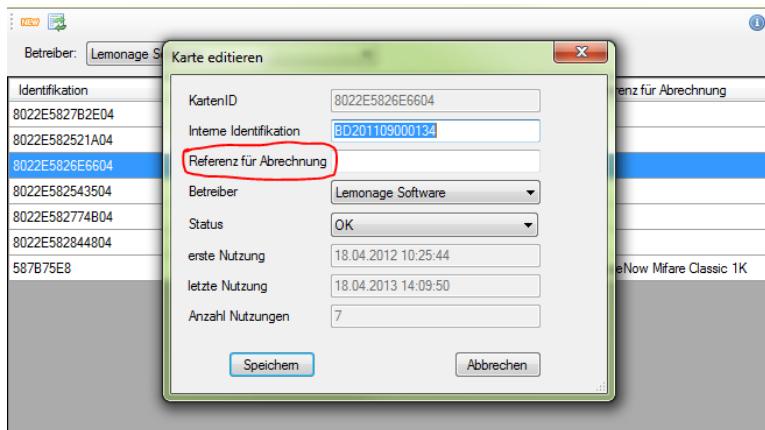


Abbildung 47: Registrierung von Kunden mittels RFID Tool

Das Feld „Referenz für Abrechnung“ (siehe Abbildung 42) kann vom E-Werk frei vergeben werden. Diese Referenz kann z.B. eine bestehende Vertragsnummer des Kunden oder die Nummer eines neuen Fahrstromvertrags sein. Die Referenz wird jedem Ladevorgang des Kunden zugeordnet.

Es wurde ferner das Konzept der Preismodule erweitert, um über unterschiedliche Preismodule eigene Tarife wie z.B. einen Fahrstromtarif abbilden zu können. Preismodule können auf dem Belectric-Server angelegt und angepasst werden. Diese Arbeiten können durch den Betreiber der Ladebox (in diesem Fall E-Werk) selbst erfolgen. Damit besteht für die Kunden die Möglichkeit, Preisänderungen selbst verwalten zu können. Es können unterschiedliche Preise zu unterschiedlichen Zeiten hinterlegt werden.

Das Datenmodell und der Export der Serveranwendung wurden um die Abrechnungsreferenzen erweitert. Letztendlich ist ein Export aller Ladevorgänge eines Betreibers incl. aller Abrechnungsreferenzen und bezogenen Energiemengen sowie Summen möglich. Die Abrechnungsdaten können vom Betreiber selbst angefragt oder dem Betreiber (E-Werk) bereitgestellt werden.

Es wurde eine Definition der serverseitigen Schnittstellen und der Bereitstellung eines RFID-Softwaretools, welches die Zuordnung einer Abrechnungsreferenz ermöglicht, angefertigt. Die Übermittlung von Export-Datensätzen der Ladevorgänge der Testladebox (D-97350 Mainbernheim - E-Werk, 2011-52-L-231) an das E-Werk gilt als Grundlage einer möglichen Rechnungserstellung.

### AP 322 Fremdbetankung

Nachdem sich BELECTRIC Drive, BELECTRIC und Lemonage in AP 321 dem Thema „Eigennetzbetankung“ widmeten, analysierten sie in AP 322 die Problematik der sogenannten „Fremdbetankung“. Hierbei untersuchte und bewertete **BELECTRIC Drive** unterschiedliche Systeme und Geschäftsmodelle zum Betrieb einer Roaming-Plattform. Am Beginn der Arbeiten zu AP 322 stand die Recherche, welche verschiedenen Roaming-Ansätze grundsätzlich existieren. Danach galt es, die jeweiligen Architekturen mit den zugrundeliegenden Protokollen technisch zu verstehen und zu bewerten. Am Schluss der Betrachtungen stand die Untersuchung der Geschäftsmodelle.

Die heute am Markt befindlichen Systeme HUBJECT und LADENETZ basieren auf einer zentralen Technologiearchitektur mit unterschiedlichen Übertragungsprotokollen. Dagegen diskutiert und entwickelt das eMi<sup>3</sup>-Konsortium auch dezentrale Technologielösungen. Aufbauend auf HUBJECT versucht BMW als erster Automobilhersteller in Deutschland unter dem Namen ChargeNow ein eigenes Gesamtprodukt für den Endkunden zu entwickeln. Weitere Automobilhersteller und Abrechnungsdienstleister starten EMP-Produkte, um die Vertragsbeziehung mit den Endkunden zu stärken<sup>27</sup>. Die Nutzerakzeptanz, Kostenstruktur sowie die technische Verfügbarkeit dieser Lösungen wird man allerdings erst in den kommenden Jahren bewerten

<sup>27</sup> DAIMLER lancierte z.B. mit der Charge&Pay App ein weiteres EMP-Produkt

können. Das Geschäftsmodell besteht bei allen Anbietern darin, Gebühren für die jeweiligen Backend- und Roaming Services zu erheben. Unsere Untersuchungen zeigten, dass heute noch keine technisch ausgereiften Lösungen verfügbar und auch die Geschäftsmodelle noch nicht ausdifferenziert sind. Doch hinsichtlich Datenschutz und Angreifbarkeit sind unseren Erkenntnissen zufolge dezentrale Ansätze zu präferieren. Da man mehrere Schnittstellen benötigt, erzeugen dezentrale Systeme zwar zu Beginn höhere Koordinationsaufwände, langfristig sind sie jedoch robuster.

In den Arbeiten der **BELECTRIC** zur Fremdbetankung wurde der Fokus auf eine eindeutige Authentifikation des Nutzers gelegt. Dazu wurden in der Entwicklung der Platinensteuerung und in der Hardware der Ladebox verschiedene Wege zur Authentifizierung realisiert. Die Anmeldung kann durch RFID, SMS oder durch Anrufen der Ladestation erfolgen. Das übergeordnete Leitsystem prüft die Berechtigung zur Nutzung des Systems und ermöglicht bei positiver Prüfung die Nutzung. Damit sind zwei der Randanforderungen, die eindeutige Zuordnung des Nutzers und die Möglichkeit des Datenaustauschs gegeben. Der Datenaustausch kann über GSM oder Ethernet erfolgen.

Bei der RFID-Authentifizierung wurde besonders auf die Anforderungen der von BELECTRIC Drive dargestellten Roaming-Plattformen eingegangen. Die in diesem Projekt entwickelte intelligente Ladeinfrastruktur kann nur dann auf dem Markt für verschiedenste Ladeanbieter bestehen, wenn die verschiedenen RFID Kartentechnologien von der Antenne erkannt werden. Die dafür notwendige Kompatibilität wurde im Rahmen dieses AP definiert und entsprechende Antennen und RFID-Reader ausgewählt, geprüft und implementiert.

Die **Lemonage** führte in diesem AP Arbeiten im Bereich der Entwicklung von Erweiterungen der bestehenden Server-Systeme aus. Dafür wurde der aktuelle Entwicklungsstand in einem neuen Zweig weitergeführt und eine Entwicklung gegen eine testweise Implementierung der Hsubject-Dienste vorgenommen. Dabei ging es hauptsächlich um die Integration der Hsubject-Plattform für die Autorisation von abrechenbaren Ladevorgängen. Die vorhandenen Datenmodelle der Belectric Drive-Serveranwendungen wurden hinsichtlich der Pflegbarkeit von EVSE-IDs für die Betreiber der Ladepunkte erweitert sowie Anpassungen für die Speicherung der Identifikationen vorgenommen.

Das Autorisationsmodell musste hinsichtlich der Öffnung für Fremdsysteme erweitert werden, so dass hier neue Abläufe definiert werden mussten. Es wurde eine Konzeptstudie für die Hsubject-Integration erarbeitet, bei der davon ausgegangen wird, dass die Hsubject-Services entsprechend dem beschriebenen Protokollstandard funktionieren.

Die Anbindung der Hsubject-Services über das Protokoll OICP<sup>28</sup> ist im Verlauf des Jahres 2015 außerhalb der Intellan-Arbeitspakete erfolgreich in die produktive Phase gestartet. Damit können alle Nutzer, die EMP<sup>29</sup> - Angebote nutzen, barrierefrei freigeschaltet und abgerechnet werden.

---

<sup>28</sup> Open Intercharge Protocol (OICP), Details unter <http://www.hsubject.com>

<sup>29</sup> EMP- Elektromobilitätsprovider

## AP 330 Schnittstellen zu vorhandenen ERP-Systemen

Im Zusammenhang mit den Schnittstellen zu vorhandenen ERP-Systemen wurde von Lemonage, dem E-Werk und Kisters der folgende Prozessablauf von Ladevorgang bis zur Rechnungserstellung herausgearbeitet:

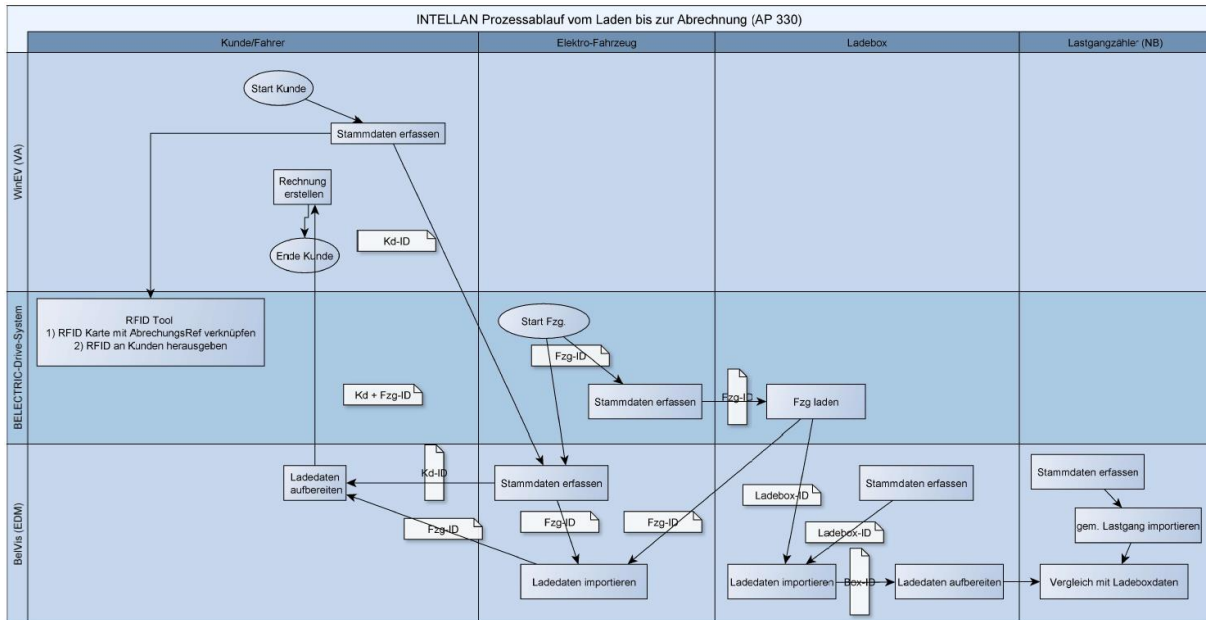


Abbildung 48: Entwurf Gesamtprozess<sup>30</sup>

Voraussetzung ist die Existenz der Stammdaten zum Kunden bzw. Abrechnungs-ID in allen beteiligten Systemen.

Um die Prozesskette abzubilden, wurde folgendes Datenmodell vereinbart:

<sup>30</sup> Quelle: \_20150320\_Grob-Entwurf\_Gesamtprozess\_MM.JT\_v0.02.pdf/ Autoren: Jan Treffkorn, Markus Mertesacker

# Kunde-, Fahrzeug- und Abrechnungs-ID

## Datenmodell (aktueller Stand)

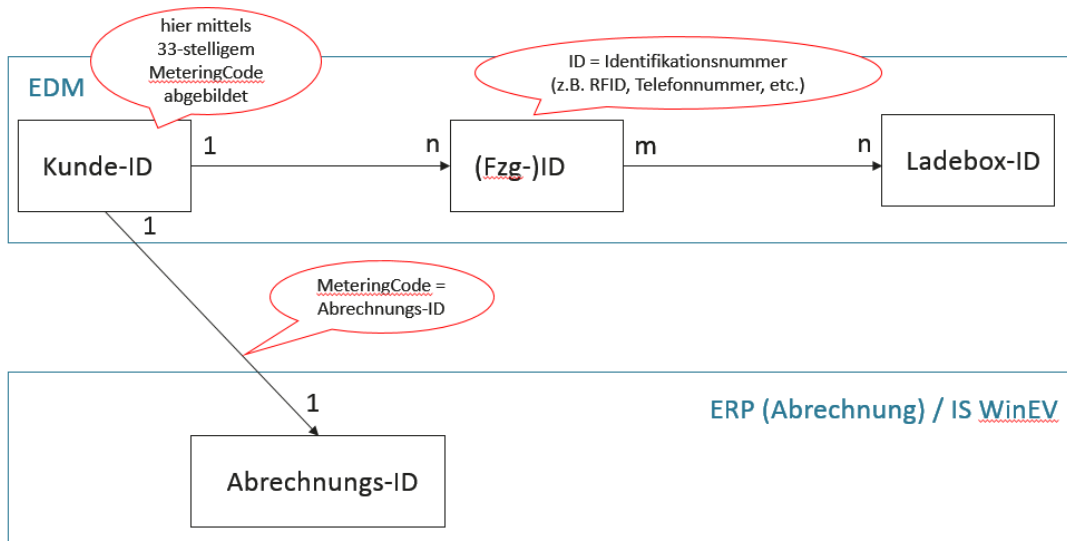


Abbildung 49:Kunde-, Fahrzeug- und Abrechnungs-ID<sup>31</sup>

Zwecks einer pragmatischen Umsetzung wurde folgende Vereinfachung verabredet:

## Vereinfachung des Datenmodells

### Annahme einer 1:1-Zuordnung von Fahrzeug/ID zu Kunde

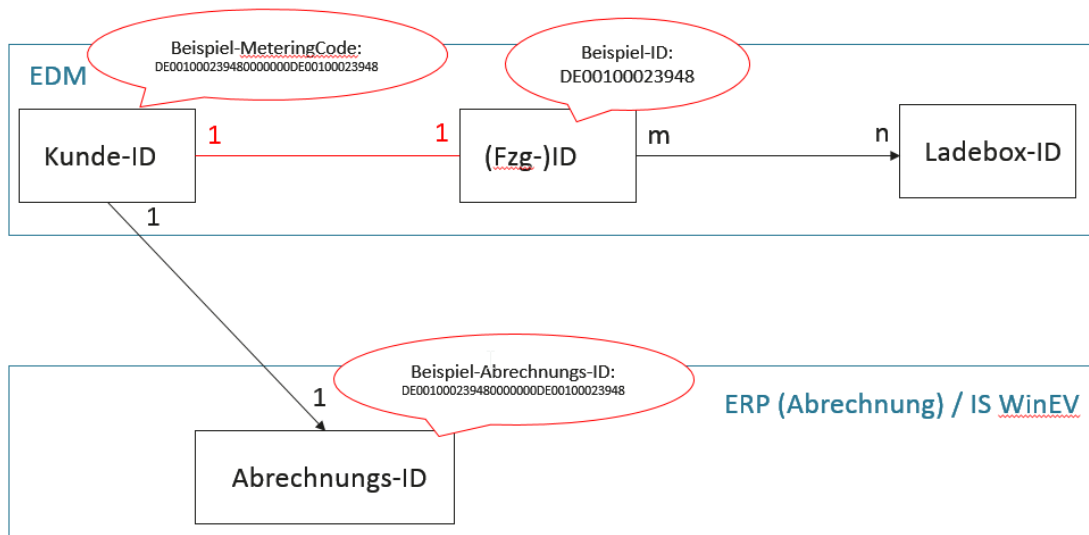


Abbildung 50:Vereinfachung des Datenmodells<sup>32</sup>

<sup>31</sup> Quelle: INTELLAN\_Datenmodell\_SMC\_Pilot\_v0.02.pptx / Autor: Markus Mertesacker



## Verwendete Begrifflichkeiten und Fokus der Objekte in BELECTRIC-Server, EDM und VA

ID = eindeutige Identifikationsnummer auf BELECTRIC-Server-Seite, z.B. RFID, Telefonnummer, etc.

Anmerkungen:

- die ID hat nichts mit dem Fahrzeug zu tun, sondern ausschließlich mit dem Ladevorgang
- es ist völlig egal, welches Fahrzeug an der Ladesäule geladen wird, ausschlaggebend und abrechnungsrelevant ist nur die ID

MeteringCode = im EDM-System liegt der Fokus auf dem Zählpunkt

Anmerkung: diesem kann die Zuordnung zu einem Kunden (Kunden-ID) mitgegeben werden

Abrechnungs-ID = im VA-System liegt der Fokus auf der Abrechnungs-ID, die meist der Kunde-ID entspricht

Anmerkung: unter einer Abrechnungs- bzw. Kunden-ID im VA können mehrere Zählpunkte aus dem EDM abgerechnet werden. Der Einfachheit halber wurde hier eine 1:1-Beziehung angenommen.

Gemeinsam von den Firmen Kisters und **Lemonage** wurde ein Datenformat definiert, welches sich zum Austausch der benötigten Abrechnungs- bzw. Ladedaten eignet. Das Belectric Exportmodul generiert für jeden Ladevorgang eine separate CSV- Datei. Die Dateiinhalte und Metadaten wie der Name oder die Kodierung sind fest vorgegeben.

## Format für die Übergabe von Ladedaten an BelVis-EDM

### urspr. Definition

<Server-ID><Ladebox-ID><Ladekreis-ID><Kunde-ID><Ladetarif><Ladeboxtyp><Fzg-ID>  
Zeitstempel (Ladestart); Startverbrauch 0;<Ladestatus><Fehlerstatus>  
Zeitstempel (Ladeende); Endverbrauch x;<Ladestatus><Fehlerstatus>

ID = Identifikationsnummer  
(z.B. RFID, Telefonnummer, etc.)

nicht ausge-  
wertet

Teil der Abrechnungs-ID / Teil des  
MeteringCodes für Zählpunkt

### aktuelle Beispieldatei

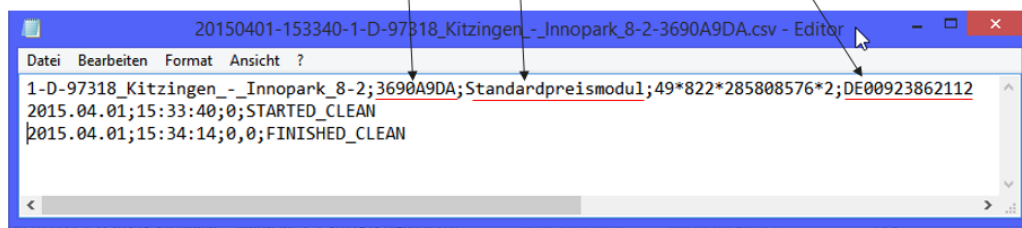


Abbildung 51: Format für die Übergabe von Ladedaten an BelVis-EDM<sup>33</sup>

Die Dateien können über verschiedene Wege abgerufen werden. Über das File Transfer Protokoll (FTP) kann eingerichtet werden, dass der BelVis Server die CSV-Ladedateien automatisch abrufen und importiert.

<sup>32</sup> Quelle: INTELLAN\_Datenmodell\_SMC\_Pilot\_v0.02.pptx / Autor: Markus Mertesacker

<sup>33</sup> Quelle: INTELLAN\_Datenmodell\_SMC\_Pilot\_v0.02.pptx / Autor: Markus Mertesacker

# Darstellung in der BelVis-Bedienoberfläche

## Gefiltert auf neu importierte Stammdaten von Kunden (24.06.2015)

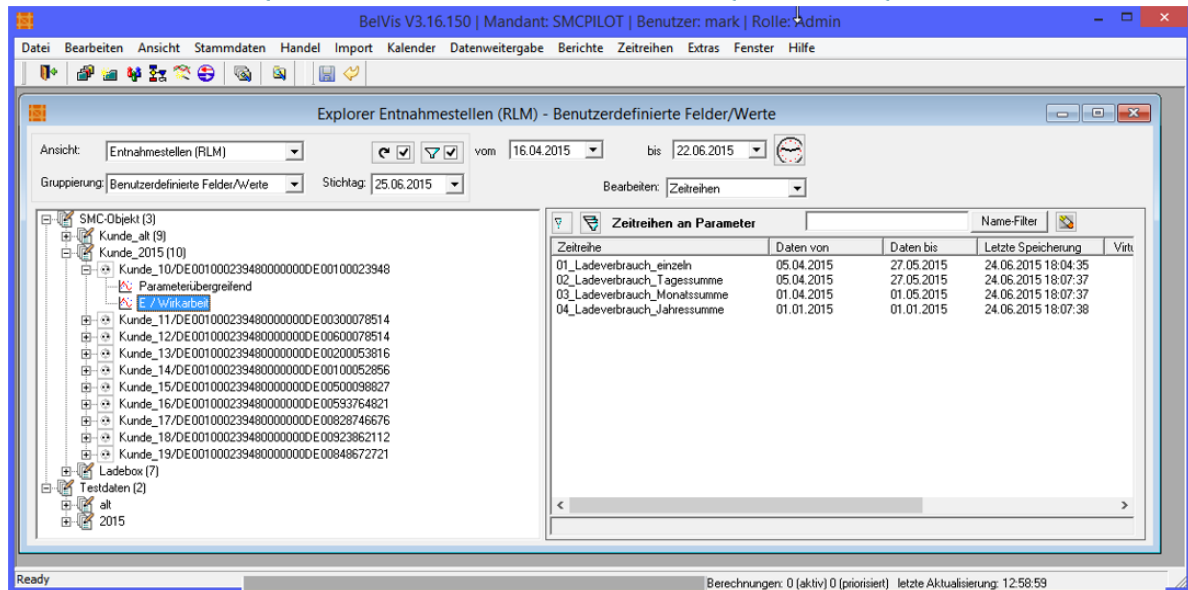


Abbildung 52: Darstellung in der BelVis-Bedienoberfläche<sup>34</sup>

Das Energiedatenmanagementsystem kann auf Grundlage der Messdaten des vorgeschalteten RLM-Zählpunkt (RLM = registrierende Leistungsmessung) des Netzbetreibers und den gelieferten Daten der Ladevorgänge einen Abgleich und Plausibilitätscheck durchführen. Hierbei wird der gemessene Lastgang des Zählers mit den Daten der übermittelten Ladevorgänge verglichen. Treten keine Differenzen auf, d.h. die tatsächliche Messung des VNB sind mit den abgegebenen Lademengen der der Fahrzeuge in Summe und Intervall identisch, so können die Ladevorgänge abgerechnet werden. Mangels echter Daten von potentiell vorgeschalteten RLM-Zählpunkten wurden Lastgangdaten künstlich erzeugt, um damit eine Plausibilitätsprüfung zu simulieren.

Das Belectric System kann auf Wunsch alle oder nur Teile der zu übertragenden Ladevorgänge mehrfach generieren und versenden. Dies ist insbesondere für Korrekturläufe oder bei zeitlichen Ausfällen von Komponenten (Wartung) hilfreich.

Die Ladebox benötigt zum Betrieb selbst einen geringen Strom. Dieser Betrag wird sich als Differenzbetrag im Abgleich während der Leerlaufzeit herausbilden, wenn die Ladebox den Betriebsstrom über den gleichen RLM Zähler bezieht.

Das von Lemonage und KISTERS entwickelte Datenaustauschformat für die Übermittlung der relevanten Daten zu Ladevorgängen kann vom BelVis-System über standardisierte bzw. über konfigurierbare Schnittstellen importiert und weiterverarbeitet werden.

Dazu führte **Kisters** folgende Arbeiten durch:

- Konzeption und Aufbau des lokalen EDM-Mandanten (Grundgerüst und Basisdaten) für die Stammdatenverwaltung,
- Konzeption und Einrichtung der notwendigen Zeitreihen für die Aufnahme der Einzel-Ladevorgänge im EDM-System,

<sup>34</sup> Quelle: INTELLAN\_Datenmodell\_SMC\_Pilot\_v0.02.pptx / Autor: Markus Mertesacker

- gemeinsame Analyse, Definition und Entwicklung einer Schnittstelle für die Übermittlung der Einzel-Ladevorgänge vom BELECTRIC-Server zum EDM-System mit dem Partner Lemonage,
- Erstellung eines Berichts bzw. Ausgabeformats zur Bedienung der KISTERS-EDM-Standardschnittstelle für die Übergabe von Abrechnungsdaten an ein ERP-System, hier IS-Soft.

#### Arbeitsergebnisse von **Kisters**

- Der EDM-Mandant (Datenbank mit Grundgerüst und Basisdaten) für die Stammdatenverwaltung steht auf einem lokalen System zur Verfügung.
- Die notwendigen Zeitreihen für die Aufnahme der Einzel-Ladevorgänge im EDM-System werden mit dem Import von Basisstammdaten (welche in einem standardisierten CSV-Format vorliegen) mit Hilfe eines sogenannten Templates (Instanzvorlage) im EDM-System automatisch erzeugt und im System als leere Hüllen abgelegt.
- Eine standardisierte Schnittstelle für die Übermittlung der Einzel-Ladevorgänge vom BELECTRIC-Server zum EDM-System wurde gemeinsam mit dem Partner Lemonage nach gründlicher Analyse definiert und entwickelt.
- Die Umsetzung des geregelten, automatischen Abrufs der Ladevorgangsdateien kann durch Abholen von einem fest definierten Importverzeichnis erfolgen. Eine automatisierte FTP- oder E-Mail-Anbindung kann als Standard ebenso zur Verfügung gestellt werden.
- Es wurde ein automatisierbarer Bericht erstellt, der die KISTERS-EDM-Standardschnittstelle für die Übergabe von Abrechnungsdaten an ein ERP-System, hier IS-Soft, bedient.

## Ergebnis: Abrechnungsdateien für Rechnungserstellung

### Folgende Dateien wurden für die kundenscharfe Abrechnung in WinEV erzeugt

für April 2015

```

Datei Bearbeiten Format Ansicht ?
SMCPILOT;95007102;DE001000239480000000E00600078514;32320;1;1-1:1.9.0;EDIS;1;;;22,16;01.04.2015;ABLESEART;ABLESEINFO;FREI;Kunde_12,Vorname;Ohne Zuordnung;32320
SMCPILOT;95007108;DE001000239480000000E00923862112;32494;1;1-1:1.9.0;EDIS;1;;;13,16;01.04.2015;ABLESEART;ABLESEINFO;FREI;Kunde_18,Vorname;Ohne Zuordnung;32494
SMCPILOT;95007108;DE001000239480000000E00848672721;32523;1;1-1:1.9.0;EDIS;1;;;23,68;01.04.2015;ABLESEART;ABLESEINFO;FREI;Kunde_19,Vorname;Ohne Zuordnung;32523
SMCPILOT;95007101;DE001000239480000000E00300078514;32291;1;1-1:1.9.0;EDIS;1;;;11,22;01.04.2015;ABLESEART;ABLESEINFO;FREI;Kunde_11,Vorname;Ohne Zuordnung;32291
SMCPILOT;95007106;DE001000239480000000E00593764821;32436;1;1-1:1.9.0;EDIS;1;;;25,76;01.04.2015;ABLESEART;ABLESEINFO;FREI;Kunde_16,Vorname;Ohne Zuordnung;32436

```

für Mai 2015

```

Datei Bearbeiten Format Ansicht ?
SMCPILOT;95007102;DE001000239480000000E00600078514;32320;1;1-1:1.9.0;EDIS;1;;;8,76;01.05.2015;ABLESEART;ABLESEINFO;FREI;Kunde_12,Vorname;Ohne Zuordnung;32
SMCPILOT;95007108;DE001000239480000000E00923862112;32494;1;1-1:1.9.0;EDIS;1;;;16,35;01.05.2015;ABLESEART;ABLESEINFO;FREI;Kunde_18,Vorname;Ohne Zuordnung;3
SMCPILOT;95007108;DE001000239480000000E00848672721;32523;1;1-1:1.9.0;EDIS;1;;;8,53;01.05.2015;ABLESEART;ABLESEINFO;FREI;Kunde_19,Vorname;Ohne Zuordnung;32
SMCPILOT;95007101;DE001000239480000000E00300078514;32291;1;1-1:1.9.0;EDIS;1;;;31,36;01.05.2015;ABLESEART;ABLESEINFO;FREI;Kunde_11,Vorname;Ohne Zuordnung;3
SMCPILOT;95007106;DE001000239480000000E00593764821;32436;1;1-1:1.9.0;EDIS;1;;;8,24;01.05.2015;ABLESEART;ABLESEINFO;FREI;Kunde_16,Vorname;Ohne Zuordnung;3

```

für Juni 2015

```

Datei Bearbeiten Format Ansicht ?
SMCPILOT;95007102;DE001000239480000000E00600078514;32320;1;1-1:1.9.0;EDIS;1;;;23,40;01.06.2015;ABLESEART;ABLESEINFO;FREI;Kunde_12,Vorname;Ohne Zu
SMCPILOT;95007108;DE001000239480000000E00923862112;32494;1;1-1:1.9.0;EDIS;1;;;81,39;01.06.2015;ABLESEART;ABLESEINFO;FREI;Kunde_18,Vorname;Ohne Zu
SMCPILOT;95007108;DE001000239480000000E00848672721;32523;1;1-1:1.9.0;EDIS;1;;;5,09;01.06.2015;ABLESEART;ABLESEINFO;FREI;Kunde_19,Vorname;Ohne Zu
SMCPILOT;95007101;DE001000239480000000E00300078514;32291;1;1-1:1.9.0;EDIS;1;;;40,31;01.06.2015;ABLESEART;ABLESEINFO;FREI;Kunde_11,Vorname;Ohne Zu

```

Abbildung 53: Ergebnis: Abrechnungsdateien für Rechnungsstellung<sup>35</sup>

Der Demonstrator ist seit Anfang Juli 2014 mit den erforderlichen BelVis- und ProCoS-Komponenten verfügbar. Seitens KISTERS wurden dort mit Unterstützung der BELECTRIC IT auf verschiedenen BELECTRIC Servern folgende Komponenten installiert und in Betrieb genommen:

<sup>35</sup> Quelle: INTELLAN\_Datenmodell\_SMC\_Pilot\_v0.02.pptx / Autor: Markus Mertesacker

de-kt-il-ap-01 (ProCoS870 SCADA)

- ProCoS Rev8.70 Leitsystem
- IRI Rev870 für den Prozessanschluss zum EMH-Zähler
- LKE RV8.70 für das Modul Lastmanagement
- MRM Rev870 für das Modul Minutenreserve
- Datennetz Rev8.70 für den Datenaustausch mit BelVis und das Fahrplanmanagement

de-kt-il-ap-02 (DB-Server)

- Oracle RDBMS Version DB-Oracle Ver. 11.2.0.4
- DB-Benutzer: belvisadm wurde angelegt
- Datenbank: BelVis EDM mit dem Mandanten SMC Pilot wurde eingespielt

de-kt-il-ap-03 (Applikationsserver)

- Oracle-Client Ver. 11.2.0.4
- Microsoft Visual C++ 2010 SP1 Redistributable Package (x86)
- Microsoft.NET Framework 4.0
- WSP Ver. 4.8.17
- Belvis Ver. 3.18.131
- BelVis-User: kisters und Rolle Admin wurden angelegt.
- Dienste: WBS (BelVis Berechnungs Server) und BelVis Service Controller wurden eingerichtet.
- Dateien: EMOB\_Abrechnung.bas und EMOB\_Abrechnung.data wurden in BelVis-Verzeichnis kopiert.

**Lemonage** hat gemeinsam mit der Firma Kisters ein Datenformat definiert, welches sich zum Austausch der benötigten Abrechnungsdaten eignet. Das Belectric Exportmodul generiert für jeden Ladevorgang eine separate CSV- Datei. Die Dateiinhalte und Metadaten wie der Name oder die Kodierung sind fest vorgegeben. Die Dateien sollen über verschiedene Wege abgerufen werden können.

Es wurde ein Workflow entworfen, mit dem das BelVis- System die entstandenen ladevorgangsbezogenen Daten abrufen kann:

Über das File Transfer Protokoll (FTP) kann der BelVis- Server die Daten abrufen, die der Belectric-Server vorher bereitgestellt hat. Eine zweite Möglichkeit besteht über eine eigens entwickelte Schnittstelle, über die das BelVis- System die Daten abrufen kann. Bei Verwendung der REST<sup>36</sup>- API<sup>37</sup> stellt der Belectric Server dem angebundenen System die Abrechnungsdaten bereit. Die gesamte Datenübertragung wird auf Basis des HTTP<sup>38</sup> Protokolls durchgeführt. Die Schnittstelle ist über einen einzigen Methodenaufruf realisiert und liefert alle Ladevorgänge für einen Ladestations-Betreiber (CPO) für einen angegebenen Zeitraum.

Der Aufruf geschieht der URL <http://belectric-drive-portal-server/rest/kisters/cpos/{cpoid}/cdrs/{from}/{to}> mit der HTTP-Methode GET wobei die Parameter:

- cpoid: ID des Betreibers von Ladestationen
- from: der UNIX timestamp (UTC) der den Beginn der Periode definiert
- to: der UNIX timestamp (UTC) der das Ende der Periode definiert

verwendet werden müssen.

---

<sup>36</sup> REST - Representational State Transfer (Programmierparadigma zum Speichern und Abrufen von Ressourcen im World Wide Web)

<sup>37</sup> API – Application programming interface (Programmierschnittstelle für den Zugriff auf Applikationen)

<sup>38</sup> HTTP - Hyper transfer protocol

## AP 340 Fahrstromtarif für Endkunden

**BELECTRIC Drive** untersuchte, welche Fahrstromtarife an verschiedenen Ladepunkten beim Kunden durchgesetzt werden können. Die Datenauswertung erfolgte zusammen mit dem E-Werk Mainbernheim. Gemeinsam mit mehreren Ladeboxbetreibern wurden verschiedene Tarife mit den Kunden getestet. Es erfolgte dabei eine Preisdifferenzierung nach Standort, Ladeleistung (normale Ladung oder Schnellladung) sowie Tages- und Ladezeit.

Ausgangspunkt für die Entwicklung verschiedener Fahrstromtarife war zunächst eine Marktanalyse der zurzeit verfügbaren Fahrstrom-Tarife für Elektrofahrzeuge. Die spärliche Datenlage erforderte eine deutschlandweite Einzelbefragung der relevanten Ladeinfrastrukturbetreiber (Stadtwerke, Industrie, Einzelhandel). Die Datenerhebung wurde zusätzlich durch fehlende Zuständigkeiten bei den Betreibern erschwert. Die besten Ergebnisse konnten durch Telefoninterviews erzielt werden.

Parallel dazu wurden Szenarien und Parameter für die Tarifbestimmung entwickelt. Bei der Szenarien-Entwicklung unterscheiden wir grundsätzlich zwischen öffentlichen (Szenario 1) und halböffentlichen Ladepunkten (Szenario 2). In diesen Kategorien sind unterschiedliche Nutzungsmuster erkennbar und es werden verschiedene Tarifmodelle verwendet.

Im öffentlichen Raum (Szenario 1) werden längere Standzeiten mit einer höheren Gewichtung der Zeitintervall-Komponente versehen, damit Anreize zur zügigen Freigabe des Ladepunktes gegeben werden. Zur Versorgung möglichst vieler E-Fahrzeuge hat der Ladeinfrastrukturbetreiber ein Interesse an einer möglichst hohen Nutzerfrequenz.

Im halböffentlichen Raum (Szenario 2) soll hingegen eine möglichst lange Standzeit am Ladepunkt belohnt werden, da die Eigenverbrauchsoptimierung und das gesteuerte Laden möglichst große Zeitfenster tagsüber benötigen. Sofortiges und schnelles Laden wird in diesen Anwendungen auch mit einem höheren Tarif versehen, da damit eine höhere Netzbelastung einhergeht. Das Szenario 2 steht bei der Kopplung mit regenerativen Energien besonders im Fokus, weil an diesen Standorten die direkte, physikalische Kopplung von Photovoltaik (PV) und Elektromobilität möglich wird. Durch die Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs ergeben sich Kostenvorteile gegenüber der Verwendung von Netzstrom, die ebenfalls in diesem Szenario betrachtet wurden.

Nach diesen Vorarbeiten wurden in Abstimmung mit den jeweiligen Betreibern Tarife entwickelt und auf den jeweiligen Ladepunkten implementiert. Ausgangspunkt der Überlegungen ist dabei auch der Strompreis für deutsche Privathaushalte. Bei diesen Abstimmungen und Diskussionen wurde deutlich, wie unterschiedlich die Vorstellungen hinsichtlich der Tarifgestaltung sind.

Die deutschlandweite Befragung von Ladeinfrastruktur-Betreibern hat ergeben, dass 80% zurzeit keine Abrechnung an den installierten Ladepunkten durchführen, da die Auslastung der Ladepunkte bis jetzt zu gering war. Die letzten Befragungen zeigen aber, dass ein steigender Anteil der befragten Unternehmen die Einführung von Fahrstromtarifen in den kommenden Monaten plant. Das heutige Bild zeigt Tarifmodelle, die zwischen 2€ und 12€ pro Stunde für einphasiges und dreiphasiges Laden variieren. Wobei differenzierte Fahrstromtarife (z.B. für langsames und schnelles Laden) besser bei den Nutzern durchgesetzt werden können. Pauschale Tarife stoßen auf weniger Akzeptanz. Die Attraktivität des Parkplatzes beeinflusst zusätzlich den durchsetzbaren Tarif.

Da die heutigen E-Fahrzeugmodelle über sehr unterschiedliche Ladeleistungen verfügen, muss die Nutzerführung weiterentwickelt werden. In den Szenarien für den öffentlichen und halböffentlichen Raum sind erste Tarifschemata entstanden, die nun im Feld erprobt werden sollten.

Die Ergebnisse des Nutzerverhaltens hinsichtlich variabler Tarifgestaltung, bei denen Parameter wie Standzeit, Ladeleistung sowie die jeweilige Netzbelastung den aktuellen Lade-Tarif bestimmen, zeigen ein fragmentiertes Bild. In unserer Untersuchung haben die Nutzer bei der Einführung von zeitbasierten Pauschal-Tarifen (z.B. 2€/Stunde an allen Ladepunkten) mit Vermeidungsstrategien reagiert, wenn die Ladung vorher kostenlos

möglich war. Als Grund hierfür nannten die Nutzer die mangelnde Differenzierung zwischen den Ladegeschwindigkeiten. Ein Ergebnis dieser Untersuchung ist, dass variable Tarife pro Ladepunkt über eine Mischkalkulation aus Leistung (kWh) und Zeitintervall errechnet werden sollten, damit eine faire Differenzierung von Nutzern mit unterschiedlichen Ladegeschwindigkeiten möglich wird. Gleichzeitig werden über die Zeitkomponente Anreize gesetzt, den Parkplatz inklusive Lademöglichkeit zeitnah wieder freizugeben. Die Praxistests machten zudem die Herausforderung einer transparenten, gesetzeskonformen Nutzerschnittstelle für verschiedene Fahrstromtarife sichtbar: Hinsichtlich der Nutzerschnittstelle zeigt die Auswertung, dass Handy und Smartphone-Apps den größten Zuspruch bei Nutzern wie auch bei den Betreibern finden. Gründe hierfür sind die Barrierefreiheit sowie die einfache Abrechnung über diese Systeme. Dennoch ist für verschiedene Lade-Szenarien die Nutzereingabe über ein Display an der Ladeinfrastruktur heute notwendig. Dies wird vom Nutzer akzeptiert, wenn die Nutzerführung einfach und intuitiv bleibt.

Die Feldversuche ergaben, dass differenzierte Fahrstromtarife (z.B. für langsames oder schnelles Laden) besser bei den Nutzern durchgesetzt werden können. Pauschale Tarife stoßen auf weniger Akzeptanz, weil Fahrzeuge mit schnelleren Ladeeinheiten bevorteilt werden. Die variablen Tarife pro Ladepunkt sollten also über eine Mischkalkulation aus Leistung (kWh) und Zeitintervall errechnet werden, damit eine faire Differenzierung von Nutzern mit unterschiedlichen Ladegeschwindigkeiten möglich wird. Die Attraktivität des Parkplatzes beeinflusst zusätzlich den durchsetzbaren Tarif. Gleichzeitig sollten über die Zeitkomponente Anreize gesetzt werden, den Parkplatz inklusive Lademöglichkeit zeitnah wieder freizugeben.

Die Tabelle 2 unten zeigt die Ergebnisse unserer Umfrage aus dem 2. Halbjahr 2014 zu Preisen verschiedener Ladegeschwindigkeiten (Leistungsklassen), die von Ladeinfrastrukturbetreibern (CPO) an Elektromobilitätsanbieter (EMP) über eRoaming-Plattformen wie HUBJECT angeboten werden:

Kategorie	Preis pro Minute	Preis pro Stunde
AC-1 (bis 4,6 kW):	2,5 bis 4 Ct. pro Minute	1,5 bis 2,4 Euro pro Stunde
AC-3 (bis 11 kW):	5 bis 8 Ct. pro Minute	3 bis 4,8 Euro pro Stunde
AC-3 (bis 22 kW):	8 bis 10 Ct. pro Minute	4,8 bis 6 Euro pro Stunde

**Tabelle 2: marktübliche EMP-Preise (inkl. MwSt.)<sup>39</sup>**

Tabelle 33 zeigt die wichtigsten Einzelkriterien aus Nutzer- und Betreiberperspektive in Bezug auf die Bewertung der Zugangs- und Abrechnungssysteme. Während die Nutzer die barrierefreie Anmeldung und einfache Abrechnung als wichtigste Kriterien angeben, stellen die Betreiber die Investitionskosten sowie die monatlichen Transaktions- und Servicegebühren in den Mittelpunkt ihrer Betrachtungen.

Diese Ergebnisse werden auch vom aktuellen Bericht der NPE gestützt: Smartphone App sowie die SMS-Freischaltung setzen sich neben der klassischen RFID-Authentifizierung an den Ladepunkten deutschlandweit durch<sup>40</sup>.

<sup>39</sup> Quelle: Interviews mit Elektromobilitätsanbietern (EMPs) und Partnern von e-Roaming Plattformen interchange

<sup>40</sup> Nationale Plattform Elektromobilität (NPE): *Fortschrittsbericht 2014 – Bilanz der Marktvorbereitung*, Dezember 2014, S.23

Bewertung von Zugangs- und Abrechnungssysteme											
Lösungen / Kriterien	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	Wertigkeit
RFID-Karte inkl. Management	2	2	1	2	4	2	4	6	4	1	2,29
<b>Mobiltelefon - Anruf/SMS</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>1,49</b>
<b>Smartphone-App</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>1,61</b>
NFC-Smartphonelösung	4	2	3	2	2	2	2	5	2	2	2,17
EC-, Kredit- und Prepaid-Karte	6	5	1	4	2	1	2	1	2	2	2,32

Schulnoten-Skala: 1 - 6 (beste/schlechteste Bewertung)

**Wichtigste Einzelkriterien:**

**aus Betreibersicht**

- A. Implementierungskosten Ladeinfrastruktur (Hardware)
- B. Monatliche Fixkosten + Transaktionskosten (Software)
- C. Technische Verfügbarkeit / Robustheit
- D. Adaptierbarkeit an zukünftige Entwicklungen
- E. Sicherheit
- G. Administrativ / Abrechnungsaufwand
- F. Marktdurchdringung

**aus Nutzersicht**

- H. Barrierefreiheit / Verbreitungsgrad
- I. Erstregistrierung
- J. Nutzungsprozesses

**Tabelle 3: Bewertung der Zugangs- und Abrechnungssysteme (Betreiber + Nutzer)**

Als weiteren Aspekt dieser AP wurden die Gesamtkosten von Elektrofahrzeugen untersucht. Bei der Analyse der Gesamtbetriebskosten von E-Fahrzeugen ist klar erkennbar, dass rein elektrische Fahrzeuge (EVs) geringere Betriebskosten im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor aufweisen. In der täglichen Nutzung von EVs ergibt sich ein Kostenvorteil, der einen Teil der Mehrkosten (z.B. die Batteriemiete) amortisiert. Dieser Effekt verstärkt sich über mehrere Jahre, wenn die Fahrzeuge mit selbst erzeugtem Strom betrieben werden - denn der Preis selbst erzeugten Stroms bleibt im Vergleich zu erdölbasierten Treibstoffen stabil.

Bei weiteren Marktbeobachtungen im zweiten Halbjahr 2014 waren fallende Kaufpreise bei Elektrofahrzeugen zu beobachten. Gleichzeitig stiegen die Reichweiten mit verbesserter Fahrzeug- und Batterietechnologie. Ein Gesamtkostenvorteil von fast 1500.- € gegenüber einem konventionell-angetriebenen PKW ist über vier Jahre erzielbar, wenn die Fahrleistung pro Jahr bei 14.700 Kilometern liegt und zu günstigen Konditionen von 0,18 EUR pro kWh geladen werden kann (siehe Tabelle 4).



Gesamtkostenvergleich PKW : Verbrenner v.s. Elektroantrieb						Kommentare/Quellen
Arbeitsweg (eine Strecke)			21,0	km		
Fahrleistung pro Tag			42,0	km		
Fahrleistung pro Monat		30	1.260,0	km		
Fahrleistung pro Jahr		350	14.700,0	km		
<b>[Preise exkl. MWSt.]</b>		<b>Verbrenner</b>		<b>E-Fahrzeug</b>		
Kaufpreis PKW		12.850,00	€	13.016,00	€	VW Polo / RENAULT Zoe (Vergleich aktuelle Händlerumfrage Q3/4 2014)
Nutzungsdauer		4	Jahre	4	Jahre	
Restwert		6.425,00	€	6.508,00	€	
<b>Betriebskostenvergleich pro Monat</b>						
Verbrauch pro 100km		7,00	Liter	20,00	kWh	realistischer Verbrauch (Stadt)
Preis Treibstoff		1,40	€/l	0,18	€/kWh	Strompreis Großkunde: INNOPARK Kitzingen
Treibstoffkosten pro 100km		9,80	€	3,60	€	
Treibstoffkosten		123,48	€	45,36	€	78,12 € Treibstoffkostensparnis aufgrund höheren Wirkungsgrades
Vollkasko		35,46	€	35,46	€	- €
Kfz-Steuer		11,08	€	-	€	11,08 € E-Fahrzeuge sind 10 J von der KFZ-Steuer befreit. Anschließend wird nach Gewicht besteuert.
Batteriemiete		-	€	79,00	€	- 79,00 € Mietpreis für 15.000 km pro Jahr über 4 Jahre
Inspektion + TÜV		6,25	€	2,50	€	3,75 € Geringere TÜV kosten: keine Abgasprüfung Geringere Wartungskosten: kein Motorenöl, kein
Reparaturen		112,50	€	93,75	€	18,75 € mehrstufiges Getriebe, keine Auspuffanlage, kein
<b>Gesamtkosten (mtl.)</b>		<b>288,77</b>	<b>€</b>	<b>256,07</b>	<b>€</b>	<b>30,63 €</b> Vorteil E-Fahrzeug pro Monat
<b>Gesamtkosten (jährl.)</b>		<b>3.465,26</b>	<b>€</b>	<b>3.072,82</b>	<b>€</b>	<b>392,44 €</b> Vorteil E-Fahrzeug pro Jahr
<b>Gesamtkosten/km</b>		<b>0,24</b>	<b>€</b>	<b>0,21</b>	<b>€</b>	<b>0,03 €</b> Vorteil E-Fahrzeug pro Kilometer
Betriebskosten über 4 Jahre		13.861,04		12.291,28		1.569,76 €
Betriebskosten über 4 Jahre zzgl. Anschaffungskosten abzüglich Restwert		20.286,04		18.799,28		1.486,76 € Gesamtvorteil E-Fahrzeug

**Tabelle 4: Gesamtkostenvergleich Fahrzeugtypen über 4 Jahre mit Industriestrompreis**

Bei einem Haushaltsstrompreis von 0,30 EUR pro kWh wäre der in Tabelle 4 kalkulierte Gesamtvorteil nach Abzug der Batteriekosten wieder aufgezehrt. Somit sollte ein Fahrstromtarif unter dieser Schwelle liegen, damit Anreize für ein gesteuertes Laden tagsüber bestehen.

Im Zuge dieses APs wurden vom **E-Werk** mehrere Arbeiten aus dem AP 310 weitergeführt und verfeinert. Dazu wurden Kosten für die Stromlieferung identifiziert und Abgrenzungen zum Normaltarif getroffen. Das E-Werk hat die Belieferung von Ladeboxen mit echtem Grünstrom und die Bewirtschaftungskosten eines Bilanzkreises durch einen Bilanzkreismanager evaluiert.

Für die BELECTRIC Drive wurde vom E-Werk ein Wirtschaftlichkeitstool erstellt, das zur Errechnung eines benötigten Abrechnungstarifes für das Geschäftsmodell des Ladeboxbetriebs dient. Hier sind eine Abrechnung nach kWh, Zeit und eine Kombination von beidem möglich. Mit Einberechnung aller Kostenfaktoren, wie Anschaffung, Wartung, Installation der Ladebox sowie Strom- und Pachtkosten, ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Ladeinfrastruktur nur mit einem vergleichsweise hohen Preis pro kWh oder mit einem Festpreis für die Standzeit möglich. Gerade eine sehr geringe Auslastung in Verbindung mit den hohen Fixkosten für die Anschaffung und Installation der Ladebox führen schnell zu exorbitant hohen Preisen für den Einzelnutzer, die nicht in Konkurrenz zum Laden Zuhause stehen. Hier können nur Vorteile bei Schnellladung entstehen, wenn das Fahrzeug möglichst bald wieder zur Verfügung stehen muss. Alternativ ist eine Quersubventionierung z.B. durch die Nutzung von Werbeflächen auf der Ladebox oder ein anderweitiger Nutzen für den Ladeboxbetreiber mit einzurechnen.

#### Endkumentarife allgemein:

Die Strombelieferung im Jahr 2015 ist durch leicht gesunkene Abgaben und eine noch einmal deutliche Reduzierung des Strombörsenpreises gekennzeichnet. Endkunden können so an Einsparungen beteiligt werden und beziehen ihren Strom in der Regel etwas günstiger als im Vorjahr. Gründe sind hier vor allem der geringere Zubau und die Produktion von Erneuerbaren Energien Anlagen im Vergleich zu den Vorjahren, wodurch die EEG-Umlage leicht gesunken ist. Außerdem gab es einen starken Preisverfall von Öl und Gas u.a. durch Fracking, was die Stromproduktion in den konventionellen Kraftwerken günstiger macht.

### Grünstrom:

Die Belieferung mit Grünstrom ist sehr differenziert zu betrachten. Die derzeit unter Grün- oder Ökostrom angebotenen Tarife beinhalten häufig nur ein mengenmäßiges Eindecken von Grünstromzertifikaten über die verbrauchte Menge pro Jahr und Kunde (früher Recs, heute HKNR). Die Versorgung mit Grünstrom ist deshalb am besten über Eigenverbrauchsmodelle im regionalen Zusammenhang oder aber über den Ankauf des Stroms aus Erneuerbaren Energien Kraftwerken über den eigenen Bilanzkreis möglich. Die Bewirtschaftung eines solchen Bilanzkreises ist aber nach Rücksprache mit einem Bilanzkreismanager momentan kaum marktfähig machbar. Es fehlen genaue Fahrstromprofile, um möglichst realistische Fahrpläne zu erstellen, und es ist nur ab einer großen Anzahl gepoolter Ladeboxen überhaupt wirtschaftlich umsetzbar. Im Vergleich zu dem Einkauf von Graustrom an der Strombörse EEX, liegen die Kosten für den Einkauf und die Bewirtschaftung eines erneuerbaren Fahrstrombilanzkreises durch einen Dienstleister in doppelter bis dreifacher Höhe um 12€-15€ pro MWh. Ein eigenes Bilanzkreismanagement ist erst ab einer Menge von mehreren hundert GWh rentabel, deshalb ist davon abzusehen.

### HKNR

Um eine Versorgung mit Grünstrom mittels HKNR Zertifikaten zu gewährleisten sind aktuell Mehrkosten von lediglich 0,1Ct/kWh notwendig. Diese Zertifikate sind das offizielle System zur Belieferung mit Grünstrom, haben aber keinen erkennbaren Umweltnutzen, da weder der Neubau von EE-Anlagen damit gefördert wird, noch gibt es eine regionale und zeitliche Komponente der Versorgung mit Grünstrom. Die Zertifikate der Grünstromanlagen müssen lediglich innerhalb eines Jahres entwertet werden, statt wie bisher unbeschränkt gültig zu sein. Da die Versorgung mit Grünstrom mittels HKNR Zertifikaten keine Steuerungswirkung und keinen Einfluss auf die tatsächliche CO<sub>2</sub>-Bilanz erreicht, ist dieses System für die Versorgung mit Grünstrom nicht geeignet.

### Versorgung durch lokalen Eigenverbrauch

Durch die grundlegende Novellierung des EEG im Jahr 2014 ergeben sich zahlreiche Änderungen für den Bau und Betrieb von Erneuerbaren Energien Anlagen, insbesondere von Photovoltaik. Neu eingeführt wurde die Eigenverbrauchsumlage ab einer Anlagengröße von 10kWp, was bedeutet, dass die Nutzung des eigens produzierten Stroms zukünftig mit einer Abgabe belastet wird. Hier ist eine schlechtere Wirtschaftlichkeit des selbst verbrauchten Stroms festzustellen. Trotzdem funktioniert dieses Modell nach wie vor und durch den direkten Bezug und die Möglichkeiten des lokalen Lastmanagements wird erreicht, dass der Strom dann verbraucht wird, wenn er produziert wird.

Es wurde, ausgehend vom Standardtarif, analysiert welche Tarifunterschiede insbesondere mit Grünstrom machbar und sinnvoll sind. Dabei wurden verschiedene Ladezeiten und Ladegeschwindigkeiten betrachtet und deren Auswirkungen auf Netz und Vertriebsseite geprüft. Augenmerk wurde dabei immer auf die Gesamtwirtschaftlichkeit des Ladeboxbetriebs gelegt, da dies der entscheidende Faktor für den weiteren Erfolg einer flächendeckenden Versorgung darstellt.

Fahrtstromtarife können zukünftig je nach Netzauslastung oder der Einspeisung erneuerbarer Energien differieren. Lokale Eigenverbrauchslösungen wurden nach heutiger gesetzlicher Lage als am positivsten bewertet, da Kosten- und Umweltkomponente bestmöglich erreicht werden. Gerade im Privatbereich können auch HT/NT Tarife durch nächtliche Ladung der E-Autos wieder an Attraktivität gewinnen. Die nahezu 100%ige Eindeckung mit EE-Strom mittels Batteriespeicher ist möglich, verursacht aber höhere Kosten, da die Batterie entsprechend groß dimensioniert sein muss. Die kostengünstigere Variante dazu ist die Ladung eines prozentual hohen Anteils Grünstroms mit direktem Eigenverbrauch z.B. mittels Photovoltaik. Dazu wurde vom E-Werk eine Simulation entwickelt die beispielhafte Berechnungen des Eigenverbrauchs und Autarkiegrades unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten errechnet. Ein hoher Anteil Erneuerbarer Energien für den Ladestrom ist jedoch zu bevorzugen, um die niedrige CO<sub>2</sub>-Bilanz des E-Autos nicht in Frage zu stellen. Bei Lieferung mittels

normaler deutschlandweiter Stromkennzeichnung, wäre das E-Auto sonst für deutlich mehr CO<sub>2</sub>-Ausstoß verantwortlich als allgemein angenommen. (Bsp.: Renault ZOE 7,8kg/100km – ( Golf 6 Diesel 13,8kg /100km) (Stromkennzeichnung 2012)

### AP 351 Tariferweiterung LLM

Für die APs 351, 352 und 353 wurde in Bezug auf die Informationskette „Tarifentstehung – Verarbeitung – Auswertung – Rechnungserstellung“ in den beteiligten Systemen Belectric Server, BelVis EDM und ERP folgender Ablauf entwickelt.

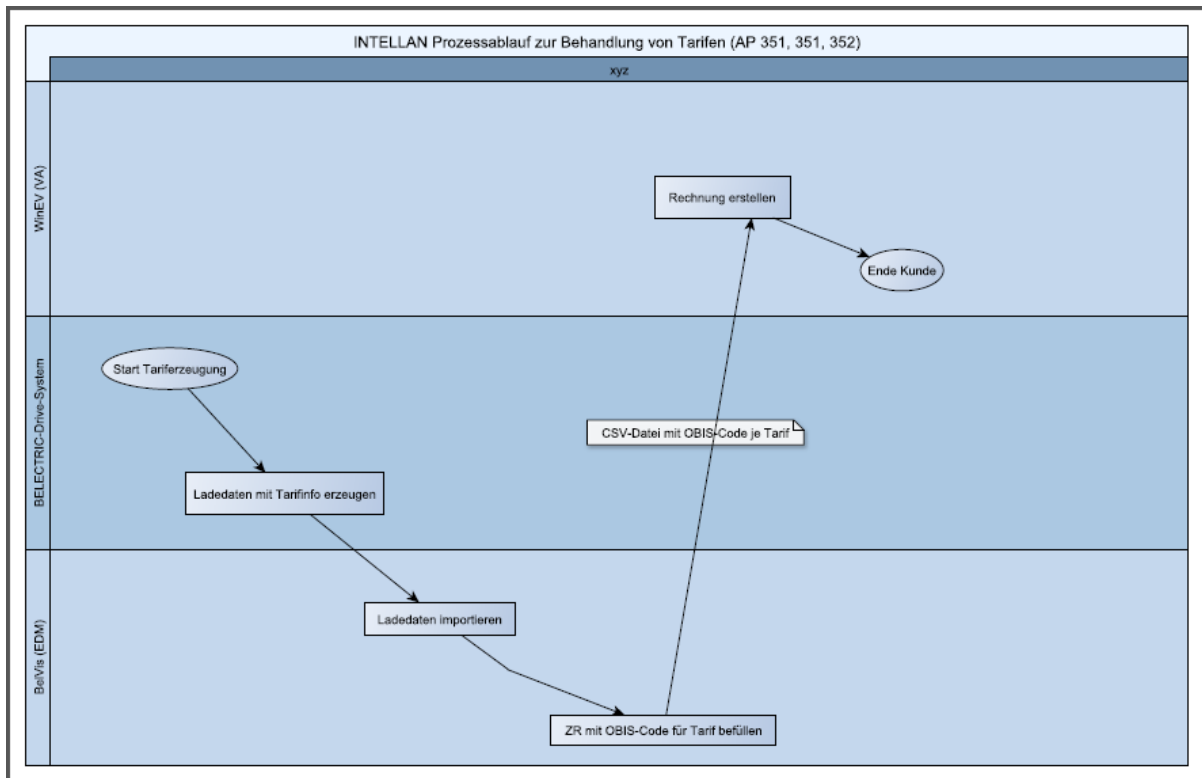


Abbildung 54: Prozessablauf Handhabung von Tarifen<sup>41</sup>

Für die Standardtarife HT/NT (Hoch- und Niedertarif) konnte der oben grafisch dargestellte Ablauf erfolgreich in der Praxis umgesetzt werden. Dazu wurden die Tarifinformationen aus dem Belectric-Drive-Portal mittels csv-Datei übergeben und im BelVis-EDM importiert. Weiterhin wurden die Daten mit OBIS-Kennzahlen versehen und mittels erweiterter csv-Struktur an das WinEV-System des E-Werkes übergeben. Im Win-EV Abrechnungssystem konnte auf Grundlage dieser Dateien eine Abrechnung für den Endkunden erzeugt werden.

Das Thema „Verarbeitung von Tarifinformationen“ in den APs 351, 352 und 353 in Bezug auf die Übernahme der Ladedaten und Auswertung im BelVis EDM und die entsprechende Aufbereitung für die Übernahme ins ERP könnte aus Zeitgründen nicht weiter bearbeitet werden.

Nachdem zunächst in AP 130 das Führungskonzept zum Lastmanagement entwickelt wurde, soll es nun in den APs 351 bis 353 weiter ausgebaut werden.

<sup>41</sup> Quelle: \_20150331\_Tarife.pdf / Autor: Markus Mertesacker

Abbildung 50 zeigt ein vereinfachtes Schema der Inputfaktoren, die für die Berechnung eines LLM-Tarifes benötigt werden. Um einen korrekten Ladefahrplan mit Preisen zu erstellen, muss der Fahrzeugtyp mit dazugehöriger Ladeleistung bekannt sein, ebenso wie der Ladezustand der Batterie (State of Charge z.B. 50% geladen) und die gewünschte Ladezeit (z.B. bis 17:00h). Diese Informationen gibt der Nutzer über die GUI (Graphische Benutzeroberfläche) ein. Zusammen mit den Informationen zur Tageszeit (verfügbarer Sonnenstrom oder erwartete Spitzenlasten) wird daraus ein Ladefahrplan mit dem individuellen Preis je Nutzer berechnet. Langsames Laden zu Zeiten, in denen viel Sonnenstrom verfügbar ist, wird belohnt, Schnellladen wird entsprechend höher bepreist.

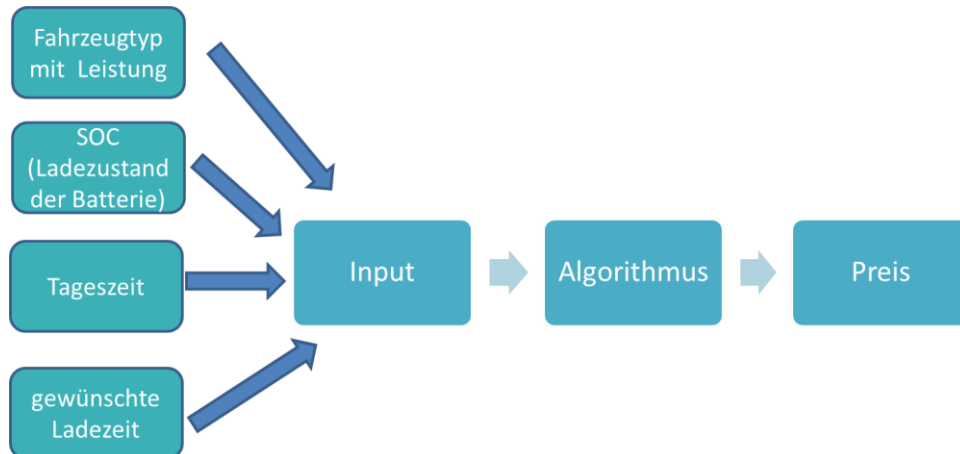


Abbildung 55: LLM Tarifentwicklung

In AP 351 wurden von BELECTRIC Drive zudem Recherchen zu Kostensenkungspotentialen durch LLM durchgeführt. Im ersten Schritt wurden die Gesamtkosten von Spitzenlaststrom in einem Industriegebiet ermittelt und unter Berücksichtigung einer E-Fahrzeugflotte kalkuliert. Hierzu mussten Anschlussenergieerweiterungskosten und Spitzlaststromgebühren („Leistungspreise“) recherchiert werden.

In Einzelbetrachtungen wurde bisher deutlich, dass Lastmanagement an Standorten relevant wird, an denen das Laden von E-Fahrzeugen zu bestimmten Spitzenlastzeiten einen physikalischen Netzausbau erfordern würde. Viele Projekte für schnelles Laden scheitern an den Anschlusskosten – besonders wenn neue Leitungen verlegt werden müssen. Bei der Bearbeitung des AP 351 zeigte sich zudem, dass sich die Kosten einer Netzanschlussenergieerweiterung nicht pauschal ermitteln lassen.

Die Ergebnisse der Kostensenkungspotentiale durch LLM zeigen, dass Ladesysteme ohne LLM mit einer Anschlussleistung von über 64A auf der Anschluss- und Netzseite an vielen Standorten Mehrkosten von über 7000 € bei einer Abschreibungsdauer von sieben Jahren verursachen können. Tabelle 5 und Tabelle 6 zeigen die wichtigsten Kostenblöcke und die Gesamtkosten für ein Ladesystem inklusive der Netzanschlusskosten. Erd- und Verkabelungsarbeiten sind standortabhängig und damit an dieser Stelle nur pauschal kalkulierbar. Für Tiefbauarbeiten wurden in der Kalkulation 2.000 EUR angesetzt. Dieser Betrag kann sich leicht erhöhen, wenn längere Strecken verkabelt oder der Straßenbelag erneuert werden muss. Es ist festzuhalten, dass LLM-Systeme an geeigneten Standorten hohe sprungfixe Kostenblöcke beim Netzausbau einsparen können, weil unter bestimmten Anschlussschwellen z.B. auf eine Wandlerrmessung vom Netzbetreiber verzichtet werden kann. Diese standortabhängige Kostenstruktur muss aber im Einzelfall überprüft werden, um die Einsparpotentiale von lokalem Lastmanagement zu bestimmen.

	inputfelder	resultierende Kosten	automatisch
Ladeboxtyp (22 und 22 kW)		Grundbetrag Tiefbau (einmalig)	2.000 €
Anschluss 1	22,0 kW	HA-Säule (einm.)	2.500 €
Anschluss 2	22,0 kW	Baukostenzuschuss > 30kW (einm.)	1.400 €
Abschreibungsdauer der Ladebox	7 Jahre	Kosten der Ladebox (einm.)	6.990 €
Kosten Miete Standplätze pro Jahr	100 €	Kosten Onlineservice pro Jahr	600 €
Sonstige Kosten (gesamt)		Miete Parkplatz pro Jahr	100 €
Erlöse (z.b.Werbeinsparungen) pro Jahr		Sonstige Kosten	- €
		Zusatzerlöse pro Jahr	- €
Kosten des Strombezugs / kWh	18,00 Ct/kWh	<b>Gesamtkosten</b>	<b>17.790 €</b>

Tabelle 5: Gesamtkosten Ladesysteme bei max. Anschlussleistung ohne LLM

	inputfelder	resultierende Kosten	automatisch
Ladeboxtyp (11 und 11 kW)		Grundbetrag Tiefbau (einmalig)	- €
Anschluss 1	11,0 kW	HA-Säule (einm.)	- €
Anschluss 2	11,0 kW	Baukostenzuschuss > 30kW (einm.)	- €
Abschreibungsdauer der Ladebox	7 Jahre	Kosten der Ladebox (einm.)	5.890 €
Kosten Miete Standplätze pro Jahr	100 €	Kosten Onlineservice pro Jahr	600 €
Sonstige Kosten (gesamt)		Miete Parkplatz pro Jahr	100 €
Erlöse (z.b.Werbeinsparungen) pro Jahr		Sonstige Kosten	- €
		Zusatzerlöse pro Jahr	- €
Kosten des Strombezugs / kWh	18,00 Ct/kWh	<b>Gesamtkosten</b>	<b>10.790 €</b>

Tabelle 6: Gesamtkosten Ladesysteme bei begrenzter Anschlussleistung / mit LLM

### AP 352 Tarifierweiterung Netzdienstleistung

Da Netzbetreiber, analog zu Letztverbrauchern, an den Kosten der Netzentgelte des überlagerten Netzes beteiligt werden, gibt es auch einen Anreiz diese Kosten gering zu halten. Da der Netzbetreiber nur auf wenige Faktoren diesbezüglich Einfluss hat, ist die wichtigste Komponente hier die Jahreshöchstlast. Die Netzbetreiber sind dabei zur transparenten Veröffentlichung Ihrer Jahreshöchstlasten verpflichtet.

Da nicht alle Verbraucher das Netz gleichermaßen belasten, gibt es Möglichkeiten der Einsparung für Großverbraucher bzw. steuerbare Verbraucher. Durch ersteres bildet sich die §19-Umlage<sup>42</sup> an den Letztverbraucher. Große Verbraucher erhalten hier ein Entgelt, wenn sie sich atypisch und netzfreundlich verhalten und die Erzeugung von Lastspitzen in Ihrem Netzgebiet vermeiden. Für eine Reduzierung kommen außerdem Anschlussstellen in Frage, die einen sehr hohen Stromverbrauch haben. Hier wird von mindestens 7000 Jahresbenutzungsstunden und einem Jahresverbrauch von 10GWh ausgegangen.

Ladeboxen können in diesem Zusammenhang keine Einsparungen erwarten. Zum einen ist ihre Last zu gering, sodass sie selbst im Pool kaum eine Möglichkeit der Reduktion haben. Zum anderen fehlt es den Ladeboxen aktuell noch an einem eindeutigen Verbrauchsverhalten. Je nach Standort und Versorgungsszenario (öffentlich/halböffentlich/privat) sind recht verschiedene Verbrauchskurven zu erwarten.

Ein für Ladeboxen eher vorstellbares Szenario ist die Nutzung von Ausschaltzeiten des Netzbetreibers. Hier veröffentlicht der Netzbetreiber seine Hochlastzeiten, zu denen alle steuerbaren Verbraucher (wie Heizungen, Wärmepumpen) automatisch vom Netz getrennt werden. Da diese Verbraucher nun keine zusätzlichen Spitzen zur Hochlastzeit verursachen, werden Sie mit geringeren Netzentgelten belohnt und erhalten so einen Anreiz. Diese geringeren Netzkosten könnten an die Verbraucher weitergegeben werden, mit der Einschränkung, dass die Ladebox durchschnittlich etwa 3h täglich keinen Strom liefert. Die mögliche Verringerung der Kosten für

<sup>42</sup> Nach der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) können Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 bzw. Satz 2 StromNEV beantragen. Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, entgangene Erlöse, die aus individuellen Netzentgelten resultieren, nachgelagerten Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen zu erstatten. Die Übertragungsnetzbetreiber haben diese Zahlungen sowie eigene entgangene Erlöse untereinander auszugleichen. Die entgangenen Erlöse werden als Aufschlag auf die Netzentgelte (§ 19 StromNEV-Umlage) anteilig auf alle Letztverbraucher durch die umgelegt.

„sonstige unterbrechbare Versorgungseinrichtungen“<sup>43</sup> liegt hier zwischen 2 und 4 Cent/kWh. Der Zeitpunkt der Unterbrechung ist je nach Netzbetreiber unterschiedlich.

Um tatsächliche mögliche Einsparungen des Gesamtnetzbetriebs festzustellen wurden die Jahre 2013 und 2014 für das Netzgebiet des Ewerk Mainbernheim untersucht. Dabei wäre allein bei Vermeidung der 10 höchsten Leistungsspitzen des Jahres (10 Viertelstunden) eine Ersparnis zwischen 3-5% der gesamten Kosten des vorgelagerten Netzes möglich gewesen.

#### Hochlastzeitfenster Mainbernheim:

Entstehung von November bis März, wochentags zwischen 17:30-21:00uhr. Zu dieser Zeit sind weitere Netzbelastungen zu vermeiden und unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen auszuschalten. Geräten die am Lastmanagement teilnehmen und zu diesen Zeiten nicht in Betrieb gehen, können monetäre Anreize geboten werden.

Die Netzentgelte für Verbraucher ohne Leistungsmessung im Niederspannungsnetz betragen im Netz des Ewerk Mainbernheim im Jahr 2014: 4,09ct/kWh, im Gegensatz zu 2,3ct/kWh wenn Verbraucher zu den automatisch gesteuerten Ausschaltzeiten keinen Strom beziehen. Eine Ladung ist dann zwischen 17.30-21.00 Uhr nicht möglich, dafür können in der übrigen Ladezeit knappt 2Cent gespart werden.

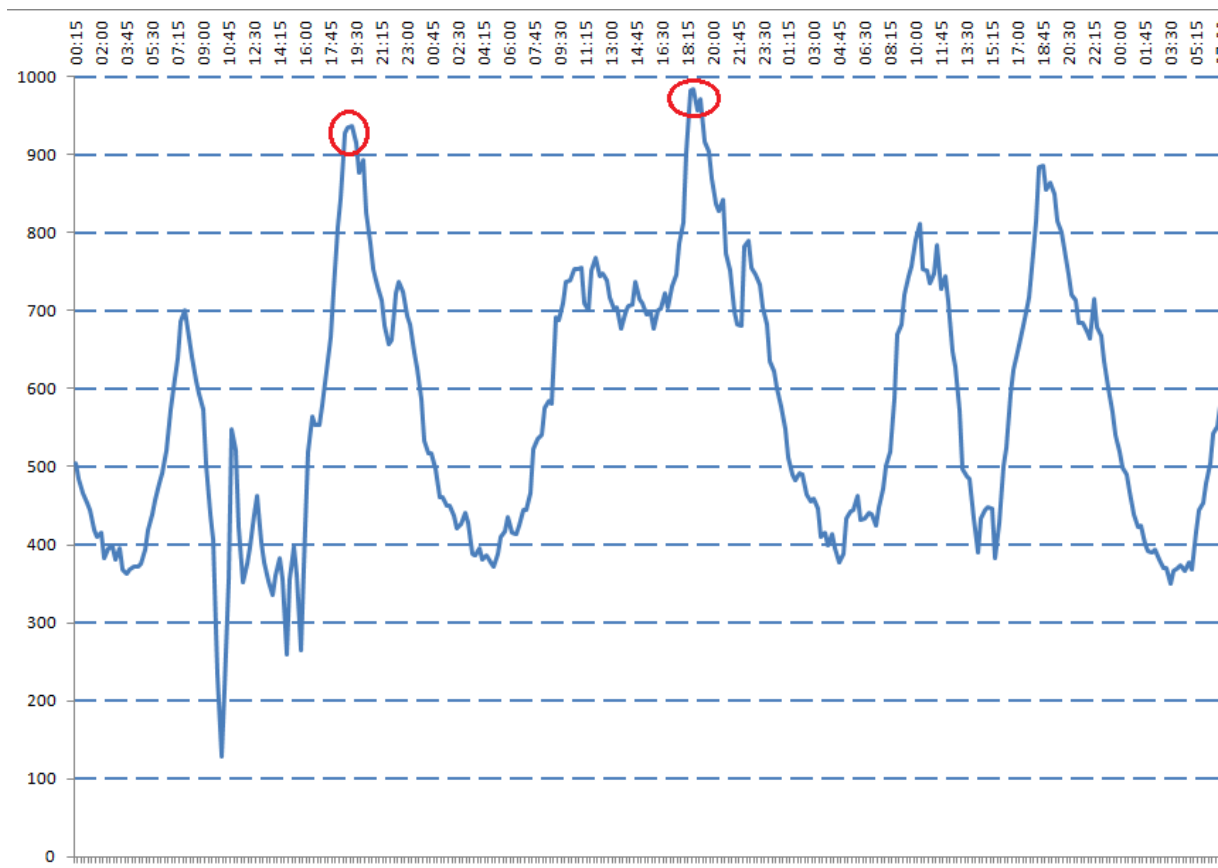


Abbildung 56: kostenintensive Höchstlasten für das Netz zwischen 18-20 Uhr

<sup>43</sup> Im §14a EnWG ist die Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen geregelt. Dort wird explizit erwähnt: „Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung ... gelten auch Elektromobile“

Aufbauend auf den Ergebnissen des E-Werks Mainbernheim hat BELECTRIC Drive Ladestromtarife zur Netzregelung festgelegt. Dabei wird die höhere Flexibilität (lange Standzeiten) mit günstigeren Ladetarifen belohnt. In diesem AP wurde nun das Tarifmodell erweitert, um Anreize in Abhängigkeit von der Netzauslastung setzen zu können. Folgende Faktoren spielen bei diesem erweiterten Tarifmodell eine Rolle mit unterschiedlicher Gewichtung:

- Strompreis PV (Eigenverbrauch, siehe auch AP353),
- Strompreis (Netzbezug),
- Standzeit des E-Fahrzeuges (mit Ladepunkt verbunden),
- Ladegeschwindigkeit: AC1 = 4kW (einphasig) bis AC3 = 22kW (dreiphasig),
- Batteriekapazität.

Das Grundprinzip der LLM-Tarife ist, dass Anreize für maximale Standzeiten gesetzt werden. Je mehr Zeit für die gesteuerte Ladung zur Verfügung steht, desto günstiger sollte der Tarif werden. Damit besteht auch der Anreiz, dass Elektrofahrzeug immer mit dem jeweiligen Ladepunkt zu verbinden. Bei längeren Standzeiten ist auch langsames Laden und die Vermeidung der AC3-Tarife möglich, was wiederum kostspielige Netzbelastungen verringern kann. Ein Problem wurde in dem kaum prognostizierbaren Charakter kurzfristiger Netzschwankungen identifiziert. Wenn diese Phänomene den Tarif beeinflussen sollen, kann dies nur über einen Risikopuffer erfolgen, da der Nutzer keinen Tarif akzeptieren wird, der vorab nicht feststeht. Somit liegt das Risiko für den unplanmäßigen Bezug von Spitzenlaststrom beim Betreiber, wenn die notwendigen Ladezeiten am Ende des Tages nicht mehr weiter verschoben werden können.

Bei der Tarifgestaltung ist nach den Auswertungen des Nutzerverhaltens ab dem Jahr 2009 zu beachten, dass die Preissensitivität bei Nutzern sehr hoch ist, besonders wenn ein Gewöhnungseffekt an kostenfreies Laden vorliegt. So führte die analysierten Umstellungen auf kostenpflichtiges Laden zu Vermeidungsstrategien und Boykott der jeweiligen Ladepunkte.

Abbildung 52:5752 zeigt das Schema zur LLM-Tarif-Berechnung erweitert um den Faktor Netzdienstleistung. Zusätzlich zu den bereits erwähnten Faktoren wie Fahrzeugtyp und Ladestatus der Batterie, müssen nun auch die Anforderungen des Netzbetreibers in die Kalkulation miteinbezogen werden. Ladeleistung und Tageszeit spielen hier eine besondere Rolle: so kann es sein, dass der Netzbetreiber die Forderung stellt, dass zu bestimmten Zeiten kein Auto bzw. nur gegen Aufpreis geladen werden darf.

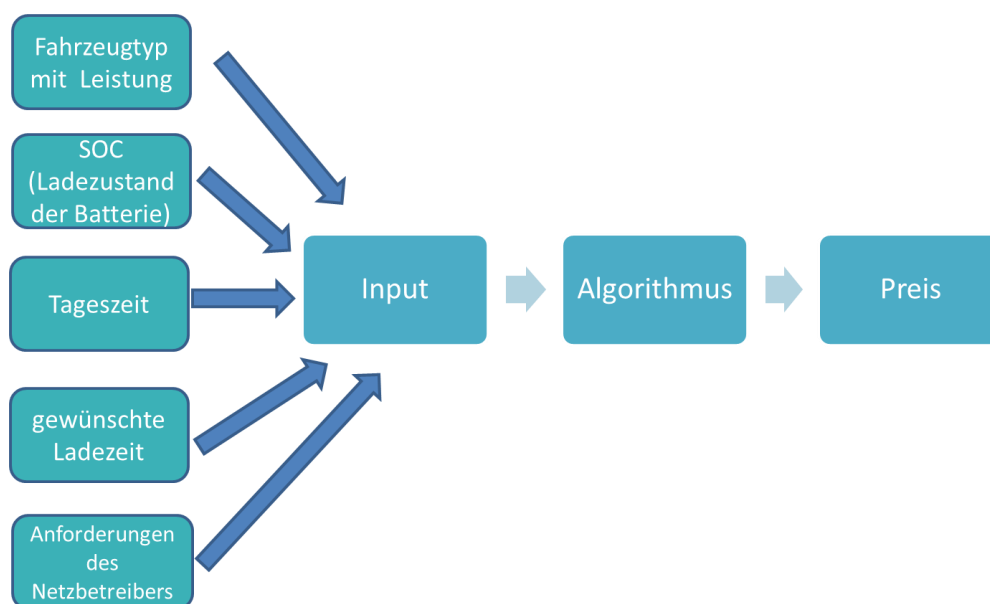


Abbildung 52:57 LLM Tarifentwicklung erweitert um Netzdienstleistung



### **AP 353 Tarifierweiterung EEG-Strom nach Eigenverbrauchsregelung**

Die Vermarktung mit Grünstrom unterliegt derzeit einem grundsätzlichen Wandel. Bereits vollzogen ist hier die Umbenennung der RECS-Zertifikate zum HKNR-Nachweismodell. Neben einem transparenteren Entwertungsmodell wurde hier vor allem die Gültigkeitsdauer der Zertifikate auf 1 Jahr begrenzt. Nach spätestens einem Jahr verfallen also die Nachweise und sind so z.B. nicht mehr für die Stromkennzeichnung einsetzbar.

Da aber auch hier lediglich ein Aufpreis von ca. 0,1Ct/kWh notwendig ist um den Graustrom zu Grünstrom umzulabeln und der Strom zudem keinen zeitlichen oder gar regionalen Bezug hat, verliert diese Art der Nachweise zunehmend ihre Akzeptanz.

Durch das neu geschaffene EEG ist allerdings das bisher durchaus erfolgreiche Grünstromprivileg weggefallen. Hier konnten Anbieter über eine direkte Vermarktung von EEG-Anlagen tatsächlichen Grünstrom regional vermarkten. So musste, bezogen auf ein 15-Minuten Intervall, die Verbraucherlast mit der Produktion von erneuerbaren Anlagen gedeckt werden. Der Anbieter hatte also dafür zu sorgen, dass die volatilen Erzeugungslasten mit den volatilen Verbrauchslasten in seinem Bilanzkreis in Einklang sind. Da dies deutlich kostenintensiver ist als das reine Eindecken mit Graustrom von der Strombörse, konnten diese Anbieter von einem Nachlass bei der Zahlung der EEG-Umlage profitieren und so anfallende Mehrkosten für den erneuerbaren Strom kompensieren.

Ebenfalls unter das Grünstromprivileg fiel das solare Grünstromprivileg, also die Lieferung von Grünstrom an Dritte, z.B. den Nachbarn in räumlicher Nähe. Zahlreiche Kosten für Umlagen sind hier nicht angefallen, zudem erhielt man einen Bonus von 2 Cent/kWh auf die Zahlung der EEG-Umlage. Diese Möglichkeit entfällt ebenfalls mit dem neuen EEG.

#### Neuer Ansatz: Das Grünstrom Marktmodell

Zahlreiche Ökostromlieferanten arbeiten derzeit an der Reformierung des aktuellen Ökostromsystems. Ein Vorschlag ist das Grünstrom Marktmodell. Hier soll sich parallel zum Handel an der Strombörse eine direkte Vermarktung mit Strom aus erneuerbaren Energien Anlagen entwickeln. In diesem System kauft der Stromlieferant den Strom direkt aus den EEG-Anlagen und übernimmt die durchschnittlichen EEG-Förderkosten, die somit auch nicht die EEG-Umlage für den Letztverbraucher belasten. Im Gegenzug erhalten diese Anbieter die sonst üblichen anfallenden 6,17 Ct/kWh (Umlage 2015) als Ausgleich für die kostenintensivere Vermarktung.

Da als Ausgleich für überschüssigen Strom, der nicht verbraucht werden kann, eine Kompensationszahlung an das EEG-Umlagesystem stattfindet, können hier sogar finanzielle Mehrwerte geschaffen werden. Dadurch werden die Versorger angehalten, die Produktion bzw. den Einkauf von Grünstrom und die Lieferung an die eigenen Kunden möglichst exakt in Einklang zu bringen.

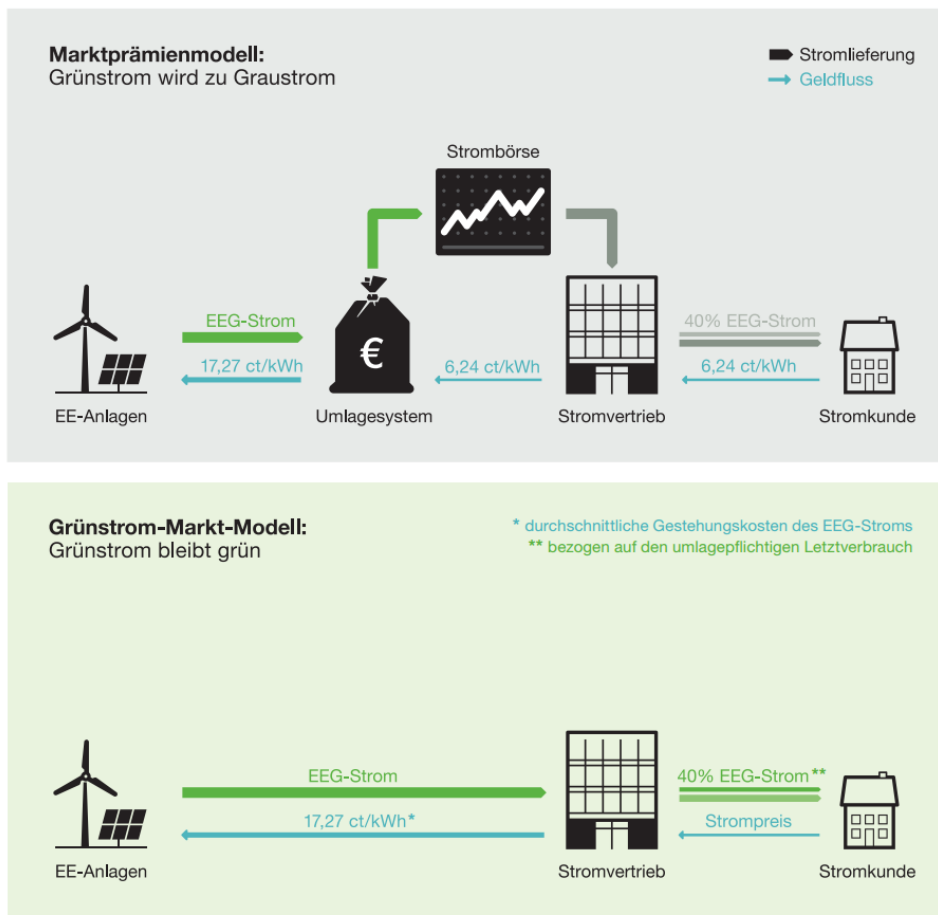


Abbildung 58: Marktmodelle<sup>44</sup>

Leider wurde das Grünstrom Marktmodell von Seiten der Politik abgelehnt und wird voraussichtlich nicht umgesetzt. Dies war zum Zeitpunkt der Bearbeitung dieses Arbeitspaketes jedoch nicht bekannt oder absehbar.

#### Strom Eigenverbrauch

Da die Nutzung von selbst erzeugtem Strom und dem damit verbundenen Entzug aus dem EEG-Umlagesystem als sozial nicht mehr verträglich befunden wurde, gab es hier zahlreiche Nachbesserungen für neu gebaute Anlagen.

Seit Inkrafttreten des neuen EEG müssen sich Selbstversorger mit einem Anteil von 40% der EEG-Umlage an den Umlagekosten beteiligen. Dieser Anteil steigt schrittweise von 30% im Jahr 2014/15, auf 35% im Jahr 2016, bis zum endgültigen Anteil von 40% im Jahr 2017.

Dabei gibt es jedoch Ausnahmen für die keine EEG-Eigenverbrauchsumlage zu zahlen ist:

- Bagatellgrenze für Anlagen bis 10kWp bis zu einer Strommenge von 10 MWh (betrifft klassische Kleinanlagen auf Ein/Mehrfamilienhäusern bzw. Solarcarports),
- reine Inselanlagen,
- die Versorgung ausschließlich durch erneuerbare Energien (Autarkie).

<sup>44</sup> Quelle: <http://www.gruenstrom-markt-modell.de>

Die private Eigenversorgung wurde nicht geändert, Modelle ab dem mittleren gewerblichen Bereich (>10kWp) oder auch der Verkauf von selbst produziertem Grünstrom in räumlicher Nähe werden so allerdings zwischen 2-3 Cent teurer und damit an Bedeutung verlieren.

### Eigenverbrauchsrechner

Zur Bestimmung der finanziellen Nutzeranreize in einem LLM-Ladecluster wurde ein Kalkulationstool entwickelt, welches die Kosten des Eigenverbrauches mit dem Netzbezug von Strom und einer E-Fahrzeugflotte inkl. der benötigten Ladeinfrastruktur kalkuliert. In der Kalkulation für das INNOPARK-Szenario (Abbildung 53) sind die in AP 340 ermittelten Gesamtkosten der Ladesysteme als Input-Faktoren eingeflossen.

BELECTRIC®		BELECTRIC®	
<b>Input Faktoren</b>		<b>Stromerzeugung durch PV Anlage</b>	
Jährlicher Stromverbrauch	100.000 kWh	90.000 kWh	
Firmenlastgang vorhanden	nein	<b>Stromgestehungskosten PV-Anlage</b>	
Standardlastprofil (wenn kein Lastgang vorh)	Gewerbe werktags 8-18 Uhr - G1	0,086 €/kWh	
Kundenstrompreis (netto)	0,18 €/kWh		
		<i>Ohne E-Autos</i> <i>Mit E-Autos</i>	
Anzahl E-Autos (max. 10)	10	Firmenstromverbrauch anhand Lastprofil	100.000 kWh / 131.388 kWh
Anzahl Ladeboxen	5	Selbstverbraucher PV Strom	48.590 kWh / 58.596 kWh
		Anteil Eigenverbrauch PV Strom	54,0 % / 65,1 %
		Autonomieanteil	48,6 % / 44,6 %
PV Anlagengröße in kWp	100	<b>Vergleich Benziner, E-Auto mit PV und E-Auto ohne PV</b>	
Erwarteter spezifischer Ertrag (kwh/kwp)	900	Max. theoretischer PV Strom Anteil des E-Autos	
Anlagenausrichtung	Ost-West-Ausrichtung	81,3 %	
		Mischpreis aus PV + Netz für Beladung des E-Autos	
		0,104 €/kWh	
<b>Wirtschaftliche Parametern</b>			
Kosten PV Anlage pro kWp	1.450 €		
Kosten Ladebox	10.790 €		
Wartungskosten pro Ladebox	200,00 €/Jahr		
Wartungskosten PV pro kWp	20,30 €/Jahr		
Gesamtinvestition PV Anlage	145.000 €		
Gesamtinvestition Ladeboxen	53.950 €		
Wartungskosten pro Jahr - PV	2030 €		
Wartungskosten pro Jahr - Ladebox	1000 €		
<b>Angenommene Parametern E-Auto:</b>			
Stromverbrauch pro 100 km	20 kWh		
Fahrleistung pro Auto pro Tag (außer WE)	60 km		
<b>Angenommene Parametern Benziner:</b>			
Benzinverbrauch pro 100 km	7,5 l		
Benzinpreis pro Liter	1,75 €		
		Benziner	E-Auto mit Netzstrom
		VW Polo	Renault ZOE
Benzinkosten	1.968,75 €	-	-
Batteriekosten	-	948,00 €	948,00 €
Stromkosten	-	540,00 €	311,00 €
Ladeboxkosten	-	870,71 €	870,71 €
Kfz-Steuer	120,00 €	-	-
Wartungskosten	500,00 €	200,00 €	200,00 €
<b>Gesamtkosten 15000 km</b>	<b>2.588,75 €</b>	<b>2.558,71 €</b>	<b>2.329,72 €</b>
<b>Betriebskosten pro 100 km</b>	<b>17,26 €</b>	<b>17,06 €</b>	<b>15,53 €</b>
<b>Betriebskosten über 5 Jahren</b>	<b>12.943,75 €</b>	<b>12.793,57 €</b>	<b>11.648,58 €</b>
<b>Prozentual Ersparnis im Vergleich zu Benziner:</b>		<b>1,2 %</b>	<b>10,0 %</b>

Abbildung 53: Eingabevariablen und Ergebnisse des LLM-Tools für das INNOPARK-Szenario

Das Ergebnis der LLM-Kalkulation (Abbildung 53) zeigt, dass der Vorteil eines Elektroautos hinsichtlich der Betriebskosten um fast 10% gesteigert werden kann, wenn tagsüber verstärkt mit Strom aus lokalen Photovoltaikanlagen geladen wird. Dazu muss das Ladeverhalten der Fahrzeuge entsprechend beeinflusst werden. Abbildung 54 veranschaulicht die synchrone Erzeugung und Verbrauch in diesem Szenario. Es wird deutlich, dass eine größere Dimensionierung der Photovoltaik-Anlage die Eigenverbrauchsquote weiter steigern und damit den Netzbezug von Fahrstrom verringern würde. Dabei müssen aber auch die höheren Anfangsinvestitionen berücksichtigt werden, die sich nur bei günstigen Rahmenbedingungen (z.B. hohe Stromkosten bei Netzbezug) rechnen. Diese Aspekte werden in der weiteren Geschäftsmodellentwicklung berücksichtigt.

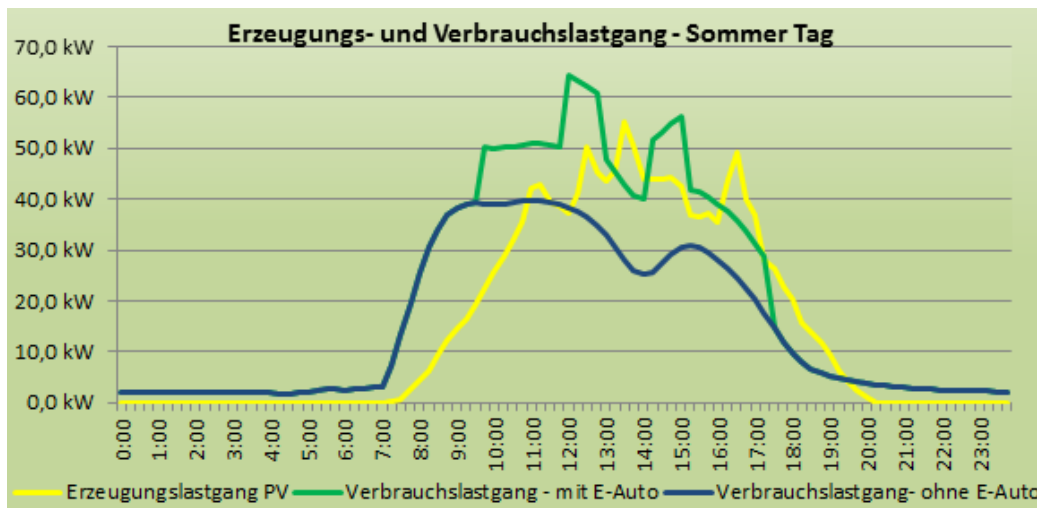


Abbildung 54: LLM-Tool Ergebnisse

Abbildung 55 zeigt das Schema für die Berechnung eines LLM-Tarifes mit Einspeisevergütung. Hier kommen zu den bekannten Faktoren die Regelungen des EEG als weiterer Einflussfaktor auf den Preis hinzu.

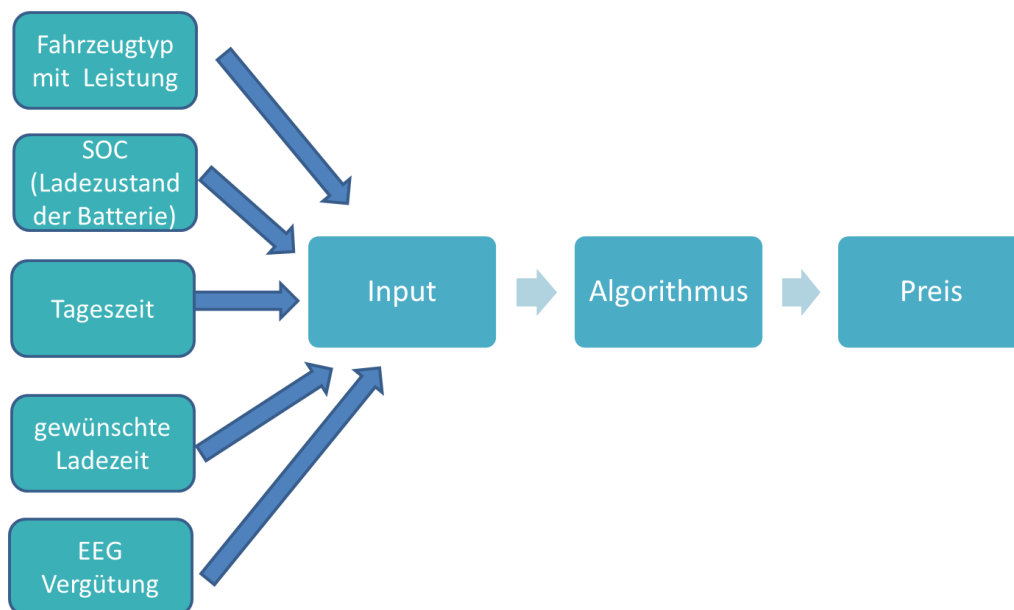


Abbildung 55: Tarifrechner LLM mit EEG

Die Eigenverbrauchsmodelle wurden seit dem EEG2014 stark abgewertet. Ehemals identifizierte Vorteile durch den lokalen Eigenverbrauch, auch in Verbindung mit dem solaren Grünstromprivileg sind minimiert worden oder sogar weggefallen.

Auch zukünftig können Eigenverbrauchsmodelle unter Umständen jedoch wirtschaftlich sein, wenn der Verbrauch mittels Lastmanagementmodellen der Einspeisung angepasst wird oder Batteriespeicher dies gewährleisten. Für einen Abgleich des Eigenverbrauchs mittels der dafür entwickelten Simulation sind zukünftig realistische Fahrstromprofile und Lastgänge von Ladeboxen notwendig um genaue Einsparpotentiale zu identifizieren.

## AP 361 Vergütungsmodell Bilanzkreisregelung

In diesem Arbeitspaket wurde ermittelt, wie hoch der Nutzen für einen Netzbetreiber sein kann, Ladeboxen zur Ausregelung seines Differenzbilanzkreises zu nutzen und ggf. dies an den Nutzer weiter zu geben.

Der Differenzbilanzkreis ist die Abweichung der tatsächlichen Netzzeitreihe von der vorherigen Prognose (Soll-IST-Vergleich). Diese Abweichungen werden bestimmt von der Bezugslast der Verbraucher und der Einspeisung durch dezentrale Einspeiseanlagen. In Mainbernheim liegt die Besonderheit vor, dass die maximale Netzverbrauchslast bei reichlich 1MW liegt, während die mögliche Einspeiseleistung mit 2 MW fast doppelt so hoch ist.

Zunächst bestand die größte Herausforderung darin, das Potenzial zur Ausregelung abzuschätzen. Die Verfügbarkeit von einem Verschiebungspotenzial muss in positives und negatives unterteilt werden. Ein positives Potenzial ergibt sich bei Fahrzeugen die gerade mit einer definierten Leistung laden und der Ladevorgang für eine definierte Zeit unterbrochen werden kann. Negatives Potenzial ergibt sich, wenn zu ladende Fahrzeuge an einer Ladestation angeschlossen werden, der Ladevorgang jedoch nicht gestartet wurde und somit zu einem definierten Zeitpunkt eine definierte Bezugsleistung abgerufen werden kann.

Im folgenden Modellversuch wurde eine ständig verfügbare Leistung von 50kW angenommen, um durch den Abgleich mit der Differenzzeitreihe des E-werkes zunächst das notwendige Potenzial zu ermitteln. Die angenommenen 50KW Bezugsleistung entsprechen ca. 5% der Netzlast. Diese Leistung wurde stufenweise in 10KW Schritten gestaffelt dazu verwendet den Differenzbilanzkreis durch Ladebezug zu glätten.

Nachfolgend ist beispielhaft der Ausgleichsenergiebezug im Tagesverlauf dargestellt.

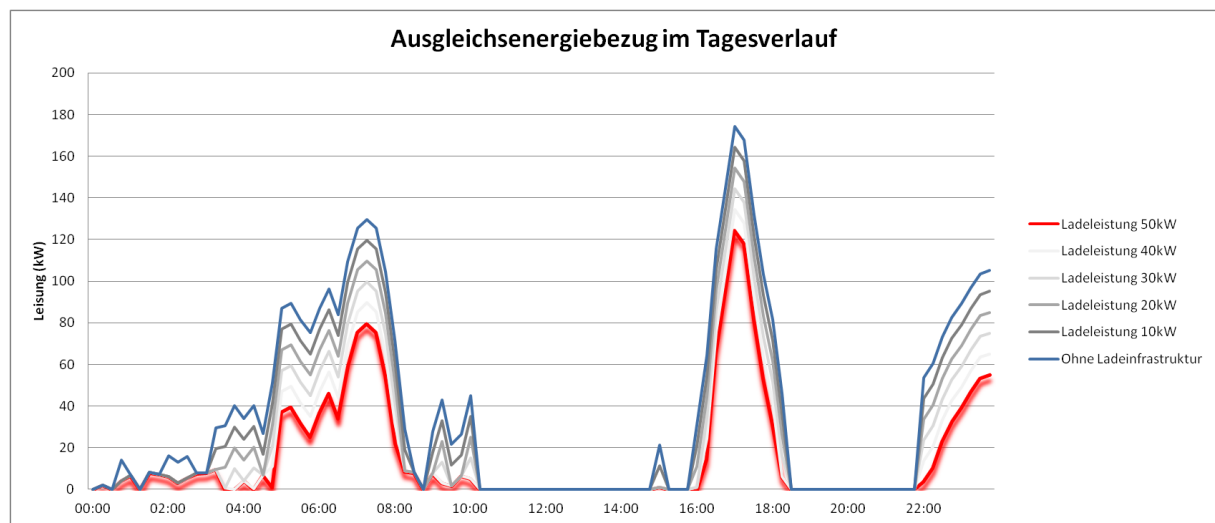


Abbildung 59: Ausgleichsenergiebezug im Tagesverlauf mit gestaffelter Leistung von Ladeboxen

Die Kurven zeigen beispielhaft für einen Tag, dass sich der Ausgleichsenergiebezug zu bestimmten Tageszeiten fast auf 0 herabsetzen lässt oder zumindest deutlich reduzieren. Es wurden verschiedene Zeitreihen für den Zeitraum eines Jahres ermittelt, welche sich durch den Einsatz von Ladeboxen bei angenommener ständiger Verfügbarkeit ergeben könnten. Diese wurden dann mit dem Marktpreis für Ausgleichsenergie (REBAP vgl. AP 212) verrechnet, um den Unterschied monetär zu bewerten. Es konnte so ermittelt werden, dass die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie theoretisch um 65% gesenkt werden könnte, wenn zu jedem Zeitpunkt 50KW „Ladeleistung“ zur Verfügung stünden. Problematisch ist dabei die angenommene Abruflänge und Häufigkeit. In der Auswertung sind Abruflängen über 15h keine Seltenheit und die Abrufhäufigkeit ist mind. 1 mal pro Tag mehrere Stunden (insgesamt 5450h pro Jahr).

Um die Ergebnisse skalierbar darzustellen ist folgendes festzuhalten:

Mit zunehmender regelbarer Leistung steigt die Einsparung von Ausgleichsenergie, im Fall von Mainbernheim mit der Besonderheit eines kleinen Netzes mit hoher solarer Einspeisung ist die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie besonders häufig.

Um die Kunden zur Bereitstellung von Regelleistung zu bewegen, müssen monetäre Anreize geschaffen werden. Hier ist im jeweiligen Fall zu prüfen ob die monetären Anreize nicht den Nutzen übertreffen.

### **AP 362 Vergütungsmodell gepoolte Regelleistung**

In Rahmen dieses Arbeitspaketes wurde die Regelleistungserbringung mit Elektrofahrzeugen bzw. Ladeclustern untersucht.

Zunächst wurde der Regelleistungsmarkt<sup>45</sup> analysiert, um die Zugangsbedingungen und erzielbaren Erlöse zu eruieren. In Betracht kommen die Sekundärregelleistung, wie eingangs im Antrag beschrieben, und die Minutenreserve, welche wirtschaftlich weniger attraktiv ist, aber einfachere Zugangsbedingungen bzw. Angebotszeiträume<sup>46</sup> bietet. Es wurde zunächst davon ausgegangen, dass weder der Stand der Technik noch der Willen der Fahrzeugbetreiber eine Entladung des Fahrzeuges und damit ein Angebot von positiver Regelleistung zulassen. Durch das im Verhältnis zu den langen Angebotszeiträumen der Regelleistungsmärkte kurze Liefervermögen eines Elektrofahrzeuges kommt nur die negative Regelleistung in Betracht. Dies bedeutet, dass ein Elektrofahrzeug bzw. eine Flotte nach der Fahrt leer an einer Ladebox angeschlossen ist und somit auf ein Signal hin definiert Strom beziehen kann. Damit kann dem Übertragungsnetzbetreiber definiert eine negative Leistungsänderung zur Verfügung gestellt werden.

Zunächst muss festgestellt werden, dass sich die Zugangsbedingungen als sehr schwierig herausstellten. Nach der Analyse der Zugangsbedingungen musste festgehalten werden, dass die Regelleistungsbereitstellung eine sehr eng definierte Dienstleistung zur Netzstabilisierung darstellt, die mit 100%iger Verfügbarkeit dem ÜNB nachgewiesen werden muss. Daraus ergibt sich eine Anforderung, die von einem kleinen Ladecluster mit weniger als 100 Ladesäulen unmöglich erbracht werden kann, wenn überhaupt von einem größeren Zusammenschluss in Kombination mit einem bestehenden Regelleistungspool. Somit ist die erste Zugangshürde für Ladecluster, dass eine definierte Leistung (z.B. eine gewisse Anzahl leerer Fahrzeug, welche an Ladesäulen angeschlossen sind) zur Verfügung stehen muss. Dies ist in der Praxis nicht umsetzbar, da das Regelleistungsangebot am Markt für eine ganze Woche abgegeben werden muss und der Ladeclusterbetreiber weder die Ladeleistungen der nächsten Tage vorhersehen noch garantieren kann. Ein denkbarer Lösungsansatz ist hier, eine statistische Verfügbarkeit über Nutzungsverträge mit Fahrzeugflottenbetreibern zu sichern, was jedoch nicht genügt um eine definierte Leistung sicher anbieten zu können. Die Angebotsleistung des Ladeclusters müsste trotzdem von einem Poolbetreiber besichert werden, was damit die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigt und somit den Anreiz zur Teilnahme auswiegt. Für diese Dienstleistung des Poolbetreibers fallen je nach Poolbetreiber Kosten in Höhe von 30% der angebotenen Leistung an. Damit trägt der erzielbare Erlös dem organisatorischen Aufwand nicht Rechnung, bzw. ist es durch die derzeitigen Zugangsbedingungen nicht wirtschaftlich möglich mit Ladesäulen am Regelleistungsmarkt teilzunehmen.

Ein weiteres Problem stellt die definierte Leistungserbringung dar. Sofern genügend Fahrzeuge leer an Ladesäulen angeschlossen zur Verfügung stünden, müssten diese definiert zugeschaltet werden und die entsprechende Ladeleistung für den Angebotszeitraum halten können. Da dem Ladeboxbetreiber allerdings die Information fehlt, mit welchem Ladezustand die Fahrzeuge angeschlossen werden, ist somit keine definierte Leistungserbringung möglich. Nach Analyse der Ladevorgänge und Lastverläufe hat sich die definierte

---

<sup>45</sup> Es gibt drei Regelleistungsarten in Deutschland: Primärregelleistung (Frequenzabhängig), Sekundärregelleistung und Minutenreserve. Entsprechende Informationen sind auf der offiziellen Plattform der Übertragungsnetzbetreiber [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) veröffentlicht und frei zugänglich.

<sup>46</sup> Zum Vergleich: Der Angebotszeitraum für Sekundärregelleistung gliedert sich in 8h-Blöcke, für Minutenreserve in 4h-Lieferzeiträume.

Leistungserbringung über einen definierten Zeitraum als schwer umsetzbar herausgestellt. Die größte Herausforderung ist technisch derzeit nicht umsetzbar, da die Fahrzeuge mit ihren entsprechenden Ladegeräten immer auf das Fahrzeug bzw. auf die Fahrzeugbatterie abgestimmten Ladekurven bzw. Bezugsleistungen arbeiten. Diese sind neben dem Füllstand der Batterie von weiteren Faktoren abhängig, wie z.B. Batteriespezifika, Außentemperatur usw.. Man kann die Ladeleistung zwar begrenzen, damit wird ein Ladevorgang zumindest am Anfang mit dieser Leistung definierten Leistung ausgeführt, sobald die Ladesteuerung des Fahrzeuges jedoch auf einen internen Parameter reagiert (z.B. Batterie wird voll) ist die Ladeleistung nicht mehr definiert steuerbar.

Die einzige theoretische Möglichkeit eine Verfügbarkeit zu ermitteln, bestünde in einem statistischen Mittel über eine sehr große Anzahl realer gleichzeitiger Ladevorgänge (mindestens 100). Das daraus ermittelte Potenzial wird allein aber niemals die Zugangsbedingungen eines Übertragungsnetzbetreibers erfüllen und damit am Regelleistungsmarkt zugelassen.

### **AP 370 Kostensenkung Service/Wartung**

BELECTRIC Drive untersuchte die entwickelten Technologien auf Verbesserungs- und Kostensenkungspotentiale hin. Dabei wurden Beobachtungen und Erfahrungsdaten wie Ausfallhäufigkeiten und deren Ursachen erfasst. Gleichzeitig wurden Vorschläge für eine bessere Benutzerführung und bessere Serviceabläufe erarbeitet, um Fehlbedienungen und daraus resultierende Ausfälle zu reduzieren. Zudem wurden statistische Häufungen hinsichtlich von Fehlerursachen gesucht.

Tabelle 7 zeigt einen Ausschnitt aus den Fehlerprotokollen, die bei Reparaturen und Serviceeinsätzen im Feld gesammelt wurden. Die nachfolgende, technische Fehleranalyse hat in den meisten Fällen zu Verbesserungsvorschlägen geführt, die in der nächsten Produktgeneration umgesetzt werden können.

Nutzerfehler und Probleme mit der Ladeeinheit im Fahrzeug waren in den durchgeführten Beobachtungen mit über 5% aller Fehlerfälle pro Jahr die häufigste Ursache für Serviceeinsätze. Schwachstellen in der Verkabelung zwischen den einzelnen Steuerungskomponenten wurden im Hardware-Sektor als eine der häufigsten Fehlerquellen identifiziert. Auch deshalb wurde für die Generation 3 des Ladebox-Controllers eine höhere Integration der Komponenten auf einer Platine gewählt. Auch für die Softwareentwicklung konnten Verbesserungen abgeleitet werden. Insbesondere ist bei der Konnektivität zwischen Ladebox und IT-Backend Verbesserungsbedarf festgestellt worden – die sichere Zuordnung der Nutzer zu einem Ladevorgang im Offlinefall muss weiter verbessert werden.



	A	B	C	D	E
	Fehler-Kurzbeschreibung	Beobachtung im Feld	Technische Fehleranalyse / Verbesserungsvorschläge	Kostenersparnis	Ausfallhäufigkeit (über alle Systeme pro Jahr)
1	Fehlerfall durch Nutzer/Fahrzeug	LS hat normal reagiert, aber Auto lädt nicht.	Dieser Fehlerfall ist im Feld am häufigsten zu beobachten. Ein nicht-vollständiges Einstecken des Ladesteckers verhindert den Ladevorgang ebenso, wie ein nicht verriegeltes Fahrzeug (abhängig vom Fahrzeugtyp).  Die SE V3 sieht eine erweiterte Kundeninformation über das Display vor. So können Anrufe bei der Hotline oder Serviceeinsätze reduziert werden.	6.180 €	5%
2	RFID Karte Funktioniert nicht	LS lässt sich über Telefon freischalten. System funktioniert normal. Es werden aber keine RFID-Karten erkannt.	Der verwendete RFID-Reader in der Version 2.8 ist ein handelsübliches Zukaufteil, welches über RS232 mit zugehöriger Steckverbindung mit der Steuerung kommuniziert. Bei der V3 wird keine RS232 Kabelverbindung mehr eingesetzt, sondern die RFID-Funktionalität fest integriert. Desweiteren ist das Verbindungsstück zwischen RFID-Reader und Antenne ein fragiler, 2poliger Steckmechanismus. Dieser wurde gegen eine robustere Variante ersetzt	3.708 €	3%
3	Fallklappe Deckel Verriegelt oder Entriegelt nicht	LS reagiert normal, aber Fallklappe lässt sich nicht öffnen.	Mechanisches Problem mit dem Hubzylinder. Dieser konnte in der V2.8 leicht klemmen oder einen Defekt aufweisen. Der Defekt war auf eine starke Erwärmung aufgrund der Eigenverlustleistung des Verriegelungsmechanismus zurück zu führen, der den Mechanismus gegen das Klemmen außer Kraft setzte. Durch eine Überprüfung der erforderlichen Kräfte stellte sich heraus, dass 1/3 der ursprünglichen Leistung bei gleicher Baugröße ausreichend ist. Dadurch erhitzt sich die Baugruppe nur unwesentlich und das Klemmen aufgrund von Übertemperaturen ist damit ausgeschlossen.	3.708 €	3%
4	Kommunikation Fehler mit IT-Backend	LS kann nicht mehr über Mobiltelefon freigeschaltet werden. RFID-Freischaltung funktioniert, wenn die Rechtevergabe entsprechend eingestellt ist.	Die LS Meistens erkennbare Fehler ist LB. Geht Offline Modus. Fehler Quellen sind SIM Karte, GSM Modem, Signal Stärke, Software einstellungen. Auch sind Mobilfunkkommunikationen mit separaten laufenden Kosten verbunden. Da die meisten Kunden mittlerweile auch über ein internes Netzwerk verfügen und zusätzliche Kosten bei der Erstellung der Energieversorgung+Ethernet vertretbar sind, ist in der 3ten Version der Steuerung auch eine Kommunikationsmöglichkeit über Ethernet integriert.	2.472 €	2%
5	IPC Fehler	Das Ladesystem (LS) zeigt keine Reaktion mehr.	Steuerungseinheit (SE) V2.8 : Das IPC-Bussystem ist abgestürzt. Damit sind alle Funktionen der LS beeinträchtigt. Dieses Problem ist auf eine ungenügende Konnektivität zurück zu führen und kann verbessert werden, indem weitestgehend Steckverbindungen gegen feste Verbindungen wie Leiterbahnen ersetzt werden.  Bei der Weiterentwicklung der SE V3 sind sämtliche Steuergeräte auf einer Platine integriert. Damit ist dieser IPC Fehler behoben.	1.236 €	1%
6	Stecker Verriegelt nicht	Ladevorgang wird nicht gestartet.	Eine Schwachstelle des Typ2-Steckdosenmechanismus ist der sog. Aktivator des Verschlussmechanismus. Dabei löst sich der Aktuator von	1.236 €	1%

**Tabelle 7: Auszug aus der Wartungsauswertung zur AP 370**

Basierend auf den Erfahrungen während des Betriebs der Vorgängerversion der Ladebox Online galt es, die Möglichkeiten auszuloten, das Gesamtsystem zuverlässiger zu gestalten und Fernanalysen zu vereinfachen um Serviceaufwand zu minimieren.

Mit der automatischen Rücksetzung des Leitungsschutzes je Ladekreis ist hier schon ein großer Beitrag zur Reduzierung von Serviceeinsätzen beziehungsweise Handlung durch eine elektrotechnisch unterwiesene Person (EUP) geleistet. Wie bereits in AP121 beschrieben, sieht die IEC im Gegensatz zu allgemeinen Auslegungsgrundsätzen von Leitungsschutz zu Verbraucher keine Reserve in der Leitungsschutzdimensionierung vor. Dadurch sind Fehlauflösungen vorprogrammiert. Durch die automatische Rücksetzung mit einhergehender Aktion des Nutzers entfällt ein Einsatz aufgrund eines ausgelösten Leitungsschutzes.

Weitere Fehlauflösungen betreffen die Fehlerstromerkennung. Hier schreibt die IEC 61851 eine Fehlerstromerkennung von maximal 30mA vor. Da die Mode 3 Kommunikation als Rückleiter den PE des Fahrzeugs verwendet, fließt hier bereits im regulären Betrieb ein geringer Fehlergleichstrom, der den Erkennungsmechanismus beeinflusst. Ein Fehlergleichstrom bis zu 6mA ist bei der Verwendung eines Typ A RCD (Erkennung gepulster Gleichströme) zulässig. Da das Spannungsniveau für die Mode 3 Kommunikation innerhalb der Schutzkleinspannung ist, entstehen dadurch keine gefährlichen Körperströme wodurch bei Einhaltung der 6mA Grenze ein entsprechender Strom tolerierbar ist. Dementsprechend ist es möglich, nicht jeden Ladepunkt separat mit einem Fehlerstromschutzschalter auszustatten, der diesen Fehlergleichstrom führen müsste, sondern es ist möglich den Fehlerstromschutzschalter in die Vorinstallation auszulagern. Nach der Knotenregel für den Strom trägt er diesen kommunikationsbedingten Strom nicht und bei fehlerhaftem Auslösen der Fehlerstromschutzeinrichtung kann dieser durch eine EUP zurückgesetzt werden, ohne die Ladebox zu öffnen, wodurch die Kontinuität der Gewährleistung bestehen bleibt. Damit lassen sich erneut viele Serviceeinsätze vermeiden.

In Bezug auf die Zuverlässigkeit führte die Belectric unter anderem eine Optimierung des Verschlussmechanismus für den Spritzwasserschutz der Ladeboxen mechanisch und elektrisch durch. Mechanisch wurden Fertigungsprozesse verfeinert und Toleranzen eingefügt. Elektrisch unterliegt der Verschlussmechanismus einer 100%igen Einschaltdauer. Dadurch erhitzt sich der Mechanismus bei sommerlichen Außentemperaturen so stark, dass ein ordnungsgemäßer Betrieb der Verriegelung nicht gewährleistet ist. Die Haltekraft wurde dementsprechend optimiert, was eine Reduzierung der Leistung um 66% zur Folge hat. Damit geht eine deutlich geringere Erwärmung des Verriegelungsmechanismus einher, was das Material deutlich weniger beansprucht, wodurch ein ordnungsgemäßer Betrieb über Jahre hinaus gewährleistet ist.

Betriebstemperaturbedingt unterliegen auch die Schütze, für die Übertragung der Energie an das Fahrzeug, einer deutlichen Alterung der leistungsführenden Kontakte. Laut MTBF (Mean Time Between Failures) tritt im ungünstigsten Fall eine 5%ige Ausfallwahrscheinlichkeit je Schütz bei einer Laufzeit von fünf Jahren ein. Bei 2 Schützen je Ladebox Online summieren sich die 5% bereits bei wenigen Stück zu einer nicht tolerierbaren Menge. Jedoch ist davon auszugehen, dass mit der Zeit zunehmend leistungslos und zusätzlich lediglich einmalig pro Stunde geschaltet wird. Damit wird die mechanische Lebensdauer von Schaltelementen relevanter. Unter der Berücksichtigung der mechanischen Lebensdauer und einmaligem Schaltvorgang je Stunde ergibt sich eine Ausfallwahrscheinlichkeit von 1% je Schütz innerhalb von 5 Jahren. Nimmt man beide Grenzwerte als Parameter für eine Einsatzwahrscheinlichkeit durch ein defektes Schütz, so muss bei zwischen 50 und 250 Ladestationen mit zwei Ladepunkten einmal Jährlich mit einem Serviceeinsatz gerechnet werden. Bisher liegen uns keine Berichte über defekte Schütze vor, was die Zuverlässigkeit der Geräte bestätigt. Im Falle einer Überstromabschaltung über das Schütz im Kurzschlussfall, wurde präventiv die Schutzüberwachung schaltungstechnisch dahingehend überarbeitet, dass ein spannungsfreier und damit sicherer Zustand an den Ladepunkten drahtbruchsicher erkannt wird.

Mit dem Ersatz der Impulszählung gegen Wirkenergieerfassung mittels serieller Schnittstelle fand ebenfalls eine schaltungstechnische Überarbeitung statt. Wirkenergiezähler sind im Allgemeinen für einen 100%igen Dauerbetrieb ausgelegt. Laut Herstellerangaben sollte ein Spannungsfreischalten der Wirkenergiezähler vermieden werden. Nach dem umgesetzten Schaltungskonzept der neuen Generation sind die Wirkenergiezähler nun permanent mit Spannung versorgt, wodurch die Herstellerspezifikation eingehalten wird. Zudem ermöglicht die serielle Datenübertragung eine Statusabfrage der Wirkenergiezähler. Damit lässt sich im Vorfeld der Zustand dieser Betriebsmittel feststellen und für den Serviceeinsatz entsprechende Vorkehrungen treffen.

Mit der Zusammenführung einzelner Steuerungskomponenten zu einer Gesamtsteuerung, die im Rahmen von INTELLAN entwickelt wurde, fand auch eine Reduzierung benötigter kabelgebundener Kommunikationsverbindungen der einzelnen Teilnehmer statt. Häufigste Ursache waren Steckverbinder, die durch Herstellen und Lösen der Verbindung geringste Impedanzänderungen erlitten. Diese Änderungen führten dazu, dass das Bussystem die Kommunikation einstellte, wodurch der Controller nicht ordnungsgemäß funktionieren konnte. Zum einen wurden für viele Baugruppen stabilere Bussysteme verwendet und zum anderen Steckverbinder weitestgehend vermieden, indem die Geräte auf einer gemeinsamen Masterplatine vereinigt wurden. Langzeitversuche, die die Zuverlässigkeit bestätigen, stehen noch aus und sind nicht Teil von INTELLAN.

### AP 380 Zusammenarbeit mit TU Dresden

Damit passende Straßenzüge für die Messung identifiziert werden, mussten Netzpläne herangezogen und vom E-Werk ausgewertet werden. Anschließend erfolgte ein Rundschreiben und persönlicher Kontakt zu den Kunden in den beiden geeigneten Straßenzügen. Nach einigen Abstimmungen mit den Bewohnern und der TU Dresden konnten die Messgeräte der TU Dresden eingebaut und abgesichert werden. Danach erfolgte die Nullmessung der TU über 3-4 Wochen. Anschließend wurden 6 Autos für die Messungen zur Verfügung gestellt: (4 Renault Kangoo, 1 Zoe, 1 E-Smart). Die eigentliche Messung der Rückwirkungen erstreckte sich über einen Zeitraum von 14 Tagen. Anschließend wurden die E-Autos wieder abgeholt und die Messgeräte ausgebaut.



Abbildung 60: Netzmessungen im INNOPARK Kitzingen (TU Dresden, BEL Drive)

Die Arbeiten des E-Werks waren hier eher von begleitender Tätigkeit. Einige Ergebnisse der TU Dresden im Rahmen des Forschungsprojektes ElmoNetQ, sind nachzulesen im Paper: Emission in the Frequency Range of 2 kHz to 150 kHz caused by electrical vehicle charging.

BELECTRIC Drive unterstützte die TU-Dresden bei der Organisation der Netzmessung im INNOPARK Kitzingen und stellte Zusatzinformationen zu den jeweiligen Fahrzeugen bereit. Besonderes Interesse haben die Ergebnisse der parallel-Ladungen mehrerer E-Fahrzeuge und das unterschiedliche Verhalten verschiedener Fahrzeugtypen geweckt. Gründe für Ladeabbrüche konnten eingegrenzt und Netzrückwirkungen durch die AC-Ladeeinheiten in den Fahrzeugen beobachtet werden.

Die Ergebnisse der Untersuchungen wurden in folgendem Paper veröffentlicht:

SCHÖTTKE, Stefan et al.: Emission in the frequency range of 2 kHz to 150 kHz caused by electrical vehicle charging In: *Electromagnetic Compatibility (EMC Europe), 2014 International Symposium on (2014)*, S. 620 – 625.

### 3 Auswertung

Im Bericht ist die erfolgreiche Entwicklung einer intelligenten Ladeinfrastruktur mit Netzintegration dargestellt. Ebenfalls untersucht und anhand von Demonstratoren getestet wurde die Anbindung von Ladeboxen und Ladeclustern an Energiemanagementsysteme und Abrechnungssysteme der Energiewirtschaft. Damit ist die grundsätzliche Technik vorhanden, um eine Infrastruktur für die E-Mobilität in Deutschland zu schaffen.

Bei der Marktumsetzung zeigen sich allerdings noch einige Hemmnisse, welche die Verbreitung der Technologie in einem für die deutschlandweite Durchsetzung der Elektromobilität erforderlichem Maßstab erschweren und teilweise behindern.

Insbesondere stellen dabei die marktregulatorischen Maßnahmen ein Problem dar, während die technische Umsetzung kurzfristig möglich wäre.

Im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes stellt eine Ladebox einen Endverbraucher mit einer zugewiesenen Verbrauchsstelle dar. Der untertägige Wechsel eines Endverbrauchers an einer zugewiesenen Verbrauchsstelle im Stromnetz ist nach dem Gesetz nicht möglich. Somit kann selbst bei einer MID-konformen Abrechnung in der Ladebox keine Verrechnung direkt vom Netzbetreiber an den Endkunden erfolgen, sobald mehr als ein Ladevorgang pro Tag an der Ladestation stattfindet. Damit kann sich auf diesem Gebiet kein Wettbewerb entwickeln, da ein Angebot an einen Kunden immer direkt an die physische Bereitstellung von Ladeinfrastruktur gekoppelt ist.

Für Betreiber von Elektromobilitätsinfrastruktur ist es nach dem Energiewirtschaftsgesetz wiederum nicht zulässig, Strom (weiter) zu verkaufen, da in diesem Zusammenhang das einzelne Fahrzeug bzw. der Fahrzeugnutzer Letztverbraucher<sup>47</sup> ist. Damit ist eine Abrechnung direkt oder indirekt über Betreiber von Infrastruktur nach der verbrauchten Strommenge an den Nutzer von Elektroautos nicht möglich.

Dies bedingt, dass alternative Abrechnungsmodi gefunden werden mussten bzw. noch immer gesucht werden. Dabei entwickelten und entwickeln sich verschieden lokale und überregionale (Roaming)-Anbieter für Abrechnungs- und Bezahlsysteme. Dies erschwert für den Nutzer das Handling, da er sich – um an allen theoretisch verfügbaren Ladepunkten laden zu können – bei verschiedenen Anbietern anmelden muss und damit ggf. über verschiedene Verifizierungsmittel (Handy, RFID-Karten, Chips etc.) verfügen muss.

Zuletzt stellt auch die international uneinheitliche Standardisierung von Ladeprozessen ein großes Problem für die Ladeboxhersteller und Betreiber dar. So unterscheidet sich die von Herstellern von Elektroautos verwendete Technik nicht nur in Hinblick auf AC- und DC-Ladung, sondern auch innerhalb dieser gibt es verschiedene Systeme: z.B. für DC-Ladung CHAdeMO, Combined Charging System, Supercharger von Tesla und für AC-Ladung Typ2-Stecker in Europa, Typ1-Stecker in Amerika etc.).

Die Aufwendungen für Ladeboxanschaffung, -betrieb und -wartung sind sehr hoch und rechnen sich nur bei entsprechender Auslastung, die derzeit wegen der zu geringen Verbreitung von Elektroautos nicht geboten ist. Kunden werden höhere Preise an öffentlichen Ladesäulen nur akzeptieren, wenn ihnen ein zusätzlicher Vorteil geboten wird, sonst reagieren sie mit Vermeidungsstrategien.

#### Ausblick:

Damit die in diesem Forschungsprojekt entwickelten Technologien, Konzepte und Lösungen auch verstärkt auf die Straße kommen, müssen in erster Linie die gesetzlichen und steuerrechtlichen Unklarheiten im Bereich Elektromobilität abgebaut werden. Aufgrund dieser Unklarheiten scheuen heute noch viele Unternehmen und Industrien vor Investitionen in Ladeinfrastruktur zurück. Genauso dürfen Regulierungsbestrebungen wie in der Ladesäulenverordnung (LSV) nicht dazu führen, dass Investitionen verhindert werden.

---

<sup>47</sup> §3 Nr.25 EnWG

Folgende Maßnahmen sollten zeitnah in eine klare Gesetzgebung gegossen werden:

- Vereinfachung der Gesetzgebung in Bezug auf
  - o Eichrecht : „Eichpflichtsausnahme für Autostrom“,
  - o Laden im halböffentlichen Bereich: „Laden beim Arbeitgeber“ ,
  - o Steuerliche Gesetzgebung „Geldwerter Vorteil“;
- Energiewirtschaftsrechtliche Einordnung von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge<sup>48</sup>;
- Weiterentwicklung der Ladesäulenverordnung (LSV)
  - o Meldung neuer Ladepunkte muss automatisch erfolgen können : Schnittstellendefinition.

Ab dem Jahr 2016 rechnen wir mit einer Beschleunigung dieser Normungs- und Gesetzgebungsprozesse. Dazu wäre nach unserer Einschätzung auch die vollständige Übertragung der Kompetenzen für die oben genannten Themen auf eine zentrale Stelle, z.B. die Bundesnetzagentur (BNetzA), eine hilfreiche Maßnahme.

---

<sup>48</sup> Auch auf EU-Ebene gefordert (Vorgaben der RL 2014/94/EU)

## Literaturverzeichnis

1. **Mierau, Michael, Noeren, Dominik und Becker, Fabian.** *Potential der Ladung von Elektrofahrzeugen durch Photovoltaikenergie im Privathaushalt.* [Studie] Freiburg im Breisgau : Fraunhofer ISE, 2014. <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-319969.html>.
2. **Nauck, Enrico, Oswald, Erik und Spähn, Michael.** *Anwendung der Norm IEC 61850 in Smart Grids und deren Nutzen im Bereich der Elektromobilität.* VDE-Kongress 2012 : VDE-Kongress 2012 - Intelligente Energieversorgung der Zukunft, 2012.
3. **Rohbogner, Gregor, et al.** *Analysis and comparison of common device profiles for intelligent in-house energy management.* OTTI e.V., Renewable Energies (Ed.) : 2nd European Conference Smart Grids and e-Mobility 2010, 2010.
4. Man page - sysfs. [Online] kernel.org, 11. 08 2011. <https://www.kernel.org/doc/Documentation/filesystems/sysfs.txt>.