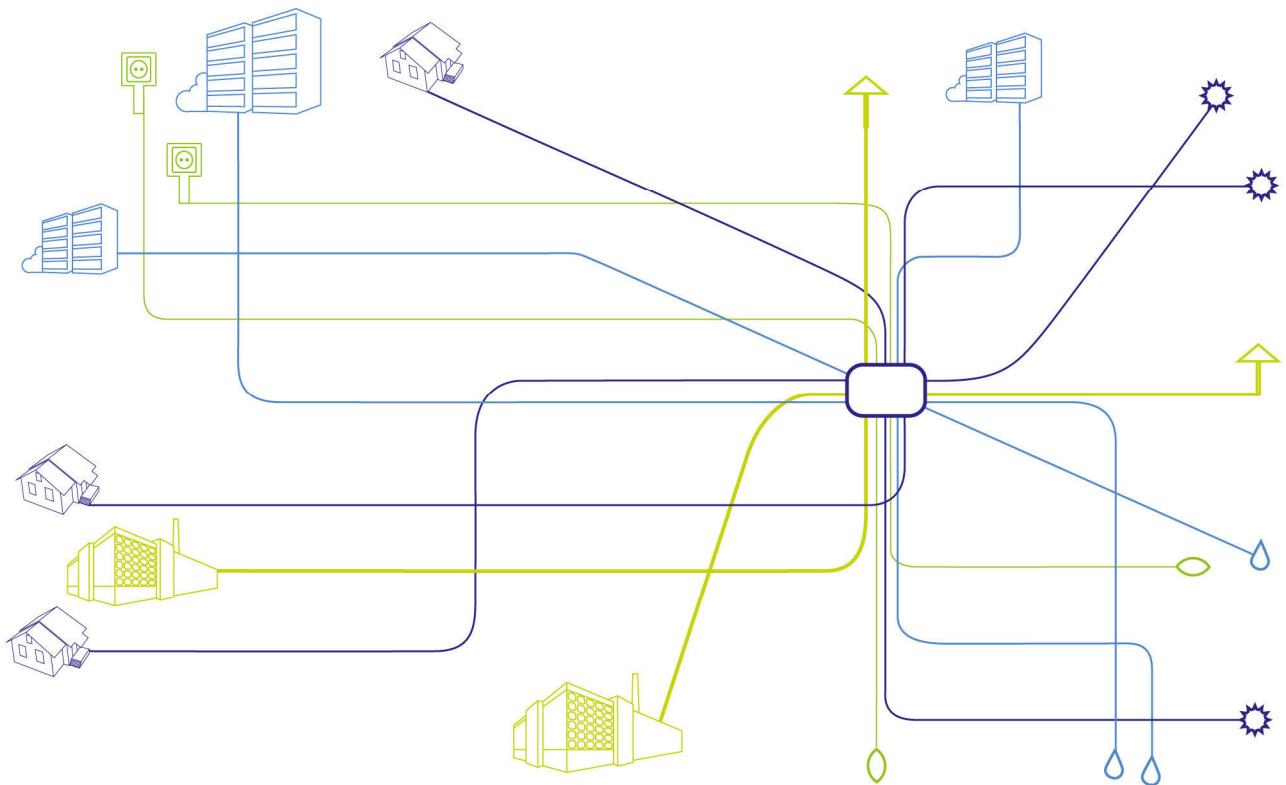




SGMS - V2G -Interfaces

Smart Grids Modellregion Salzburg –
Erstellung eines Umsetzungsplans zur
Vehicle to Grid Interfaceentwicklung



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

Inhalt

Kurzfassung	3
Abstract.....	7
1 Einleitung.....	10
1.1 Aufgabenstellung	11
1.2 Schwerpunkte des Projektes	12
1.3 Einordnung in das Programm.....	14
1.4 Verwendete Methoden	16
1.5 Aufbau der Arbeit	17
2 Inhaltliche Darstellung	18
2.1 Skizzierung geeigneter Geschäftsmodelle für die Elektromobilität.....	19
2.1.1 Szenario: Ungesteuertes Laden (Worst Case)	19
2.1.2 Szenario: Gesteuertes Laden (Start Case).....	31
2.1.3 Szenario: Geregelter Laden (Future Case)	42
2.2 Randbedingungen einer G2V-Interface-Struktur: Geschäftsstrukturen der Salzburg AG	49
2.2.1 Zertifikatsmodell	52
2.2.2 Geschäftsmodell der RWE	52
2.3 IT Integration	54
2.3.1 Nutzeranforderungen und Kundenbedürfnisse	54
2.3.2 Datenanforderungen	57
2.3.3 Konzeption von Softwarearchitektur und Anwendungsfeldern	61
2.3.4 Technische Anforderung an die Software.....	76
2.3.5 Prozessabläufe	81
2.4 Resultierende elektrotechnische Systemanforderungen für die Integration	84
2.4.1 Elektrischer Anschluss der Ladeinfrastruktur an das Stromnetz	84
2.4.2 Elektrischer Anschluss des Fahrzeuges an die Ladeinfrastruktur	85
2.5 Plausibilitätsanalyse	87
2.5.1 Ökonomische Bewertung (Cost/Benefits) von Grid to Vehicle Lösung.....	87
2.5.2 Ökonomische Bewertung von Vehicle-to-Grid-Lösungen	100

2.6	Implementierungsplan für G2V- Interfaces:	111
2.6.1	Diplomarbeit: „System für die koordinierte Ladung von Elektrofahrzeugen“ ...	118
2.6.2	Umsetzungsprojekte der Smart Grids Modellregion Salzburg:.....	127
2.6.3	Häuser als interaktive Teilnehmer im Smart Grid:	131
3	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	134
4	Ausblick und Empfehlungen	136
5	Literaturverzeichnis	138
6	Anhang.....	144
6.1	Möglichkeiten der Rundsteuerung	145
6.2	Kapitalwertmethode.....	147

Kurzfassung

Das vorliegende Projekt hat das gesetzte Ziel, Konzepte zu Interaktionsportalen (Visualisierung und Bedienoberfläche) für Elektromobilitätskunden in der Smart Grids Modellregion Salzburg zu entwickeln und ökonomisch zu bewerten, erreicht. Das Projekt hat dabei die wesentlichen Akteure im Bereich dezentraler Elektromobilitätseinbindung unter Anwendung von Interfacelösungen berücksichtigt. Zusätzlich wurde eine ökonomische Bewertung für unterschiedliche Anwendungsfälle (Use Cases) durchgeführt, welche die monetären Auswirkungen aus der Kunden- und Mobilitätsdienstleistersicht ermittelte. Die Konzepte der Interfacelösungen wurden dabei basierend auf den Ergebnissen eines Expertenworkshops (in Wels 2010) gestaltet und in Bezug auf elektrotechnische und informationstechnische Anforderungen analysiert. Ein entsprechender Umsetzungsplan für die Smart Grids Modellregion Salzburg wurde daraus abgeleitet.

Für die jeweiligen Arbeitsschritte war es zudem notwendig, in der ersten Projektphase in einem Diskussionsprozess mit weiteren laufenden Projekten der Smart Grids Modellregion (vor allem das Projekt Consumer2Grid) Nutzeranforderungen zu ermitteln und in das Interfacedesign einfließen zu lassen. Die dazu angewandte Methodik basiert dabei auf Umfrageergebnissen (Projekt Consumer2Grid), Workshopergebnissen sowie fallspezifischen Erfahrungen aus dem direkten Umgang mit Kunden seitens der ElectroDrive GmbH. In einer darauf folgenden zweiten Phase des Projekts wurden die erarbeiteten Randbedingungen und Zielfunktionen einzelner Akteure einer Synthese zugeführt und modellhaft in den einzelnen Uses Cases (Worst Case, Start Case und Future Case) abgebildet. Ökonomische Bewertungen wurden dabei – wie bereits erwähnt – für Mobilitätskunden und –dienstleister durchgeführt, wobei auch die Sinnhaftigkeit von Grid to Vehicle (G2V) und Vehicle to Grid (V2G) Konzepten näher untersucht wurde. Entsprechende Schlussfolgerungen aus technischer, ökonomischer sowie politisch/regulatorischer Sicht konnten schließlich abgeleitet werden.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen des Projektes

Wie bereits erwähnt, liegt das übergeordnete Ziel dieser Arbeit darin, die technischen Voraussetzungen und ökonomischen Auswirkungen unterschiedlicher Konzepte zu Interaktionsportalen (Visualisierung und Bedienoberfläche) für Elektromobilitätskunden zu bewerten. Dazu wurden drei unterschiedliche Anwendungsfälle eingehend analysiert, um entsprechende Empfehlungen für einen Umsetzungsplan in der Smart Grids Modellregion Salzburg ableiten zu können. Ergänzend zu dem im Projektantrag dargestellten Konzeptdesign wurden bereits erste Visualisierungslösungen programmiert, um diese im Zuge realer Umsetzungen verbessern zu können. Als zentrale Schlussfolgerung des Projekts kann zusammengefasst werden, dass die Umsetzbarkeit von Vehicle to Grid Konzepten aufgrund der derzeitigen Batteriekosten nicht sinnvoll ist. Im Gegensatz dazu bietet das Konzept Grid to Vehicle –

also der aktiven Ladesteuerung von Elektromobilen – ein robustes Werkzeug für die effiziente Nutzung vorhandener Stromnetzinfrastrukturen. Eine Implementierung von Grid to Vehicle innerhalb der Smart Grids Modellregion Salzburg ist daher anzustreben, wobei das Projekt gezeigt hat, dass die technische und ökonomische Plausibilität für dieses Konzept gegeben ist. Auch entsprechende Interfacelösungen können das Produktportfolio des Mobilitätsdienstleisters ElectroDrive GmbH positiv abrunden. Zusammenfassend können folgende Kernaussagen kommuniziert werden:

- Die intelligente Integration der Elektrofahrzeuge in das Versorgungsnetz berücksichtigt das Mobilitätsverhalten des Nutzers, fahrzeugspezifische Eigenschaften zum Verbrauch und den Ladezustand der Fahrzeugbatterien. Weiters muss die aktuelle bzw. zukünftige Auslastung des Übertragungs-/Verteilnetzes sowie der Bereitstellung elektrischer Energie kommuniziert werden.
- Für die Energieversorgung von 1 Million Elektrofahrzeugen in Österreich ist lediglich 3% zusätzlicher Strom erforderlich (gemessen am Gesamtverbrauch) [Quelle: Untersuchung über die Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die Stromwirtschaft 2009]. Im Worst Case könnte aber die Lastspitze einer Erhöhung von 170% unterliegen.
- Aus ökonomischer Sicht macht es für den Kunden über die Laufzeit von 48 Monaten keinen großen monetären Unterschied, ob das Fahrzeug an der vorhandenen Schuko-Steckdose (Worst Case) oder an einer Home Ladestation (Start Case) geladen wird. Der bestehende monetäre Vorteil des Start und Future Cases gegenüber dem Worst Case kann vor allem durch Economies of Scale (höhere Stückzahlen im Einkauf der Elektroautos durch die ElectroDrive GmbH) und durch die Klima- und Energiefonds-Förderung erreicht werden. Jedoch ist im Worst Case kein Markt für die ElectroDrive GmbH vorhanden, wodurch auch für den Netzbetreiber ein größeres Risiko entsteht, da bei hoher Elektromobilitätsdurchdringung Netzverstärkungen notwendig werden können.
- Der Start Case weist positive Barwerte aus ElectroDrive-Sicht auf, wenn die angestrebten Absatzzahlen der Autos erreicht werden. Die derzeit regulatorisch nicht erlaubte Subzählervariante würde die Barwertsituation deutlich verbessern; die Aufteilung der monetären Vorteile der Subzählervariante wäre zwischen ElectroDrive und Kunden zu klären.
- Die Interfacekosten (für z. B. Smartphones oder Tablet PCs) im Future Case betragen aus Kundensicht rund 2% der Gesamtkosten der Elektromobilität, wenn diese Interfaces von den Kunden selbst angeschafft werden. Falls das Interface als Zusatzpaket von der ElectroDrive angeboten wird, bewirkt dies jedoch eine signifikante Barwertreduktionen (bis zu 30% in der Fallstudie). Daher ist die Nutzung vorhandener Geräte vorteilhaft.
- Aus heutiger Sicht stellt sich für eine Umsetzung in der Smart Grids Modellregion Salzburg der Kommunikationsweg vom Aggregator über die Ladestation zum Fahrzeug als vorteilhaft dar, da in diesem Bereich derzeit die benötigten Standards entstehen. Das externe Interface kann dabei direkt an den Aggregator angebunden sein. In

Zukunft ist eine Integration des Interfaces in das Fahrzeug auch eine denkbare Alternative.

Resümee und Ausblick

Das Projekt V2G – Interfaces und seine durchgeführten Analysen können vor allem zu einem besseren Verständnis der elektrotechnischen und informationstechnischen Anforderungen sowie den notwendigen Standards für Visualisierungslösungen im Elektromobilitätsbereich (vor allem für die Konzepte G2V und V2G) beitragen.

Die Ergebnisse des Projektes bilden in den Projekten „HiT“ und „DG DemoNetz LV Grid“ (beide genehmigte Projekte der 4. Ausschreibung des Programms Neue Energien 2020) das Fundament für eine erfolgreiche Implementierung der Elektromobilität in den als Projektziel definierten Feldtests und liefern einen entscheidenden Faktor für die Bewertung der Anwendbarkeit von Visualisierungslösungen als zukünftige Produkte von Mobilitätsdienstleistern wie z.B. der ElectroDrive Salzburg GmbH. Folgende Punkte sind in den genannten Projekten zu klären:

- Implementierung der IEC 15118 in die Ladestation (höherwertige Kommunikation zwischen Fahrzeug und Infrastruktur). Diese wird nach Freigabe der Norm durch den Infrastrukturhersteller Siemens Bacon in Form einer Platinenerweiterung realisiert. Die Umsetzung kann mit 6 Monaten ab Dokumentfreigabe genannt werden.
- Für die Realisierung des Aggregators gilt es in den betroffenen Projekten noch vier wichtige Details abzuklären:
 - a. Welchem Stakeholder ist der Aggregator zugeordnet?
 - b. Wie werden die Informationen über die Zustände von Netz und Energie in den Aggregator aggregiert?
 - c. Gibt es Erweiterungen zu den Normenfamilien IEC 61850-X, die implementiert werden müssen? Hiervon beeinflusst ist vor allem die Steuerung von Lasten.
 - d. Wie sind die Security Anforderungen für den Aggregator und die Kommunikation?
- Integration von IKT Architektur: In einzelnen Projekten wie Consumer 2 Grid, Vehicle 2 Grid und Building 2 Grid werden bzw. wurden Projekt-IKT-Architekturen entwickelt. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung erfolgt eine Projekt-übergeordnete Abstimmung dieser IKT Strukturen, um eine einheitliche Smart Grid Modellregion Salzburg IKT Architektur zu erhalten. An dieser Abstimmung sind auch alle Projektpartner der Modellregion beteiligt. In weiterer Folge muss diese IKT Struktur in die bestehende IKT Strategie der Salzburg AG integriert werden.

Inwieweit die im Projekt betrachteten Lösungen eine breite Anwendung finden werden, hängt vor allem von den ersten Testerfahrungen und der zu ermittelnden Nutzerakzeptanz ab. Das gegenständliche Projekt und auch der damit verbundene publizierbare Endbericht liefern dazu jedenfalls, wie auch im Projektantrag vorgesehen, einen Überblick zur technischen,

organisatorischen und ökonomischen Machbarkeit von zukünftigen Visualisierungslösungen für Anwender der Konzepte Vehicle to Grid und Grid to Vehicle.

Abstract

This project achieved the goal of concept development and economic evaluation of interface solutions (visualisation and graphical user interface) for e-mobility customers within the Smart Grid Model Region of Salzburg. All relevant actors within the scope of decentralised e-mobility system integration were addressed. Even more, several Use Cases from the customers' as well as e-mobility providers' perspective were rated economically. The interface solution concepts were designed based on an expert workshop (held in Wels in 2010) and analysed in the context of grid as well as communication needs. Based on that, an adequate implementation plan for the model region was derived.

In detail, the project steps considered in the first stage an intense discussion process with other on-going projects of the model region (especially the project Consumer2Grid) to evaluate customer needs for future interface design and applications. The therefore chosen methodology contained customer questionnaires (project Consumer2Grid), an interface workshop as well as direct experience with customer interaction gathered by ElectroDrive GmbH. The second step of the project collected existing conditions and target functions of the analysed actors modelling them in three Use Cases (Worst Case, Start Case and Future Case). Economic analysis was then – as already mentioned above – performed for customers and e-mobility providers in order to rate the plausibility of the concepts Grid to Vehicle (G2V) and Vehicle to Grid (V2G). Correspondingly, results and recommendations were derived from the technical, economic as well as political/regulatory point of view.

Results and conclusions of the project

As already mentioned, the main goal of this project is to derive the technical needs as well as economic impacts of different interface solutions (visualisation and graphical user interface) for e-mobility customers. Therefore, three use cases were analysed in order to draw conclusion for a follow up implementation plan within the Smart Grid Model Region of Salzburg. In addition to the proposed projects goals first interface designs were already programmed as a basis for following improvements in the future implementation phases.

To summarize the main project outcomes it can be stated that an implementation of a Vehicle to Grid solution can currently not be recommended from an economic point of view (due to high battery degradation cost). On contrary, the concept Grid 2 Vehicle (utilising active charging control solutions) offers a robust tool towards a more efficient utilisation of the existing grid infrastructure. Thus, an implementation of active car charging solutions in the model region is recommended. The project also showed that a smart car charging concept is feasible technically as well as economically. Adequate interface solutions thus offer the possibility of a broader product portfolio of the ElectroDrive GmbH. In addition, the following essential conclusions were derived:

- An intelligent integration of electric cars into the grids has to consider the mobility needs of the customers, typical electric vehicle parameters (consumption) as well as the state of charge of vehicle batteries. Furthermore, the existing and future utilisation of the grids and the existing generation mix has to be considered in the charging strategies.
- In order to charge 1 million electric vehicles in Austria solely 3% of additional electricity generation (compared to total consumption) is necessary [Source: Untersuchung über die Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die Stromwirtschaft 2009]. On contrary, the peak demand (capacity) could rise by 170%.
- For a evaluation period of 48 months for the customer there is no significant difference if the car is charged via existing plugs (Worst Case) or via an extra home charging station (Start Case). The existing monetary advantage of the Start and Future Cases compared to the Worst Case mainly can be found due to Economies of Scale (higher purchase volumes of the e-mobility provider) as well as a subsidy of vehicles (subsidy of the Austrian Klima- und Energiefonds for the model region). Even more, in the Worst Case, there is no business model for the ElectroDrive GmbH and a higher risk of grid congestions and monetary impacts for grid operators due to e-mobility integration has been found.
- The Start Case shows positive present values from ElectroDrive's perspective if the car selling goals are achieved. The present value would improve significantly if no extra metering points for car charging were required (currently not allowed). If allowed, the allocation of monetary advantages for ElectroDrive and the customers needs to be discussed by regulation.
- The interface cost (e.g. for Smartphones or Tablet PCs) in the Future Case are about 2% of total e-mobility cost, if they are paid by customers. If the interfaces are provided by ElectroDrive a significant present value reduction of up to 30% has been calculated. Thus, the utilisation of already existing devices is recommended.
- From the current perspective, the communication should be implemented from the aggregator via the charging station to the electric car, because the necessary standards are developed for such a solution. A future integration of the interface into the car is also a possible solution

Summary and Outlook

The project “V2G – Interfaces” and the performed analyses provide improved knowledge towards necessary technical and communication needs as well as applicable standards for implementation of future visualisation solution in the e-mobility sector, especially for the concepts of G2V and V2G.

The collected results are a basis for the implementation within the projects “HiT” and “DG DemoNetz LV Grid” in order to address the planned field tests of the developed interfaces. Thus, even more experience on the applicability of the project outcomes can be derived for the ElectroDrive GmbH. In order to do that, the following aspects have to be clarified in the above mentioned projects:

- Implementation of IEC 15118 into the home charging station (better communication between vehicle and infrastructure). This will be done after the norm is made available by the provider Siemens Bacon
- For the aggregator it has to be clarified which stakeholders are addressed, which information about grid and market status are exchanged, which norms of IEC 61850-X have to be implemented (for load control) and which security standards are applied.
- An adequate ICT-solution has to be developed to address the needs of several synergetical projects (e.g. Consumer2Grid, Vehicle 2 Grid; Building 2 Grid) and needs to be integrated into the existing ICT-strategy of the Salzburg AG

To sum up, it will depend on gathered field test results to rate whether or how the analysed concepts can be implemented in daily e-mobility and grid operation in the model region – depending on long term user acceptance. The basis for that is delivered by this project (as also has been planned in the project proposal) by rating the technical and economic feasibility of future interface solutions for Vehicle to Grid and Grid 2 Vehicle concepts.



1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Der sich abzeichnende Strukturwandel des österreichischen Energiesystems, hervorgerufen durch den verstärkten Einsatz von Elektromobilität, wird vor allem die Anforderungen an den Systembetrieb signifikant erhöhen. Notwendige Effizienzsteigerungen können unter anderem durch die netzorientierte Systemintegration von Elektromobilitätskunden erreicht werden. Dabei sollte vorhandene Netzinfrastruktur von einer steigenden Zahl von Elektromobilen bestmöglich genutzt werden. Dieses Optimierungskalkül erfordert jedoch die detaillierte Erfassung unternehmensinterner Prozesse sowie die Definition zukünftiger Geschäftsmodelle, die einerseits einen größtmöglichen Komfort der Kunden sicherstellen, andererseits aber Nutzen für den Systembetreiber entstehen lassen sollen. Im Sinne einer strategischen Positionierung in Richtung Kundenintegration in Vehicle-to-Grid Konzepte stellt sich die Frage, welche Lösungen in einem geeigneten Betreibermodell technisch möglich, umsetzbar und ökonomisch sinnvoll erscheinen, sowie Chancen haben, in Demonstrationsgebieten erprobt zu werden.

Die Salzburg AG hat durch die Gründung von „The Mobility House“ in Österreich einen großen Schritt in die Richtung der Umsetzung von Elektromobilität gemacht. Das Projekt SGMS Vehicle2Grid Interfaces hat zum Ziel, die Realisierbarkeit zukünftiger Elektromobilitätsszenarien zu untersuchen, welche auf einem Abgleich der Anforderungen des Nutzers, des Netzes und der Energiebereitstellung fundieren. Zentraler Fokus liegt dabei auf den erforderlichen Interfaces zum Elektromobilitätsnutzer.

Daher stellen sich die zentralen Aufgaben dieses Projektes wie folgt dar:

- Ein technisches Anforderungsheft für Hard- und Softwarelösungen, maßgeschneidert für das Unternehmen Salzburg AG unter Einbeziehung von Experten der Siemens Österreich AG
- Geschäftsmodelle und zugehörige Visualisierungskonzepte für Vehicle-to-Grid Anwendungen in der Modellregion Salzburg
- Ein Anforderungsheft für plattformunabhängige Visualisierungsapplikationen
- Ein Umsetzungsplan (Implementierungs- und Business-Plan) für die konkrete Umsetzung einzelner Lösungsansätze

Der Schwerpunkt dieses Berichtes liegt in der wirtschaftlichen Beurteilung einer für ein Smart Grid fähigen Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) sowie einer Schnittstelle für die Integration des Nutzers. Im Rahmen dieses Berichtes fertigt einer der Autoren – Enrico Nauck – seine Masterthesis an. Diese enthält Teile dieses Berichtes, legte aber den Schwerpunkt auf die Informationssicherheit der IKT.

1.2 Schwerpunkte des Projektes

Privat genutzte Fahrzeuge werden im Schnitt nur für einen kleinen Zeitraum tagtäglich genutzt. Nach [1] beträgt die tägliche Fahr- und damit Nutzungszeit im Schnitt 62 Minuten. Der Schwerpunkt der Nutzung wird durch Pendelfahrten zwischen Wohn- und Arbeitsstätte gebildet.

Umgekehrt bedeutet dies, dass jedes privat genutzte Fahrzeug nahezu 23 Stunden je Tag ungenutzt auf einem Parkplatz oder in einer Garage abgestellt wird. Dieses Zeitfenster bietet sich daher ideal für die Beladung des Fahrzeuges an. Im Rahmen dieses Berichtes wird daher „die Ladung beim Kunden“ bzw. „die Ladung auf einem privaten Parkplatz“ mittels einer beim Nutzer zu Hause (Betrieb) installierten Ladestation betrachtet.

Im Gegensatz dazu steht der Zugang zu Energie an öffentlichen Ladestationen: Hier möchte der Kunde sein Fahrzeug möglichst in kurzer Zeit mit Energie laden. Würde hierbei der Ladeprozess durch Parameter auf Seiten des elektrischen Netzes sowie der Bereitstellung von Energie eingeschränkt werden, würde somit der Mobilitätswunsch des Nutzers an dieser öffentlichen Ladestation eingeschränkt werden. Die öffentliche Infrastruktur kann in der Zukunft bei Bedarf mit den bei der Heimpladestation gewonnenen Erkenntnissen adaptiert werden.

Der zentrale Inhalt dieses Projektes ist die Konzeption von Interaktionsportalen für Elektromobilitätskunden in der Smart-Grid-Modellregion Salzburg festzulegen und die Anforderungen bzw. Kosten-Nutzen Verhältnisse einer zukünftigen Vehicle-to-Grid Lösung zu quantifizieren.

Die im Projektverlauf durchgeführten ökonomischen Analysen zeigen jedoch, dass ein aktives Rückspeisen vom Fahrzeug ins Netz bei derzeitigen Batteriekosten nicht sinnvoll ist. Der Fokus wurde daher auf geregeltes Laden im Sinne von „Grid-to-Vehicle“ gelegt. Aus diesem Grund ist im Folgenden auch von „Grid-to-Vehicle“ (G2V) die Rede.

Für die Quantifizierung wurden vier Schwerpunkte, respektive Arbeitspakete des Projektes gesetzt. Diese setzen sich im Wesentlichen aus der *Vehicle-to-Grid Systemanforderung*, der *IT-Integration*, der *Plausibilitätsanalyse* und einem *Umsetzungsplan* zusammen.

- Begonnen wird im Zuge der *Vehicle-to-Grid Systemanforderung* mit der Definition von geeigneten Geschäftsmodellen für Vehicle-to-Grid Applikationen unter Kategorisierung in Markt- und Konfigurationskomponenten (vgl. [2]). Aufbauend darauf werden die Randbedingungen einer Vehicle-to-Grid Systemintegration aus technischer Sicht festgelegt und ein Anforderungsheft für die Hard- und Softwareapplikationen erstellt.
- Ziel der *IT-Integration* ist es, die Einführung der Elektromobilität in existierende Elektrizitätsnetze aus Sicht der IT zu bewerkstelligen. Dazu werden zuerst die Kundenbedürfnisse, also die Nutzeranforderungen der Elektromobilitätskunden geklärt. Dies wurde mit einem Workshop bezüglich der Kundenwünsche an ein Elektromobilitätsinterface realisiert, wobei auch Synergien zu anderen Projekten der Smart Grids Mo-

dellregion genutzt wurden. Die daraus entstehenden Datenanforderungen werden als Inputs für die einzelnen Geschäftsstrategien und Visualisierungskonzepte verwendet. Als wichtigster Teil dieses Schwerpunkts kann die Konzeption von Softwarearchitekturen und Anwendungsfeldern genannt werden. Es werden geeignete Softwaresysteme entworfen und Hardwarearchitekturen gefunden, um den verschiedenen Anwendungen gerecht zu werden. Diese Anwendungen setzen sich z.B. aus Abrechnungssaplikationen, Füllstandanzeige des Autos usw. zusammen. Abschließend wird ein Masterplan zur IT-Integration in derzeitige Systeme erstellt und dient dabei als Input für den allgemeinen Umsetzungsplan in Arbeitspaket (AP) 4.

- Das Arbeitspaket 3, die *Plausibilitätsanalyse*, sieht in einem ersten Schritt eine detaillierte Kostenerfassung zu den Arbeitspaketen 1 und 2 vor. Für technisch sinnvolle IT-Systemlösungen der betrachteten Geschäftsmodelle werden die relevanten Kosten und Nutzen erhoben. Anschließend wird daraus eine Kosten/Nutzen-Analyse aus Sicht des Elektromobilitätskunden und aus Sicht der Betreibergesellschaft (ElectroDrive) erstellt. Aus den Erfahrungen der vorangehenden Tasks in AP3 werden schließlich jene Lösungsvorschläge für den Umsetzungsplan in Arbeitspaket 4 abgeleitet, die sowohl technisch als auch ökonomisch plausibel darstellbar sind.
- Im letzten Arbeitspaket wird ein *Umsetzungsplan*, unter Berücksichtigung der vorhergehenden Tasks und Arbeitspakete realisiert. Dieser Umsetzungsplan setzt sich aus einem Implementierungsplan, einen Business- sowie Zeitplan zusammen. Im Implementierungsplan wird dargestellt, in welchen Gemeinden, mit welchen Projektpartnern und für welche Kundengruppen die Umsetzung stattfindet. Der Business- und Zeitplan definiert geeignete Entwicklungs- und Finanzierungspartner und beschreibt die zeitliche Vorgehensweise.

1.3 Einordnung in das Programm

Energiestrategische Ziele – Das zentrale vom Projekt verfolgte Ziel ist die *Unterstützung einer ökologischen, ökonomisch sinnvollen und sozial dauerhaften Kundenintegration ins Energiesystem*. Zur erfolgreichen Netzintegration von Elektromobilität in vorhandene Mittel- und Niederspannungsnetzinfrastrukturen ist ein Nutzen der zeitlichen Flexibilitäten im Ladeprozess unumgänglich, was wiederum nur durch Interaktion mit dem Fahrzeugnutzer möglich ist. Die schrittweise Anpassung bestehender Systeme in Richtung Vehicle-to-Grid in Kombination mit geänderten Verbrauchsverhalten und überlagerten Netzeigenschaften stellen Nachhaltigkeitsmerkmale zur forcierten Integration erneuerbarer Energien in Österreich dar. Zur Einführung der erwähnten Konzepte werden entsprechende Visualisierungskonzepte entwickelt, die eben diese ökologisch sinnvollen, ökonomisch leistbaren und sozial dauerhaften Konzepte neuer Systemintegrationsansätze den bestehenden Elektrizitäts- und Mobilitätskunden der Salzburg AG bewusst machen.

Ein zentrales Ziel dieser Durchführbarkeitsstudie liegt in der *Bewusstseinsbildung beim Kunden zum Thema Energieverbrauch*. Durch neue Visualisierungskonzepte erhalten Kunden zeitnah ein Feedback zu ihrem Verbrauchsverhalten (vor allem im Mobilitätssektor). Insbesondere ein Vergleich mit konventionellen Systemen der Energiedienstleistungsbereitstellung verankert den nachhaltigeren Umgang mit Energie im Bewusstsein der Nutzer.

Dies führt auf den *Beitrag zur Energieeffizienzsteigerung und Verbrauchsminderung* des Projektes. Durch die Steigerung des Bewusstseins zum Energieverbrauch und dessen Kosten (CO₂-Footprint) zeigen internationale Studien, dass es möglich ist, eine Energieverbrauchsreduktion zu erreichen. Zudem ermöglicht eine systemnahe Elektromobilitätsintegration und entsprechende Interaktionsmöglichkeiten mit der Kundenseite eine Effizienzsteigerung in der Bereitstellung der Energiedienstleistungen (Verlustreduktion durch lokale Konsumation).

Systembezogene Ziele–Durch den verstärkten Einsatz von Elektromobilitätsanwendungen in der Modellregion Salzburg wird ein signifikanter Beitrag zur Reduktion des Treibstoffverbrauchs in Salzburg erwartet. Auch die Kombinationslösungen mit öffentlichen Verkehrsmitteln der Stadt Salzburg tragen zu diesem Ziel bei. Zudem wird durch die Komfortsteigerung mit synergetisch genutzten Visualisierungskonzepten eine weitere Zunahme der Elektromobilitätskunden erwartet, welche sich positiv auswirken wird. Insgesamt resultiert eine *Reduktion des Verbrauchs endlicher Energieressourcen*.

Das gegenständliche Projekt sollte eine möglichst plattformunabhängige Entwicklung von Visualisierungskonzepten zur aktiven Kundeneinbindung bei V2G Lösungen ermöglichen. Die *Optionenvielfalt der technologischen Entwicklung in neuen Märkten* wird dabei gestärkt.

Durch neue Konzepte der verbrauchergesteuerten Vehicle-to-Grid Systemlösungen können einerseits *Systemeffizienzen gesteigert* werden, wenn Kundengruppen adäquat reagieren. Auf der anderen Seite wird ermöglicht, dass die *Integration dezentraler und erneuerbarer*

Energieträger durch systemgesteuerte Betriebsweise erleichtert wird. Dies kann beispielsweise in geringeren Netzkosten resultieren und vielerorts als Folge die Wirtschaftlichkeit von Erzeugeranlagen positiv beeinflussen, wenn Elektromobile lokal als Senken für erneuerbar erzeugten Strom dienen.

Die zuvor geschilderten Optionen der vermehrten Systemintegration sowie geringer CO₂-Emissionen durch verminderten Treibstoffverbrauch wirkt sich unterstützend auf die *Erreichung der österreichischen Klimaziele* aus.

Technologiestrategische Ziele – Das Projekt *unterstützt einen Innovationssprung*, indem neue Visualisierungskonzepte für Vehicle-to-Grid Applikationen mit bereits existierenden Technologien dem Kunden zugänglich gemacht werden sollen. Vor allem auf einen Komfortgewinn auf der Kundenseite wird geachtet und soll dadurch eine breite Marktdurchdringung erreichen.

Durch die Beschaffenheit des Projektkonsortiums wird eine *enge Kooperation zwischen Forschung und Wirtschaft* ermöglicht. Auch die geplanten Folgeprojekte zur Entwicklung und Demonstration sehen diese Vorgangsweise vor. Durch die Implementierung neuer Visualisierungskonzepte direkt beim Kunden sammelt die Salzburg AG Technologieerfahrungen sowie Kompetenz im täglichen Systembetrieb, die ansonsten nur sehr schwer von Industrieunternehmen erreicht werden können. Durch gleichzeitiges Erreichen eines gesteigerten Energiebewusstseins auf der Kundenseite erhöht sich als Folge die gesamtsystemische Klimakompetenz auf Kunden- und Unternehmensseite. Dadurch wird die *Stärkung der Technologie- und Klimakompetenz österreichischer Unternehmen*, in diesem Fall der Salzburg AG und der Zielgruppe dieses Berichtes, unterstützt.

1.4 Verwendete Methoden

AP1: Systemanforderungen

Dieses Arbeitspaket ermittelt die technischen Parameter der Systemintegration einer breitflächigen Grid-to-Vehicle-Implementierung in Salzburg. In diesem Zusammenhang werden mögliche Geschäftsmodelle (-strategien) der Kundeneinbindung identifiziert und deren unternehmensinterne Umsetzbarkeit analysiert. Dazu wurde eine Systemanalyse der IT-Systeme innerhalb der Salzburg AG durchgeführt und festgehalten, was mit welchem Aufwand umsetzbar ist. Eine entsprechende Definition von möglichen Geschäftsmodellen (unterteilt in Markt- und Konfigurationskomponenten) baute darauf auf.

AP2: IT-Integration

Im Arbeitspaket IT-Integration besteht die Methodik in einem ersten Schritt in einer umfassenden State-of-the-Art-Analyse von IT-Systemen für Elektromobilität. Da in diesem Bereich zur Zeit eine Reihe von wissenschaftlichen, aber vor allem industriellen Aktivitäten vorzufinden sind, wird hier eine erweiterte Expertenbefragung (ausgehend vom Projektpartner Siemens AG über verwandte Projekte bis hin zu weiteren Industriekontakten) gewählt.

In einem zweiten Schritt wird dann eine Literaturrecherche zur Synthese der technischen Randbedingungen und Geschäftsmodellen zur Konzeption einer geeigneten Softwarearchitektur durchgeführt. Ein Workshop zum Interfacedesign unterstützt die Ausgestaltung der Anforderungen an das Benutzer-Interface.

AP3: Plausibilitätsanalyse

Im Arbeitspaket 3 wird als Hauptmethode die Kosten Nutzen Rechnung herangezogen. Vorteilhaft erweist sich diese Methodik, da hier an Hand von Barwertberechnungen die zurechgelegten Geschäftsmodelle monetär verglichen werden können. Diese Geschäftsmodelle wurden dazu im Arbeitspaket 1 definiert. Zuerst werden die notwendigen Parameter zusammengestellt die grundlegend für das Gegenüberstellen von Kosten- und Nutzenaspekten sind. Mit diesen Parametern werden in einem weiteren Schritt die Geschäftsmodelle aus Sicht des Elektromobilitätskunden und aus Sicht der ElectroDrive als Elektromobilitätsdienstleister bewertet.

AP4: Umsetzungsplan

Im Zuge des Umsetzungsplanes wurden die während des Projekts erarbeiteten Elektromobilitäts-Interfaces analysiert und darauf fehlende Komponenten abgeleitet.

1.5 Aufbau der Arbeit

Der Projektbericht ist folgendermaßen strukturiert:

- Im nachfolgenden Kapitel 2 werden die im Projekt durchgeführten Arbeiten dokumentiert. Für die theoretischen Analysen werden Fragestellung, Methodik und verwendete Daten detailliert dargestellt.

Im Abschnitt 2.1 werden Ansätze der Integration elektrischer Fahrzeuge in das elektrische Netz sowie die hierfür benötigten technischen Rahmenbedingungen beschrieben. Aussagen, wie die Elektromobilität innerhalb der Salzburg AG strategisch positioniert werden kann, werden im Abschnitt 2.2 getroffen. Im Abschnitt 2.3 werden die für die Netzintegration erforderlichen Anforderungen an die IT-Integration und entsprechende Softwarearchitekturen erarbeitet. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen erfolgt eine Beschreibung der elektrotechnischen Systemanforderungen. Im Abschnitt 2.5 werden die erarbeiteten Konzepte und Geschäftsmodelle einer Plausibilitätsanalyse unterzogen, die eine prinzipielle Umsetzbarkeit prüft. Abschließend wird in Abschnitt 2.6 ein Umsetzungsplan für die Smart Grids Modellregion Salzburg entworfen.

- Kapitel 3 beinhaltet die Projektergebnisse, Schlussfolgerungen und deren Interpretation.
- Ein Ausblick und Empfehlungen werden in Kapitel 4 gegeben. In den Anhängen werden Hintergrundinformationen und Detaillergebnisse dargestellt.



2 Inhaltliche Darstellung

2.1 Skizzierung geeigneter Geschäftsmodelle für die Elektromobilität

Elektromobilität bietet für die Stromerzeugung und den -vertrieb die Möglichkeit einen Mehrabsatz zu generieren. Diese Form der Mobilität erfordert für das Aufladen der Fahrzeugbatterien den Zugang zu einem Versorgungsnetz – die Schnittstelle zwischen elektrischem Netz und Fahrzeug bildet hierbei die Ladeinfrastruktur.

Nach der Studie „Elektrofahrzeuge - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf“ des VDE [3] haben innerhalb eines Verteilsystems folgende Kriterien unmittelbar Einfluss auf die Struktur des Versorgungsnetzes:

- Anzahl der angeschlossenen Elektrofahrzeuge
- deren spezifischen batterietechnischen Eigenschaften
- die Art und Nutzung der vorhandenen Ladeinfrastruktur
sowie das
- Mobilitäts- und Ladeverhalten durch den Nutzer.

Ergänzend hierzu muss die Ladeleistung sowie die Art der Ladung (ein- oder dreiphasig) angeführt werden.

Nachfolgend werden zwei Lade-Szenarien aufgezeigt, welche mit der heutigen Infrastruktur bereits möglich sind. Zukünftig wird die bestehende Energieversorgung durch die Implementierung von Informations- und Kommunikationstechnik im Rahmen des so genannten Smart-Grids neue Funktionen erfüllen. Diese Vision wird in einem anschließend dritten Szenario betrachtet.

2.1.1 Szenario: Ungesteuertes Laden (Worst Case)

Bei den heute auf dem Markt vorhandenen Elektromobilen erfolgt die Ladung noch ungesteuert. Ungesteuert bedeutet in diesem Fall, dass unmittelbar mit dem Verbinden des Fahrzeuges an die Stromversorgung der Ladevorgang der Batterien eingeleitet wird.

Im folgenden Abschnitt werden zunächst die technischen Bedingungen für eine ungesteuerte Integration von Fahrzeugen in das Netz dargestellt. Anschließend wird gezeigt, wie sich das ungesteuerte Laden auf den Leistungs- und Energiebedarf auswirkt.

2.1.1.1 Technische Voraussetzungen für das ungesteuerte Laden

Aus der Studie „Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft“ [4] lässt sich ableiten, dass der Nutzer eines Elektrofahrzeuges in erster Linie dort sein Fahrzeug laden möchte, wo es am häufigsten steht. Vorrangig handelt es sich hierbei um Stellflächen in unmittelbarer Nähe zur Wohn- und Arbeitsstätte des Fahrzeugführers.

Das Arbeitspaket 5 der Studie „Elektrofahrzeuge intelligent ans Netz (ELAN 2020)“ [5] unterscheidet hierbei Flächen auf privaten Parkraum (Garage, Carport, Großraumgarage, Parkplätze vor Supermärkten, ...) bzw. öffentlichen Parkraum (Parkplätze auf kommunalen Gebiet, ...).

Eine vorrangige Rolle spielt hierbei die Möglichkeit der Ladung im privaten Parkraum. Bei der eigenen Garage oder dem eigenen PKW-Stellplatz ist der Fahrzeug-Stellplatz fest einem Fahrzeug zugeordnet. Dadurch hat der Fahrzeugnutzer in der Regel immer die Möglichkeit, sein Fahrzeug zu laden.

Untersuchungen zum Individualverkehr haben in Österreich [6] und Deutschland [7] gezeigt, dass es wochen- und tageszeitliche Unterschiede im Verkehrsaufkommen als auch in der Anzahl der zurückgelegten Kilometer gibt. Aus beiden Studien ist erkennbar, dass der größte Teil der Fahrten zwischen 5:00 und 8:00 Uhr beginnt und zwischen 18:00 und 20:00 Uhr endet. Weiterhin ergibt sich, dass nahezu alle Fahrzeuge in den Nachtstunden von 22:00 bis 4:00 Uhr dem ruhenden Verkehr zuzuordnen sind.

Die Untersuchungen der „Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft“ [4] nennen auch den Zusammenhang zwischen der abendlichen Ankunft des Elektrofahrzeuglenkers und dem Peak in der Energieversorgung in den Abendstunden. Mit Ankunft werden durch den Nutzer verschiedene Verbraucher wie Waschmaschine oder TV in Betrieb genommen – folglich steigt der Leistungsbedarf.

Ein Mehr-Bedarf an Leistung, zusätzlich zu den bestehenden Lastspitzen, würde dann bestehen, wenn der Nutzer mit seinem Elektrofahrzeug nach Hause kommt und sein Fahrzeug mit dem Stromnetz verbindet. Mit dem Anschluss wird der ungesteuerte/ungeregelte Ladeprozess der Fahrzeugbatterie unmittelbar eingeleitet. Der Anschluss erfolgt hierbei an eine, in jedem Haushalt zu findende, Schutzkontaktsteckdose (Schuko-Steckdose).

Das grundsätzliche Prinzip des ungesteuerten Anschlusses eines Fahrzeuges an das Energienetz wird in Abbildung 1 gezeigt. Der Anschluss eines Gebäudes erfolgt über den Hausanschluss an das Niederspannungsnetz. Der Hausanschluss beinhaltet den Messplatz für die Installation eines Zählers. Hinter dem Hausanschluss wird der Strom aufgeteilt und den Verbrauchern zugeführt. Zu diesen gehört das Elektrofahrzeug, welches über eine Schuko-Steckdose an die Stromverteilung angeschlossen wird. Unter der Voraussetzung, dass der Nutzer Energie über einen von ihm gewählten Ökostromanbieter bezieht und sein Fahrzeug an der eigenen Ladestation auflädt, fährt er mit seinem Fahrzeug ohne Ausstoß des Treibhausgases Kohlendioxid.

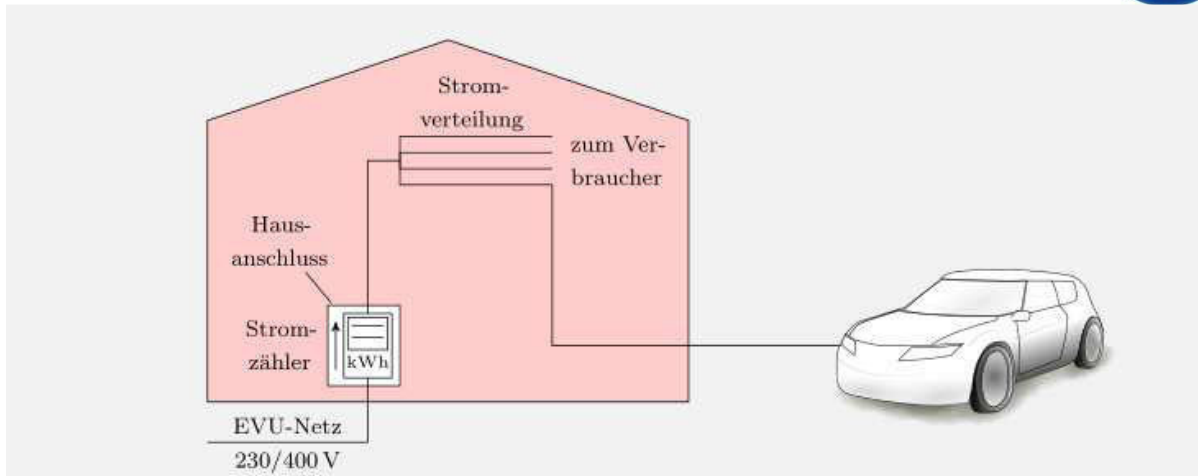


Abb. 1: Prinzip des Anschlusses eines Elektrofahrzeuges an die Hausstromversorgung

Zur sicheren Gestaltung der Ladung wurden in der IEC 61851 [8] mögliche Ladebetriebsarten beschrieben. Bei einer ungesteuerten Ladung findet die „Ladebetriebsart¹ 1 bzw. 2“ Anwendung. Diese Ladebetriebsarten erfordern neben einer Fehlerstrom- und einer Schutzeinrichtung einen Netz- sowie einen Schutzleiter. Wesentlicher Unterschied zwischen Mode 1 und Mode 2 ist eine mit dem Fahrzeug mitgelieferte „In-Cable Control Box“, die bei einer Mode 2-Ladung dem Fahrzeug ein Signal (Pilotfunktion) zur Ladung gibt und damit den Ladestrom auf 10 oder 13,3 A begrenzt. Ein entsprechendes Mode 2-Kabel mit integrierter „In-Cable Control Box“ ist in Abbildung 2 dargestellt. Die Verbindung zwischen dem Fahrzeug und der Steckdose kann hingegen nicht überwacht werden.

¹ Im Folgenden wird der Begriff der „Ladebetriebsart“ auch mit der englischen Bezeichnung „Mode“ beschrieben.



Abb. 2: Für die Beschränkung des Ladestromes wird bei einer Mode 2 Ladung eine „In-Cable Control Box“ verwendet.

Bei einer Ladung wird die Steckverbindung unter Umständen mit dem maximalen Strom bzw. der maximalen Leistung belastet. Der maximale Strom beträgt hierbei 16 A. Durch den Übergangswiderstand zwischen Stecker und Buchse besteht die Gefahr einer Überhitzung, welche ggf. zu einem Brand führen kann. In [9] wurden technische Lösungen für die Sicherheit elektrischer Verbindungen betrachtet. Kernaussage ist, dass die derzeit handelsüblichen Schuko-Steckverbindungen nur für einen kurzfristigen Betrieb ausgelegt sind und somit die durch die E-Mobilität gestellten Anforderungen nicht erfüllen. Ein weiterer Grund gegen einen Einsatz der Schukosteckdose liegt in dem eingeschränkten Einsatz im öffentlichen Bereich. Schuko-Steckdosen werden nach der ÖVE/ÖNORM 61242 (Norm für Haushaltssteckvorrichtungen), Industriesteckverbindungen (CEE) hingegen werden entsprechend der Norm IEC/EN 60309-1 geprüft. Unterschiede zwischen den beiden Normen bzw. der Prüfung bestehen grundsätzlich in den folgenden Bereichen:

- Temperaturbereich
- Schlagfestigkeit
- Ergonomie
- Beständigkeit gegen Umwelteinflüsse

Auf Grund der oben angeführten Argumente wird der maximale Ladestrom durch die „In-Cable Control Box“ reduziert. Bei Messungen bei den derzeit im Handel verfügbaren Fahr-

zeugen wird der maximal verfügbare Ladestrom nicht ausgeführt. Er beträgt max. 13,3 A bei dem aus Norwegen stammenden Think City. Hierbei werden etwa 3,3 A für die Beheizung der Batterie² verwendet. Somit reduziert sich der eigentliche Ladestrom auf 10 A.

Tab. 1: Ladeverhalten Think City 20.07.2010 Power Charging

Datum	Ladedauer	Akkukapazität	Energiemenge	Strom	Spannung	Leistung	Kosten
	hh:mm		kWh	A	V	W	€
20.07.2010	10:30	16%	0,03	11,4	223	2557	0,0043
20.07.2010	11:36	20%	2,77	11,1	224	2480	0,4709
20.07.2010	13:48	38%	8,25	11,3	227	2510	1,4025
20.07.2010	15:03	45%	11,62	13,0	222	2880	1,9754
20.07.2010	16:06	52%	14,27	11,0	223	2481	2,4259
20.07.2010	20:50	85%	25,86	12,0	223	2544	4,3962
20.07.2010	22:30	95%	29,23	6,1	229	1396	4,9691
21.07.2010	07:26	100%	31,93	0,4	226	52	5,4281

Fahrleistung vor Messung	133,5 km
Leistung max	3011 W
Strom max	13,3 A
Leistung Durchschnitt	1520 W
Strom Durchschnitt	6,7 A

Mit dieser Reduktion der maximalen Stromstärke auf 13,3 A reduziert sich bei einer 1-phasigen Ladung die zu übertragende Leistung um etwa 17 % gegenüber der 16 A-Ladung. Bei einem Ladestrom von 10 A reduziert sich die Ladeleistung auf zwei Drittel. Tabelle 2 zeigt die Leistung in Abhängigkeit der Stromstärke

Tab. 2: Maximaler Leistungswerte eines ladenden Fahrzeuges in Abhängigkeit von der Stromstärke (einphasige Ladung)

Spannung U/V	Strom I/A	$PW = U * I$
230	16,0	3680
230	13,3	3059
230	10,0	2300

Ein Grund für die Reduktion auf 10 A ergibt sich aus der weltweit verschiedenen Standardisierung der Absicherung von Steckdosen und Stromkreisen. Diese beträgt zum Beispiel auf

² Bei der im Think verbauten Batterie handelt es sich um eine Hochtemperaturbatterie bei der die Betriebstemperatur auf ca. 300 °C gehalten werden muss.

den britischen Inseln 13 A [10]. In Österreich und Deutschland wird die Versorgung in mehrere Stromkreise hinter der Hauptsicherung aufgeteilt. Dabei erfolgt die Absicherung in der Regel mit 10, 13 oder 16 A.

2.1.1.2 Ladeverhalten bei ungesteuerten Laden

In der Abbildung 3 ist der ungesteuerte Prozess einer Fahrzeugladung verdeutlicht. Die Grafik illustriert beispielhaft den durchschnittlichen Maximal-Leistungsbedarf eines Haushaltes innerhalb eines typischen Ortsnetzes unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten. Hierbei wurden folgenden Annahmen getroffen:

- Zähler in Haushalten erfassen – anders wie bei einem Großteil von Gewerbe- und Industriekunden – nur die verbrauchte Energie, jedoch nicht die aus dem Netz bezogene Leistung. Dadurch ist es nicht möglich, auf bisherige Messergebnisse zurückzugreifen. Das gezeigte Profil orientiert sich in seinem Verlauf am Standardlastprofil für Haushaltskunden (H0-Profil, Quelle: Salzburg AG) für einen Wintertag. Dieses Profil wurde auf einen durchschnittlichen Peakwert von etwa 5 kW skaliert, was einem langjährigen Erfahrungswert bei der Dimensionierung von Niederspannungsnetzen in reinen Wohnsiedlungen (Quelle: Salzburg AG) entspricht. Zusätzlich unterliegt der Leistungsbedarf in seinem Verlauf Schwankungen. Dieses wurde in das abgebildete Leistungsprofil eingerechnet.
- Weiterhin wird in der Grafik der durch eine Fahrzeugladung verursachte Leistungsbezug illustriert. Das Fahrzeug wird nach Ankunft um 18:00 Uhr an die Steckdose angeschlossen und beginnt unmittelbar darauf mit der Ladung.

In der Grafik wird das Verhalten einer Mode-1-Ladung dargestellt. Wie bereits oben beschrieben, wird der Ladestrom bei einer Mode-1-Ladung nicht begrenzt, so dass die maximal mögliche Ladeleistung anfangs 3680 W beträgt. Der Kurvenverlauf beschreibt hierbei eine Sprungfunktion. Die Batterie wird hierbei anfangs mit der vollen Ladeleistung geladen. Ab einem Ladezustand (State-of-Charge (SoC)) von ca. 60 % fällt die Ladeleistung exponentiell auf eine minimale Ladeleistung (vgl. [11]). Diese beträgt im Idealfall 0 W, was in der Grafik ebenso dargestellt ist.

Die durch das Fahrzeug bezogene Energie beträgt 4,82 kWh je Tag [1]. Das entspricht einer Fahrleistung von 34,7 km je Tag.

Wie in der Grafik erkennbar, gibt es einen direkten Zusammenhang zwischen der Heimkehr der Bewohner und dem Leistungsbedarf. Durch die Einführung elektrischer Fahrzeuge wird sich diese Leistungsspitze noch vergrößern.

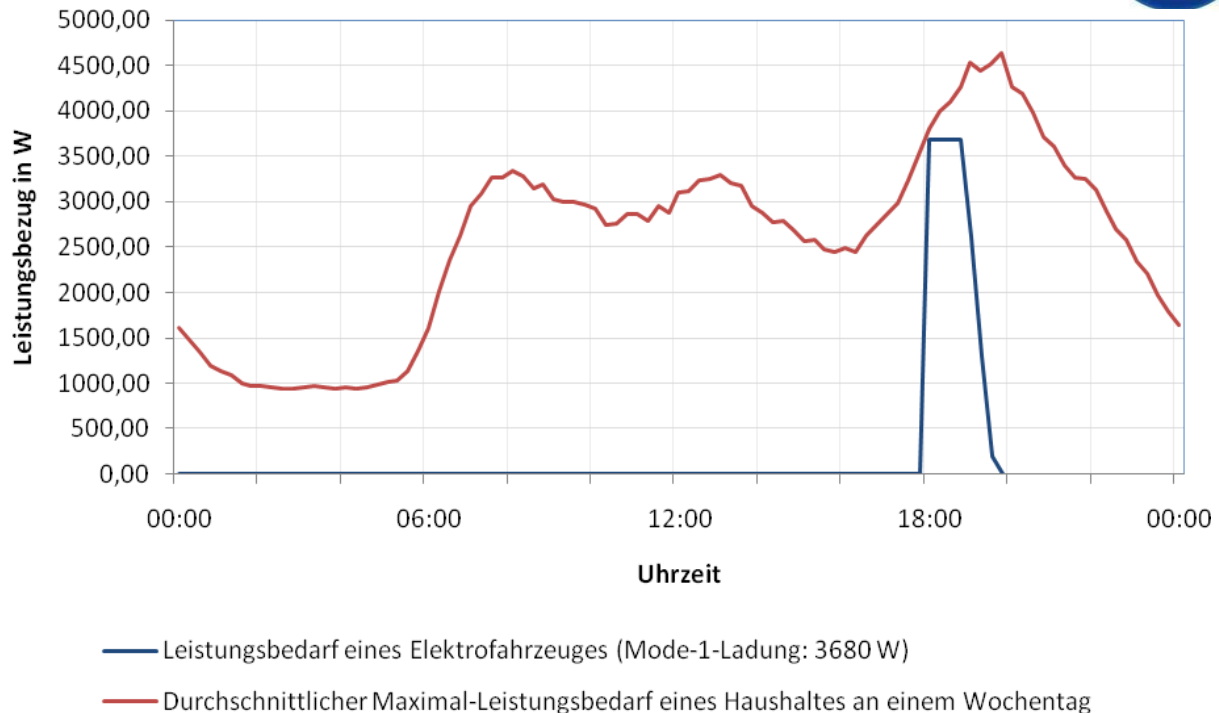


Abb. 3: Vergleich des durchschnittlichen maximalen Leistungsbedarfes eines Haushaltes mit dem Leistungsbedarf eines zu ladenden Elektrofahrzeuges. Bei der Fahrzeugladung wurden die Mode-1-Ladung mit einer maximalen Leistung von 3680 W betrachtet (Datenquelle: Haushalt - Salzburg AG; Fahrzeug – nach General Electronics Battery Co. [11], Litzlbauer / TU Wien [1])

An einer Schuko-Steckdose beträgt die maximale Ladeleistung 3680 W je Fahrzeug. Fallen der Zeitpunkt des Anschlusses des Fahrzeuges an eine Steckdose sowie der bereits existierende Peak zeitlich zusammen, beträgt die durchschnittliche zu erwartende Maximalleistung ca. 8,5 kW je Haushalt – das entspricht 170 % gegenüber dem Haushalt ohne Elektrofahrzeug.

2.1.1.3 Auswirkungen der ungesteuerten Ladung

Aussagekräftiger als die Beschreibung des Leistungsbedarfes eines Elektrofahrzeuges auf einen Netzanschluss wären Aussagen darüber, welche Auswirkungen die Elektromobilität auf Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze hat.

Konkrete Aussagen über die Auswirkungen können heute noch nicht getroffen werden, da es für die Einbindung der Elektromobilität noch keine Erfahrungswerte gibt. Erste Vermutungen über die Auswirkungen wurden in der Zusammenfassung der Studie ELAN 2020 [12] getroffen. Hier heißt es, dass in Hochspannungs- und Verteilnetzen kurz- und mittelfristig keine Überlastungen erwartet werden. In regional und lokal begrenzten Bereichen der Mittel- und Niederspannung können jedoch hohe Netzbelastungen sowie -engpässe auftreten.

Das ist zum Beispiel dann der Fall, wenn

- die Systemkomponenten des Netzes bereits zu bestimmten Zeiten an ihren Belastungskapazitäten betrieben werden,
- der E-Mobilitätsanteil überdurchschnittlich hoch ist
oder
- es zu einer überproportionalen Zunahme schnellladefähiger E-Mobile (Ladeleistung >10 kW) kommt.

Neben der Zunahme des Lastflusses in allen Ebenen des Übertragungs- und Verteilsystems wurden durch Völlmin [13] weitere Rückwirkungen auf das Netz beschrieben:

- Gleichzeitige Ladung mehrerer E-Mobile kann zu beträchtlichen Asymmetrien bzw. Schiefasten im Versorgungsnetz führen. Sämtliche momentan erhältliche Elektrofahrzeuge bedienen sich eines einphasigen Anschlusses für die Normalladung. Wird angenommen, dass jedes Fahrzeug über den selben einphasigen Anschluss geladen, so wird der Neutralleiter belastet, da die Ladeströme bei einer Normalladung darüber fließen. Bei einer gleichzeitigen Ladung erhöhen sich somit die Neutralleiterströme im bedrohlichen Ausmaß. Hierbei wird jedoch auf dasselbe Phänomen wie beim Anschluss einphasiger PV-Anlagen vertraut: Der Elektriker weiß nicht, an welche Phase er die Zuleitung für den Fahrzeuganschluss anschließt. Theoretisch könnte es somit zu einer Gleichverteilung der Anschlüsse innerhalb eines Netzabschnittes kommen.
- Weiterhin kommt es durch den Einsatz von Wechselrichtern zu Oberschwingungen bzw. durch das Ein- und Ausschalten der Ladevorgänge zu Netzurückwirkungen. Diese können nach [14] die ordnungsgemäße Funktion von Geräten und Betriebsmitteln stören.

Die Rückwirkungen auf das Netz werden im laufenden Projekt „V2G-Strategien“ untersucht.

Elektromobilität kann lokal zu unerwünschten Spannungsabfällen führen

Die Erhöhung des fahrzeugbedingten Lastflusses kann weiterhin zu einem Spannungsabfall innerhalb eines Niederspannungsnetzes führen. Dies wird im Folgenden beschrieben:

Abbildung 4.a zeigt ein Niederspannungs- bzw. Ortsnetz in stark vereinfachter Form. Links ist das Übertragungs-/Mittelspannungsnetz zu sehen, an welchem über eine Ortsnetzstation das Niederspannungsnetz und folglich verschiedene Kunden angeschlossen sind. Die Haushalte werden über die Ortsnetzstation mit Spannung versorgt.

Beim Einschalten eines Verbrauchers durch den Kunden fließt ein Strom vom Übertragungs-/Verteilnetz über den Trafo und dem Ortsnetz hin zum Verbraucher. Bedingt durch den elektrischen Widerstand der Betriebsmittel (z. B. Leitung, Wicklungswiderstände des Transformators) reduziert sich der Spannungswert in Stromflussrichtung mit zunehmender Entfernung von der Ortsnetzstation. Dies wird als Spannungsabfall bezeichnet. Zusätzlich entstehen

dadurch Netzverluste. In der Abbildung 4.b ist dieser Spannungsabfall zu dem in Abbildung 4.a dargestellten Ortsnetz beispielhaft illustriert.

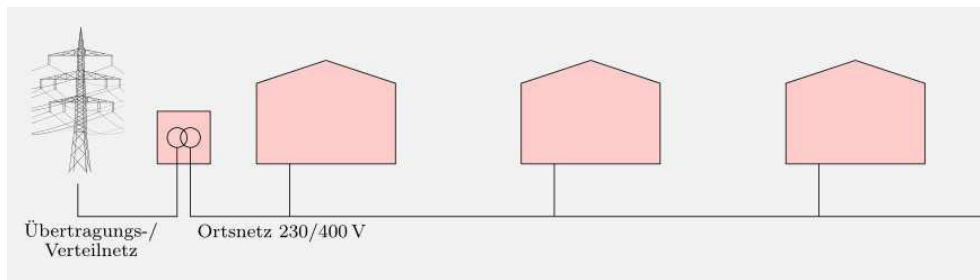
In der ÖVE/ÖNORM EN 50160 [15] werden die wesentlichen Merkmale der Versorgungsspannung an der Übergabestelle zum Netznutzer in öffentlichen Mittel- und Niederspannungsnetzen unter normalen Betriebsbedingungen beschrieben. Die Norm beschreibt Grenzen oder Werte innerhalb derer die Merkmale der Spannung über das gesamte öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz zu erwarten sind. In Abhängigkeit von der Änderungszeit werden hierbei zwei unterschiedliche Fälle betrachtet:

- **Langsame Spannungsveränderungen (Spannungsband):** Im wöchentlichen Abstand werden 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung gemessen. Nach Vorgabe der DIN EN 50160 sollen diese zu 95 % im Bereich ± 10 % der Versorgungsspannung liegen. Dieses Spannungsband wurde in der Abbildung 4.b strichliert dargestellt.
- **Schnelle Spannungsänderungen:** Kurzfristige Abweichungen von 10 % der Niederspannung sind durch die Norm mehrmals am Tag zulässig.

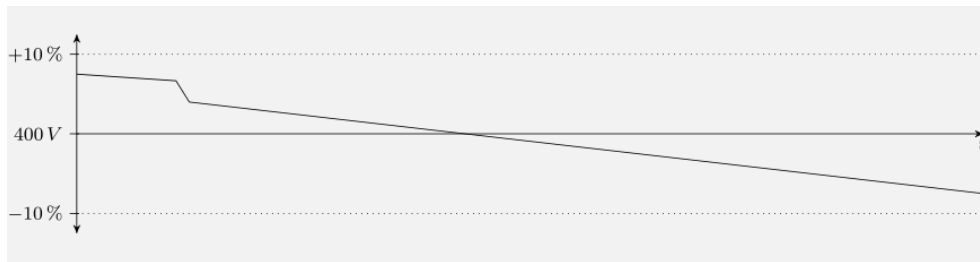
Diese Anforderungen gelten demnach für den kompletten Leitungsabgang an der Ortsnetzstation - also auch für den letzten im Ortsnetz angeschlossenen Kunden.

Um diese Spannungsqualität auf der gesamten Leitung zu garantieren, ist die Betriebsspannung in der Ortsnetzstation geringfügig höher als 400 V (100 %). Üblich sind Spannungen zwischen hier 103 bis 107 % der Nennspannung (412 bis 428 V).

Ergänzend zu der Abbildung 4.a wurde in der Abbildung 5.a jedem Haushalt ein Elektrofahrzeug als weiterer Verbraucher zugeordnet. Durch den höheren Stromverbrauch (Überlast) erhöht sich der Stromfluss im Ortsnetz, woraus ein höherer Spannungsabfall im gesamten Ortsnetzstrang und auch höhere Netzverluste resultieren. Im schlimmsten Fall kann das dazu führen, dass sich der Spannungswert außerhalb der von der EN 50160 zulässigen Grenzen befindet. Dieser kritische Spannungsabfall ist in Abbildung 5.b dargestellt - Die Überschreitung der Grenzen ist farblich hervorgehoben.

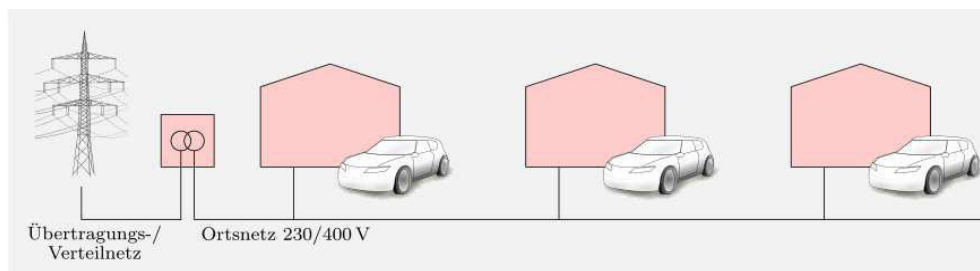


(a) Vereinfachte Darstellung eines Ortsnetzes



(b) Prinzip des Spannungsabfalles in dem in a dargestellten Ortsnetz

Abb. 4 Vereinfachte Darstellung des Aufbaues einer Ortsnetzes sowie dessen Spannungsabfalles in diesem Systemabschnitt



(a) Darstellung eines Ortsnetzes mit Elektrofahrzeugen als zusätzliche Energieverbraucher.



(b) Durch die zusätzlichen Verbraucher erhöht sich der Stromverbrauch jedes Haushaltes, was im Ortsnetz eine Erhöhung des Stromflusses und damit höhere Netzverluste resultieren. Damit verbunden ist der zusätzliche Spannungsabfall in diesem Netz, welche ggf. unter den von der EN 50160 vorgeschriebenen Grenzwerten fallen kann.

Abb. 5: Ist das elektrische Netz für zusätzliche Lasten (in Abb. a) als Elektromobile dargestellt) nicht ausreichend dimensioniert, so kann dies zu einer Betriebsspannung außerhalb der zulässigen Grenzen führen (Abbildung b).

Unterspannungen können bei elektrischen Maschinen beispielsweise zu thermischen Überlastungen, Fehlfunktionen und zu einer Zerstörung von Bauteilen und Geräten führen (vgl. [16]). Im Bereich der IT-Technik sind Systemausfälle, Datenverluste sowie Hardwareschäden möglich (vgl. [17]).

Ungesteuertes Laden erfordert eine zusätzliche Bereitstellung elektrischer Arbeit

Neben dem nahezu zeitgleichen Zusammentreffen des abendlichen Leistungspeaks mit dem Leistungspeak der Elektrofahrzeuge kann dies auch beim Bezug elektrischer Arbeit gezeigt werden. Abbildung 6 zeigt den durchschnittlichen Bedarf elektrischer Arbeit eines Fahrzeuges im Vergleich zum durchschnittlichen Verbrauch eines Haushaltes an einem Werktag im Sommer sowie im Winter. Die Grafik zeigt, welche Energie für die Elektromobilität im Vergleich mit einem durchschnittlichen Haushalt (Einfamilienhaus) erforderlich ist. Das Maximum der Energieversorgung des Haushaltes für einen Werktag im Winter beträgt 100 %. Auf der x-Achse sind die viertelstündigen Werte der bezogenen elektrischen Arbeit dargestellt.

Die dargestellten Profile der Wohneinheiten basieren auf dem Standardlastprofil für Haushalte (H0-Profil) der Salzburg AG. Abgebildet ist der durchschnittliche Arbeitsbezug für einen Wochentag im Januar sowie im Juli. Für den Werktag im Januar beträgt der durchschnittliche Energiebedarf ungefähr 14,4 kWh (vgl. [18]) – das im Monatsmittel 10,18 % gegenüber des Jahresverbrauches [19] bedeutet. Der geringste Energiebedarf mit 6,97 % besteht dagegen im Juli mit 9,7 kWh.

Bei dem in der Grafik dargestellten Ladeprofil wurde davon ausgegangen, dass das Fahrzeug ausschließlich an der heimischen Ladestation und nach der letzten Fahrt des Tages geladen wird. Bei dieser „letzten Fahrt“ fanden keinerlei Betrachtungen besonderer Arbeitsbedingungen wie Schicht-, Turnus- oder Wechseldienste statt, welche beispielsweise die letzte Fahrt auf die Morgen- bzw. Vormittagsstunden verschoben hätten.

Grundlage für das gezeigte Ladeprofil bilden die durch Litzlbauer [1] durchgeführten Untersuchungen. Hierbei wurde eine Flotte von 100 elektrisch betriebenen Fahrzeugen angenommen, welche für unterschiedliche Einsatzzwecke (Beruf, Freizeit, Erledigungen, Dienstfahrten) genutzt werden. Hieraus resultieren unterschiedliche Kilometerleistungen, Benutzungszeiten und Verbrauchswerte für die zurückgelegten Wege. Der durchschnittliche Energiebedarf je Fahrzeug und Tag beträgt 4,82 kWh. Jahreszeitlich bedingte Mehr-/Minderverbräuche wurden hierbei nicht betrachtet. Diese werden in einer durch die Salzburg AG betreuten Begleitforschung im III. und IV. Quartal 2011 untersucht.

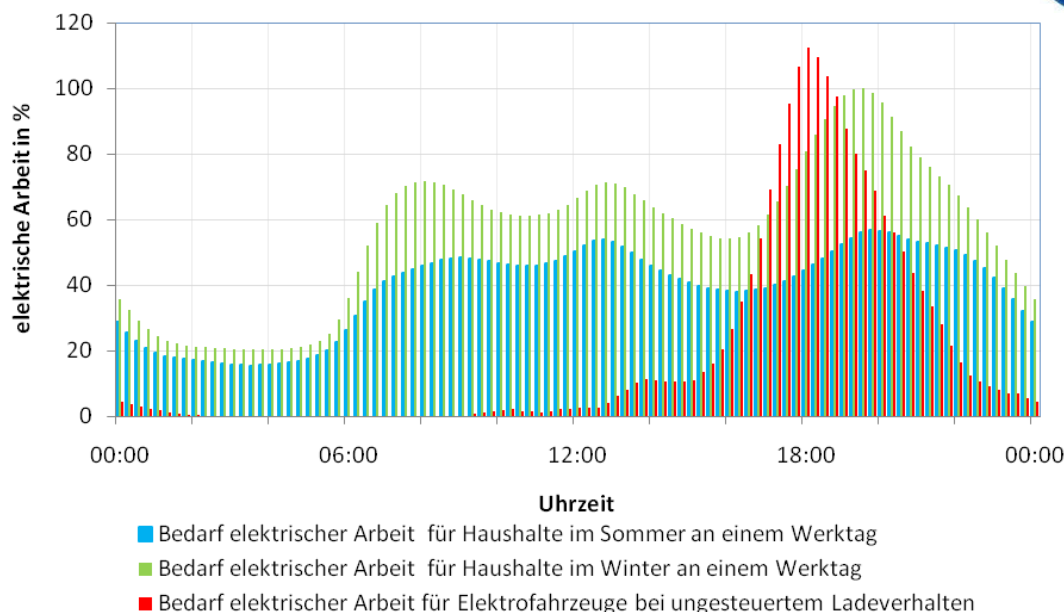


Abb. 6: Vergleichende Darstellung des auf einen Haushalt bezogenen durchschnittlichen Bedarfes elektrischer Arbeit (Werktag, Winter/Sommer) und dem durchschnittlichen Profil der elektrischen Arbeit, welche durch ein Elektrofahrzeug bezogen wird. (Haushalt: Salzburg AG; Fahrzeug: TU Wien, Litzlbauer [1])

In der Grafik ist erkennbar, dass sich die Peaks der bezogenen elektrischer Arbeit der Elektrofahrzeuge mit denen der Haushalte nahezu überschneiden. Da der für das Fahrzeug elektrische maximale Wert der elektrischen Arbeit im Winter in etwa dem eines Haushaltes entspricht, resultiert hieraus eine Verdopplung des maximalen Arbeitsbezuges. Im Sommer ist der Energieverbrauch für Wohngebäude geringer und somit in etwa halb so groß wie der mittlere Energiebedarf der Fahrzeuge. Bei einer Summierung des Maximal-Bedarfes eines Haushaltes mit dem der Fahrzeuge, ist eine Verdreifachung erkennbar.

In der Realität wird es jedoch zu geringeren durch die Elektromobilität verursachten Maximas der Leistungs- und Arbeitswerte kommen. Aus einer durch die „Statistik Austria“ veröffentlichten Erhebung [20] geht hervor, dass die Anzahl der Fahrzeuge je Haushalt abhängig von der Besiedlungsdichte ist. Je dichter ein Gebiet besiedelt ist, desto geringer ist der prozentuelle Anteil der Personenkraftwagen. Im konkreten Fall bedeutet das, dass mit Zunahme der Siedlungsdichte die Anzahl der Fahrzeuge pro Haushalt abnimmt, da die zu erreichenden Ziele je Wegstrecke räumlich näher sind sowie der öffentliche Personennahverkehr besser genutzt werden kann. Umgekehrt bedeutet das, dass es im ländlichen Bereich mehr Haushalte gibt, welche im Besitz von zwei und mehr Fahrzeugen sind. Tabelle 3 zeigt die Anteile von Personenkraftwagen in Abhängigkeit von der Besiedlungsdichte.

Tab. 3: Anteil der Pkw in Abhängigkeit der Bevölkerungsdichte [20]

	Besiedlungsdichte			Durchschnitt
	Hoch ^{a)}	Mittel ^{b)}	Gering ^{c)}	
Anteil der PKW in %	66	82	83	76

^{a)} Gebiete mit mind. 50000 Einwohner und mehr als 500 Einwohner./km²

^{b)} Gebiete mit mind. 50000 Einwohner und 100–499 Einwohner/km²

^{c)} Alle übrigen Gebiete

Die größte Fahrzeugdichte pro Haushalt beträgt bei einer geringen Siedlungsdichte maximal 83 %. Das heißt, dass je Haushalt 0,83 Fahrzeuge existieren. Bleibt dieser Anteil der Fahrzeugdichte bei einem vollständigen Wechsel in die Elektromobilität konstant, so reduziert sich die in der Grafik dargestellte maximal – bedingt durch die Fahrzeuge – benötigte Arbeit auf 83 %. Bezogen auf das Winterprofil der Haushalte ist dieser Wert in etwa gleich groß.

Bezüglich der dargestellten Werte ist noch ergänzend hinzuzufügen, dass die durchschnittliche Weglänge von der Siedlungsstruktur abhängig ist. Je dichter ein Gebiet bebaut ist, desto kürzer sind die Wege zur Arbeitsstätte oder zu Einkaufsmöglichkeiten. Für die bisher erfolgten Aussagen bedeutet das, dass der durch das Elektrofahrzeug zusätzliche Leistungsbedarf im städtischen Bereich geringer und im ländlichen Bereich höher ausfallen wird.

2.1.2 Szenario: Gesteuertes Laden (Start Case)

In der aus dem vorhergehenden Szenario beschriebenen Problemstellung leitet sich folgende Lösungsstrategie ab: Um den abendlichen Peak durch die E-Mobilität zu verringern oder gar zu vermeiden, muss das Einstecken des Ladekabels in die Steckdose - aus zeitlicher Sicht gesehen - nicht den Start der Fahrzeugladung bedeuten. Eine Möglichkeit besteht nach Pumsenberger und Bacher [21] darin, die Fahrzeuge mittels Rundsteuerung in ein Lastmanagement einzubinden.

Nachfolgend werden die technischen Voraussetzungen für die gesteuerte Netzintegration der Fahrzeuge erläutert. Daran schließt sich eine Erläuterung des gesteuerten Ladeverhaltens an. Die Auswirkungen der Elektromobilität auf das Versorgungssystem bilden den Abschluss dieses Abschnittes.

2.1.2.1 Technische Voraussetzungen für das gesteuerte Laden

Die Beeinflussung von Prozessen mittels Rundsteuertechnik bedarf eines durchgehenden Informationsflusses von der Entscheidungsfindung bis zum Schalten der Geräte. Nachfol-

gend werden Aspekte zur Datenerfassung sowie deren Verarbeitung, der Übertragung der Steuerungsinformationen per Rundsteuerung sowie zum Empfang dieser Daten getroffen.

Datenerfassung als Entscheidungsgrundlage für Schalthandlungen mittels Rundsteuertechnik

Schalthandlungen werden in Mittel- und Hochspannungsnetzen der elektrischen Energieversorgung (also Netze mit Nennspannungen größer 1000 V) heutzutage automatisiert und überwiegend mittels Netzleittechnik als besondere Form der Automatisierungstechnik durchgeführt. Dabei werden automatisiert Prozessinformationen über Fernwirktechnik erfasst, übertragen und zentral ausgewertet. Eine Erfassung und Verarbeitung der Daten in Echtzeit ist von der verwendeten Kommunikationstechnik abhängig. Durch die Komplexität des Systems erfolgt diese Auswertung automatisiert mittels SCADA³- oder HEO⁴-Systemen:

- Das SCADA-System dient „zur Erfassung aller Meldungen, Messwerte und Schaltzustände sowie dem steuernden Eingriff in das Netz“ [22].
- Mittels HEO werden beispielsweise „Lastflussrechnungen durchgeführt, mit deren Hilfe der augenblickliche Energiefluss errechnet wird“ [22].

Je nach Anforderungen des Netzbetriebes werden die verschiedenen Schaltstationen im elektrischen Netz per Fernwirktechnik angesteuert und so beispielsweise Leitungsabschnitte für Betriebszwecke ein-, aus- oder umgeschaltet.

Unabhängig davon werden zur Laststeuerung aber auch Schalthandlungen in Kundenanlagen mittels Rundsteuertechnik durchgeführt. Diese „kollektive Steuerung“ von Nachtspeicherheizungen und Warmwasserboilern wurde vor Jahrzehnten eingeführt, um den Leistungsbedarf von den Tages- in die Nachtzeiten zu verschieben und so die Netze durchgängiger auszulasten.

Diese verschiedenen Möglichkeiten werden im nachfolgenden Abschnitt näher erläutert: Netze mit 110 kV Nennspannung und darüber sind in Europa zur Gänze ferngesteuert und fernüberwacht, in Mittelspannungsnetzen beschränkt sich das auf die Umspannwerke und auf aus Netzbetriebssicht ausgewählte Netzstationen (der Umfang liegt im einstelligen Prozentbereich aller Netzstationen). Schaltgeräte in Niederspannungs-Ortsnetzen (400 V Spannung) werden in der Regel nicht überwacht. Systemrelevante Daten werden somit vorrangig in Umspannwerken und in Sonderfällen auch durch mobile Messeinheiten erfasst.

³ SCADA steht als Abkürzung für Supervisory Control and Data Acquisition. Übersetzt bedeutet SCADA Überwachung und Steuerung sowie Datenerfassung technischer Prozesse.

⁴ HEO ist die Abkürzung für Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen.

Bei der Salzburg Netz GmbH sind beispielsweise neben den Umspannwerken im 110-kV-Netz noch große Umspannstationen und etwa 7% der Netzstationen ferngesteuert. Neben der Übertragung von Meldungen und Messwerten für den Prozessrechnerbetrieb gibt es auch ein Monitoring der Power-Quality (PQ), der Spannungsqualität in ausgewählten Umspannwerken und Netzknoten sowie ein Einsatz mobiler Messeinrichtungen für bestimmte Zeiträume in Trafostationen oder in Kundenanlagen. Das Spannungsqualitäts-Monitoring umfasst dabei die Erfassung der Merkmale der elektrischen Spannung an bestimmten Punkten im Netz gemäß den gültigen Normen („statische Auswertung“) und nur in Einzelfällen als online-Erfassung (allerdings ohne direkte Datenübertragung in die Betriebsführungsstellen).

Die zunehmende Dezentralisierung der Energieversorgung sowie der Anstieg der Elektromobilität erhöhen deren Komplexität. In einem Smart-Grid müssen daher auch die Verteilernetze überwacht und gesteuert werden. Im Rahmen von derzeit laufenden Projekten der „Smart Grids Modellregion Salzburg“ („ZUQDE“ und „DG-Demo Netz“) werden 2011 acht Trafostationen sowie drei Kraftwerke in ein SCADA-System eingebunden. Um die Steuerung des Netzes sowie der Anlagen im realen Betrieb zu testen, werden über Fernwirkssysteme Messwerte (von Spannung, Leistung etc.) erfasst, ausgewertet und Steuerbefehle an die Betriebsmittel im Netz (Transformatoren und deren Stufensteller, Regler der Generatoren etc.) abgegeben. Dazu werden über neue Algorithmen und Ansätze zur Spannungs- und Blindleistungsregelung im Mittelspannungsnetz (wie es für Smart-Grids zukünftig notwendig wird) erweiterte Betriebsmethoden getestet.

Verwendung der Rundsteuertechnik zur Übermittlung von Schaltbefehlen

Das Prinzip der Rundsteuerung hat sich für das „kollektive“ Lastmanagement (Wärmepumpen, Speicherheizungen, Warmwasserboiler etc.) bewährt. In neueren Anwendungen werden Windkraftanlagen oder Kühllhäuser mittels Rundsteuerung in ein Lastmanagement eingebunden. Beim Lastmanagement werden einzelne Verbraucher und Erzeuger bei Über-/Unterlast für eine bestimmte Zeit gezielt vom Netz getrennt bzw. zugeschaltet. Um die notwendigen Anreize für Kunden zu geben, ihre Anlagen durch Dritte im vereinbarten Rahmen steuern zu lassen, werden dafür günstigere Tarife angeboten.

Im Abschnitt 6.1 auf Seite 145 werden die für die Rundsteuerung verwendeten Verfahren der Rundsteuertechnik ausführlich beschrieben. Prinzipiell besteht hierbei die Möglichkeit, einzelne Erzeuger/Verbraucher anhand einer Adresse im Rundsteuerempfänger gezielt anzusteuern. Grundsätzlich ist diese Ansteuerung in jedem Gerät in den Kundenanlagen fix eingestellt, eine Änderung bedeutet damit eine „Änderung der Hardware“ und ist somit nicht einfach, flexibel und schnell abänderbar.

Über besondere Geschäftsmodelle werden Kunden in das Lastmanagement des Netzbetreibers eingebunden. Dazu werden z. B. für Nutzer von Wärmepumpen kostengünstige, dafür aber unterbrechbare Tarife angeboten. Für kritische Netzsituationen behält sich der Netzbetreiber vor, den Zugang zum elektrischen Netz per Rundsteuertechnik zu sperren. Die Sper-

rung ist zeitlich befristet und beträgt bei den oben genannten Wärmepumpen in der Regel bspw. zwei Stunden am Tag. Diese Zeit kann auch auf mehrere Blöcke aufgeteilt werden. Für die Kunden ist aber immer sichergestellt, dass durch die garantierte Versorgungszeit pro Tag keine Komfortverluste für seine Anwendung entstehen – es ist für den Kunden letztendlich nicht bemerkbar, ob sein Boiler am Tag oder in der Nacht aufgeheizt wird.

Möglichkeiten des Empfangs von Rundsteuersignalen in Haushalten

Die Grafik 7 zeigt zwei mögliche Prinzipien der Einbindung der Rundsteuerung in den Lade- prozess. Rundsteuerempfänger werden oftmals mit dem Elektrizitätszähler in einem Modul verbaut. Vorrangiges Ziel ist es hierbei, dass das Fahrzeug ausschließlich Energie aus nachhaltiger Erzeugung lädt. In der Grafik wurde eine Unabhängigkeit vom restlichen Energiebezug des Haushaltes betrachtet. Für die Abrechnung muss somit sichergestellt werden, dass der „grüne“ Fahrstrom zu Abrechnungszwecken getrennt erfasst werden kann. Die Installation der Zähler-Rundsteuerkombinationen ist dabei nach zwei verschiedenen Konzepten vorstellbar:

- Die erste Möglichkeit bietet sich in der Erweiterung eines vorhandenen Stromverteil- kreises an. Hierbei wird das aus dem Rundsteuergerät sowie dem Zähler bestehende Modul in einer Ladestation installiert. Die Ladestation wird durch den Netzbetreiber mittels Rundsteuertechnik angesteuert. Diese hat weiterhin die Aufgabe, den Lade- vorgang zu überwachen. Hierbei wird die für die Überwachung erforderliche Steue- rungs-Führungsfunktion (Pilotfunktion) durch die Ladestation übernommen.

Grafik 7.a zeigt diese Reihenschaltung der zwei Zähler. Für die rechnerische Tren- nung der bezogenen Energie für den Haushalt sowie dem Fahrzeug erfolgt eine se- parate Ablesung beider Zähler. Die Menge des Fahrstromes sowie die Menge des Haushaltstromes kann wie folgt abgerechnet werden:

$$K_{\text{Fahrstrom}} = M_{\text{Strom-Z2}} * T_{\text{Fahrstrom}} \quad (1)$$

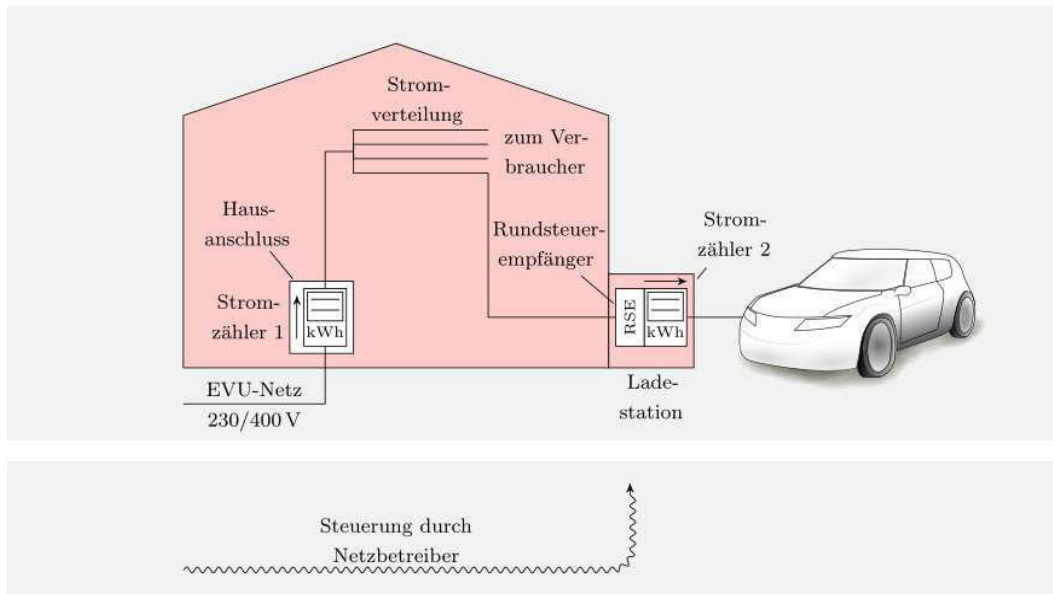
$$K_{\text{Haushalt}} = M_{\text{Strom-Z1}} * T_{\text{Haushalt}} - K_{\text{Fahrstrom}} \quad (2)$$

K ... Kosten T...Tarif $M_{\text{Strom-Z1}} / M_{\text{Strom-Z2}}$... Menge des Stromes am Zähler 1 / Zähler 2

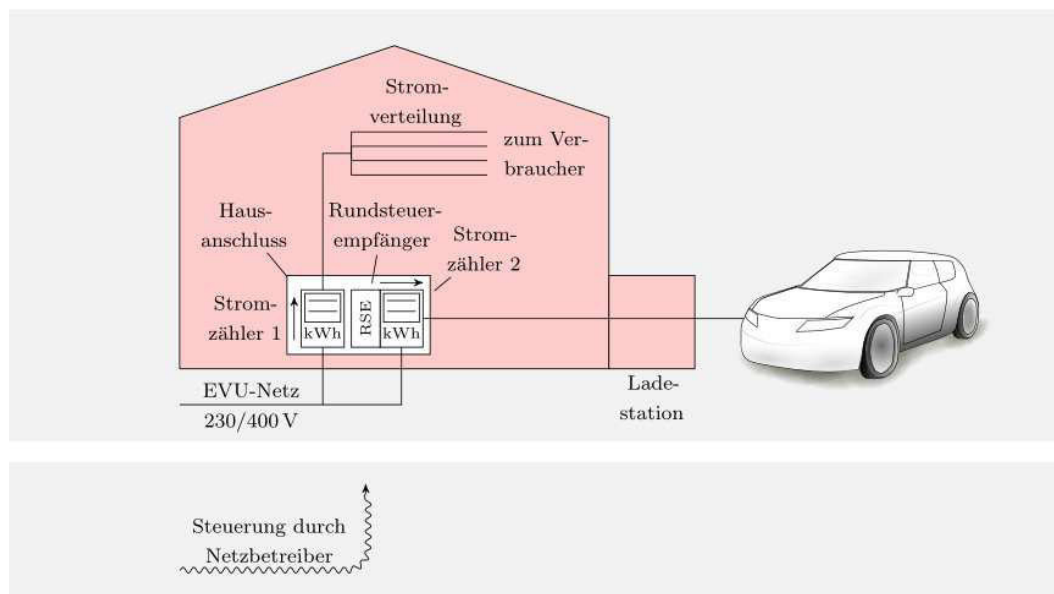
Unabhängig davon, ob sich ein Messstellenbetreiber dazu bereit erklärt immer beide Zähler abzulesen und dann eine bilanzielle Rechnung anzufertigen, ist dieses Prin- zip durch den Regulator „e-control“ nicht zugelassen (vgl. [23]).

- Für die separate Abrechnung des Fahrstromes darf nur das in Grafik 7.b dargestellte Prinzip angewendet werden. (vgl. [23]) Hierbei erfolgt für die Bereitstellung des zwei- ten Zählers ein weiterer Netzzugangspunkt. Da Zähler immer an der Grenze zwi-

schen dem öffentlichen Versorgungsnetz und der privaten Stromverteilung installiert werden, erfolgt hierbei der Einbau des zweiten Zählers im Hausanschluss. Der Netzbetreiber wird aus ökonomischen Gründen versuchen beide Zähler zusammen auf einen Netzzugangspunkt zu schalten. Daher wird ein Netzzugang auf beide Zähler aufgeteilt. Mit dieser getrennten und unabhängigen Erfassung ist eine gesonderte Rechnungslegung ohne Bilanzierung möglich.



(a) Schaltung des Rundsteuerempfängers sowie des Fahrstromzählers als Subzähler der Haushaltsversorgung. Dieses Prinzip ist durch den Regulator nicht erlaubt. Die Steuerung der Ladestation kann nur durch einen Beteiligten durchgeführt werden. Aus jetziger Sicht ist das der Netzbetreiber.



(b) Für die getrennte Erfassung der vom Fahrzeug bezogenen Energiemenge erfolgt ein zweiter Netzzugangspunkt. Die Zeitpunkte der Ladung werden allein durch den Netzbetreiber gesteuert.

Abb. 7: Prinzip des Anschlusses eines Elektrofahrzeuges mit der Möglichkeit der Steuerung der Ladung durch den Netzbetreiber sowie einer vom Haushaltsstrom separaten Abrechnung

2.1.2.2 Ladeverhalten bei gesteuerter Ladung

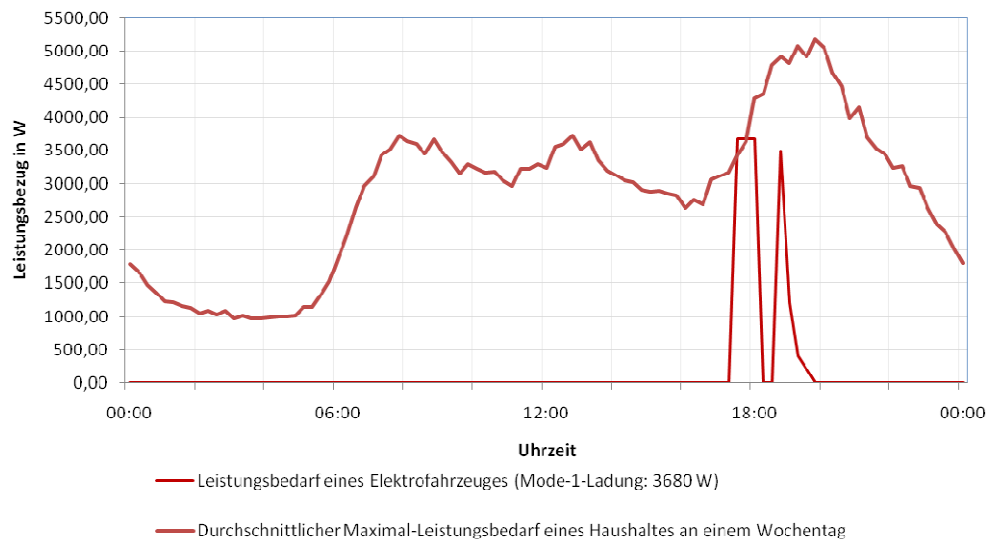
Ähnlich dem oben beschriebenen Prinzip wie bei Speicherheizungen und Windkraftanlagen ließen sich auch elektrisch betriebene Fahrzeuge per Rundsteuertechnik in das elektrische Netz integrieren. Hierbei stehen folgende zwei Möglichkeiten zur Verfügung:

- Abbildung 8.a zeigt die Unterbrechung des Ladevorganges: Das Fahrzeug wurde um 17:30 Uhr an die Ladestation durch den Nutzer angeschlossen. Mit dem Anschluss beginnt auch der Ladevorgang. Der Netzbetreiber unterbricht per Rundsteuertechnik die Energieversorgung der Ladestation um 18:00 Uhr für rund 30 Minuten. Die Dauer dieser 30-minütigen Unterbrechung der Energieversorgung orientiert sich hierbei an den bereits heute verwendeten (maximalen) Unterbrechungszeiten für Wärmepumpen.

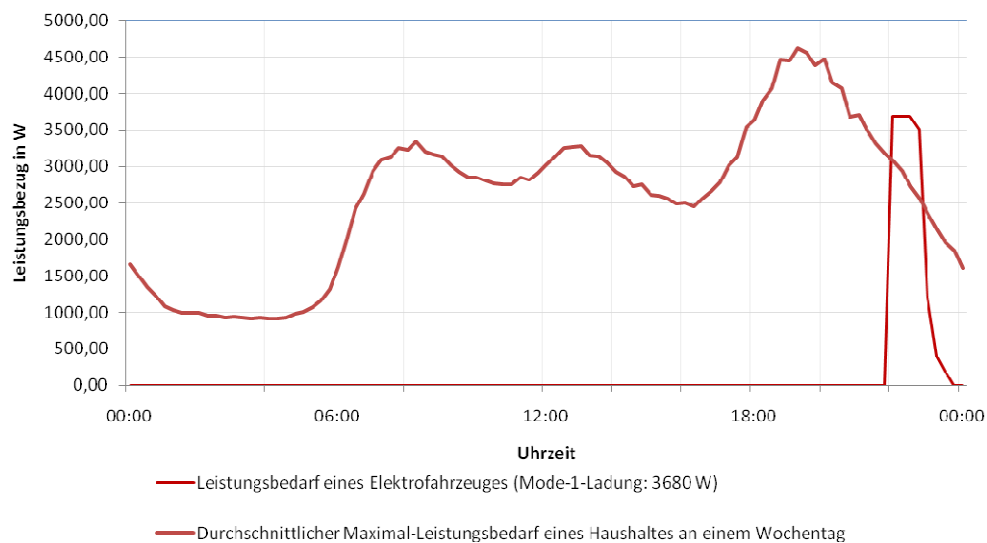
Wie bei dem ungesteuerten Ladeverhalten steigt mit dem Anstecken der Mehrbedarf an elektrischer Leistung um 3680 W zusammen mit dem Maximal-Leistungsbedarf des Haushaltes auf ca. 8200 W. Durch das Abschalten der Ladestation reduziert sich die Leistungsnachfrage auf das durchschnittliche Maximal-Leistungsprofil. In der Abbildung beträgt dies in etwa 4500 Watt. Nach Ablauf der 30-minütigen Unterbrechung werden die Ladestationen wieder eingeschaltet. Hierauf steigt der Leistungsbedarf wieder an. Dieser Anstieg beträgt in der Grafik ca. 3,5 kW.

- Abbildung 8.b demonstriert die Verschiebung des Ladevorganges auf einen späteren Zeitpunkt. Der Nutzer steckt sein Fahrzeug wie gewohnt bei der Heimkehr an die Ladestation an. Jedoch ist die Ladestation durch den Netzbetreiber abgeschaltet – ein Laden ist nicht möglich.

Erst um 22:00 Uhr wird die Ladestation eingeschaltet. Hierauf lädt das Fahrzeug mit der maximalen Ladeleistung, was sich auf eine Gesamtleistung von ca. 7 kW summiert.



(a) Das Fahrzeug wird gegen 17:30 Uhr mit der Ladestation verbunden, Daraufhin startet der Ladevorgang automatisch. Durch den Netzbetreiber wird die Ladung zwischen 18:00 und 18:30 Uhr unterbrochen. Bei ungünstiger Wahl der Ladezeiten kann sich die durchschnittliche Maximal-Leistung je Anschluss bis zu ca. 8,5 kW betragen.



(b) Das Fahrzeug wird um 17:30 Uhr mit der Ladestation verbunden – jedoch startet der Ladevorgang nicht sofort, da die Ladestation durch den Netzbetreiber abgeschaltet ist. Erst zu einem späteren Zeitpunkt - 22:00 Uhr - wird die Ladestation durch den Netzbetreiber eingeschaltet.

Abb. 8: Vergleichende Darstellung einer unterbrochenen sowie einer zeitverschobenen Ladung mit den durchschnittlichen Maximal-Leistungsbedarfes eines Haushaltes. (Datenquelle: Haushalt - Salzburg AG)

2.1.2.3 Auswirkungen der gesteuerten Ladung

Wie bei der ungesteuerten Ladung können auch hier keine konkreten Aussagen zu den Auswirkungen der gesteuerten Ladung auf das Netz getroffen werden. Diese sind vom physikalischen Aufbau der Netzinfrastuktur abhängig.

Durch die Steuerung ist es nunmehr möglich, zeitlich zufällig verteilte Ladevorgänge durch Unterbrechung oder Verschiebung auf einen definierbaren Zeitabschnitt zu konzentrieren. Bei Betrachtung eines Netzabschnittes können durch die Vielzahl der zu ladenden Fahrzeuge verhältnismäßig höhere Anforderungen an die Bereitstellung von elektrischer Leistung als bei der ungesteuerten Ladung entstehen. Das ist genau dann der Fall, wenn Ein- und Abschaltunkte ungünstig gewählt werden und es somit zu einer Überlagerung der Leistungspeaks des Haushaltes sowie der Fahrzeuge kommt.

Das bisher beschriebene „synchrone“⁵ Verfahren zur gleichzeitigen Ansteuerung von Ladestationen ist daher wenig geeignet, Ladeprozesse zu steuern. Eine Lösung könnte sich mittels „asynchronen“ Konzepten anbieten. Beide Verfahren werden im Folgenden kurz erläutert:

Synchrone Steuerung

Wie sich das synchrone Einschalten auf den Leistungsbedarf eines Haushaltes auswirkt, wurde bereits oben gezeigt. Abbildung 9 zeigt die Auswirkungen auf die Bereitstellung elektrischer Arbeit. Der Ladevorgang beginnt hierbei zentral gesteuert um 22:00 Uhr. Die Datenbasis für die in der Grafik gezeigten Verläufe des Arbeitsbedarfes der Haushalte stammen von der Salzburg AG, für den Bedarf des Fahrzeuges von Litzlbauer [1].

⁵ Der Begriff stammt aus der Rundsteuertechnik (vgl. [24])

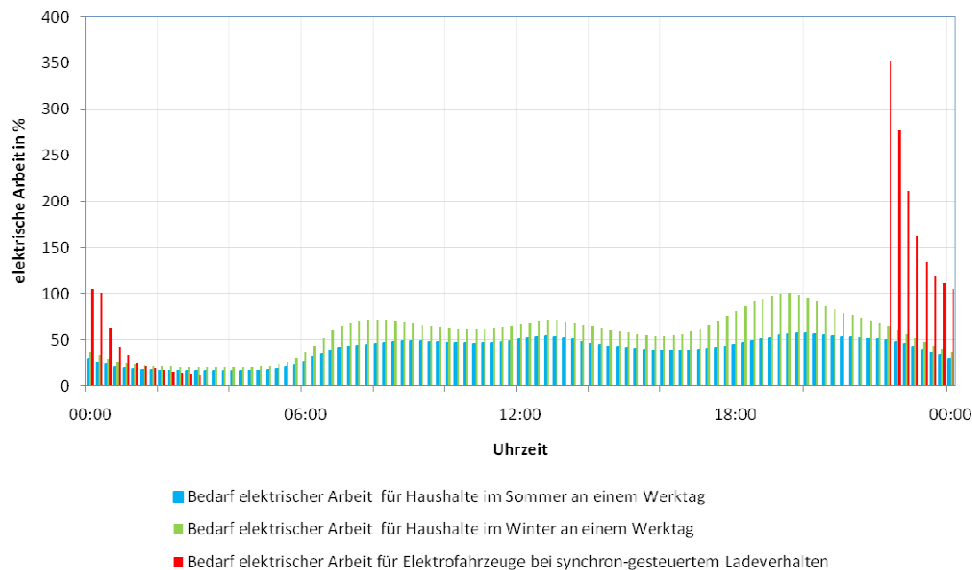


Abb. 9: Darstellung des Arbeitsbedarfes bei der gesteuerten zeitsynchronen Ladung an einem Winter- und Sommertag (Datenquelle: Haushalt - Salzburg AG; Elektroauto - TU Wien/Litzlbauer [1])

Durch die synchrone Ansteuerung aller Ladestationen ergibt sich eine Sprungfunktion. Der durch die Elektrofahrzeuge verursachte Energiebedarf im Vergleich zu den Haushalten je nach Jahreszeit um den Faktor 3,5 bis 7. Diese Aussage ist jedoch nur dann zutreffend, wenn jeder Haushalt im Besitz eines Elektrofahrzeuges wäre.

Asynchrone Steuerung

Eine weitere Variante bei der gesteuerten Ladung bietet sich mit der Möglichkeit der Ansteuerung einzelner Ladestationen anhand der jeweils individuellen Adresse des Rundsteuer-Empfängers an. Dadurch besteht die Möglichkeit, die sich in einem Netzabschnitt befindlichen Ladestationen zu verschiedenen Zeitpunkten, also asynchron einzuschalten. Somit wird der vormals synchrone Start aller Ladeprozesse auf einen längeren Zeitraum ausgeht.

Dieses Verfahren ist in Abbildung 10 beispielhaft illustriert. Durch die asynchrone Steuerung einer großen Anzahl an Ladestationen sowie mit einer entsprechenden Anzahl von Fahrzeugen lässt sich dieses „zeitlich verteilte“ Ansteuern realisieren.

Für eine einzelne Ladestation bedeutet das im Wesentlichen nur, dass der Ladeprozess nicht zwingend um 22:00 Uhr beginnt, sondern auf einen früheren oder späteren Zeitpunkt verschoben wurde. Werden dagegen mehrere Ladestationen betrachtet, so lässt sich mit diesem Verfahren die summierte Leistungs- und Energieaufnahme reduzieren. Bei einer entsprechend großen Anzahl an zu steuernden Ladestationen lässt sich die summierte Leistungs- bzw. Arbeitsaufnahme so steuern, dass wie in der Grafik gezeigt, diese kontinuierlich nahezu linear gesteigert und reduziert werden kann.

Durch die asynchrone Steuerung der Ladestationen kann die, wie beim synchron gesteuerten Laden entstehende Sprungfunktion, verhindert werden. Dies betrifft sowohl die elektrische Leistung als auch die elektrische Arbeit. Durch die zeitlich versetzte Ansteuerung reduziert sich weiterhin die Gesamtsumme der maximal bereitzustellenden Leistung bzw. Arbeit. So beträgt der in der Grafik gezeigte Peak des Ladeprofiles etwa 75 % gegenüber dem Maximum des winterlichen Haushaltsprofiles.

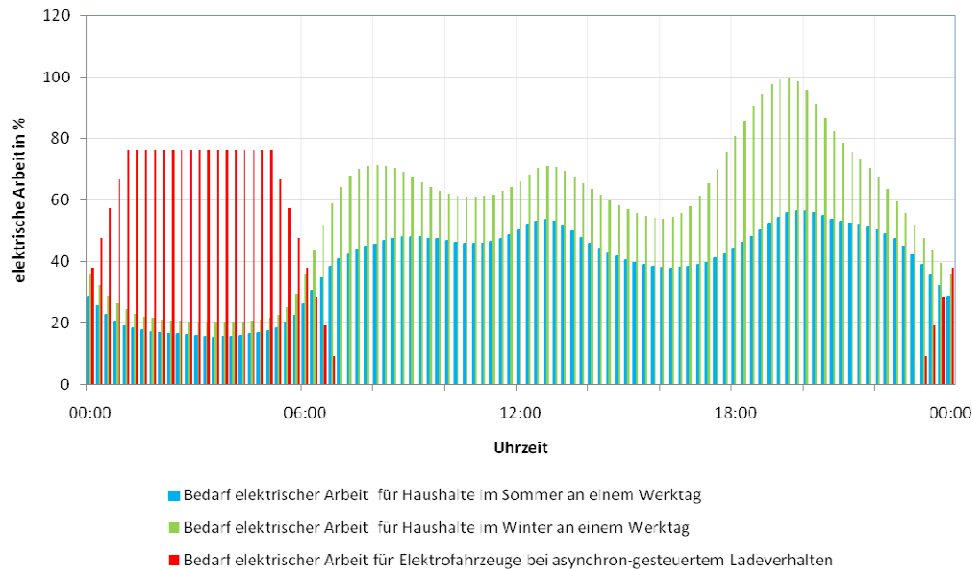


Abb. 10: Darstellung des Bedarfes an elektrischer Arbeit bei der gesteuerten asynchronen Ladung an einem Winter- und Sommertag (Datenquelle: Haushalt - Salzburg AG)

Durch diese netzgeführte Integration ließe sich der Lastfluss im Übertragungsnetz optimieren. Für eine Lastflussoptimierung im regionalen Verteilnetz sind vor Ort weitere Maßnahmen erforderlich. In Hinblick auf die Erfordernisse eines Smart-Grids ließe sich die Ladung auch in Abhängigkeit lokaler Ereignisse wie zum Beispiel einer erhöhten Netzeinspeisung von Windenergie steuern. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die herkömmliche Rundsteuerung für die Anforderungen solcher Steuerungen nur sehr bedingt ausgelegt ist und neue Techniken notwendig sind. Die Installation der Ladestationen muss dabei im Einvernehmen des Netzbetreibers stattfinden. Aus Sicht der Salzburg AG erlaubt erst die Einbeziehung des Netzbetreibers eine Steuerung der Ladeprozesse, wo die Anforderungen des Netzbetriebes (die sich zeitlich und geografisch völlig unterschiedlich darstellen können) berücksichtigt werden, indem in jeder Sekunde z. B. die Auslastung von Betriebsmittel oder die Einhaltung des Spannungsbandes überwacht und im zulässigen Bereich - auch unter Berücksichtigung von asymmetrischen Ladeprozessen - gehalten wird. Der Schwerpunkt liegt hierbei vorrangig dabei, Asymmetrien, Belastungen und Einspeisungen im Niederspannungsnetz zu verhindern.

Die gesteuerte Ladung hat jedoch einen wesentlichen Nachteil:

Eine gesteuerte Ladung kann in erster Linie nur die Interessen des Netzbetreibers berücksichtigen. Ausgenommen von geringen Netzkosten können dem Kunden keine signifikanten Mehrwerte geboten werden. Steuert der Netzbetreiber den Ladeprozess allein, so kann das Mobilitätsverhalten des Fahrzeugnutzers eingeschränkt werden. Exemplarisch soll dies an folgendem Beispiel demonstriert werden: Der Füllstand der Fahrzeugbatterie hat nach den täglichen Erledigungen (z.B. Fahrt zur Arbeit und zurück) nur noch einen geringen Füllstand. Zu einem späteren Zeitpunkt möchte der Nutzer jedoch noch einen Termin außerhalb seines Heimatortes wahrnehmen. Da durch den Netzbetreiber die Ladestation nicht freigegeben ist, kann das Fahrzeug in dieser Zeit nicht laden. Folglich muss der Nutzer situationsbedingt auf ein anderes Fahrzeug zurückgreifen.

2.1.3 Szenario: Geregeltes Laden (Future Case)

Bei dem im vorhergehenden Abschnitt beschriebenen geregelten Laden konnten vor allem die Interessen von Netzbetreibern und Energieerzeuger berücksichtigt werden. Ein intelligentes, geregeltes Laden erfordert jedoch zusätzlich die Einbindung des Nutzer sowie des Fahrzeuges.

Für die möglichst automatische Ermittlung eines geeigneten Ladeverhaltens müssen von diesen Beteiligten Daten erhoben werden und einem Algorithmus zugeführt werden. Das Sammeln und Auswerten dieser Informationen kann beispielsweise durch einen externen Dienstleister erfolgen, welcher im Folgenden als „Aggregator“ bezeichnet wird.

Dieser generiert aus den zugeführten Daten mittels Algorithmen Entscheidungskriterien, welche für die Steuerung der einzelnen Komponenten eines Smart-Grids – wie zum Beispiel den Ladestationen – dienen. Das Ziel hierbei ist die Realisierung einer möglichst kostenoptimierten Ladung für alle Beteiligten. Abbildung 11 zeigt ein Schema, wie der prinzipielle Informationsfluss vorstellbar ist. Die für den Entscheidungsprozess erforderlichen Daten werden im Folgenden anhand der vier Akteure beschrieben:

- Informationen zur Bereitstellung von Energie (Menge/Zeitpunkt) bilden die Grundlage dieses Modells. Dabei muss auch eine Kopplung an Energiehandelsplätze wie die EEX⁶ realisiert werden.
- Je nach Tageszeit variieren die über das *Netz* zu transportierenden Energiemengen. Somit ändert sich auch der Auslastungsgrad der Netze.
- Für eine Abschätzung des Energiebedarfes durch das *Fahrzeug* sind folgende Informationen relevant:
 - Ist das Fahrzeug an eine Ladestation angeschlossen und somit ladebereit?

⁶ EEX ist die Abkürzung für die European Energy Exchange (Europäische Energiebörse) mit Sitz in Leipzig/Deutschland.

- Wie viel Energie wird benötigt? Die Daten lassen sich über Informationen zum Batteriestatus (State of Charge (SoC), Depth of Discharge (DoD)) gewinnen.
- Mit welcher Ladeleistung wird geladen? Wird ein- oder dreiphasig geladen?
- Soll ein Fahrzeug an einer öffentlichen Ladestation geladen werden, so können bei einer Nutzung öffentlicher Ladestationen Identifizierungsdaten des Fahrzeuges erhoben werden.
- Für den *Nutzer* ist der von der gewünschten Fahrtstrecke abhängige Ladezustand seines Fahrzeuges zu einem definierbaren Zeitpunkt relevant. Um diesen zu beeinflussen, benötigt der Nutzer eine Schnittstelle zum Fahrzeug bzw. Energienetz. Der Nutzer hat hierbei prinzipiell zwei Möglichkeiten:
 - Durch den Nutzer erfolgt die Eingabe eines gewünschten Ladezustandes bzw. der Länge eines bestimmten Fahrweges zu einem bestimmten Zeitpunkt. Unter der Berücksichtigung günstiger Netzzustände erfolgt die Ladung automatisiert.
 - Situationsbedingt kann in einzelnen Fällen keine Rücksicht auf die Netz- und Energiesituation genommen werden. Unabhängig von der Netzsituation soll es dem Nutzer möglich sein, sein Fahrzeug sofort zu laden. Ein gleichwertiger Begriff ist die sogenannte Notfall- oder Emergency-Ladung.

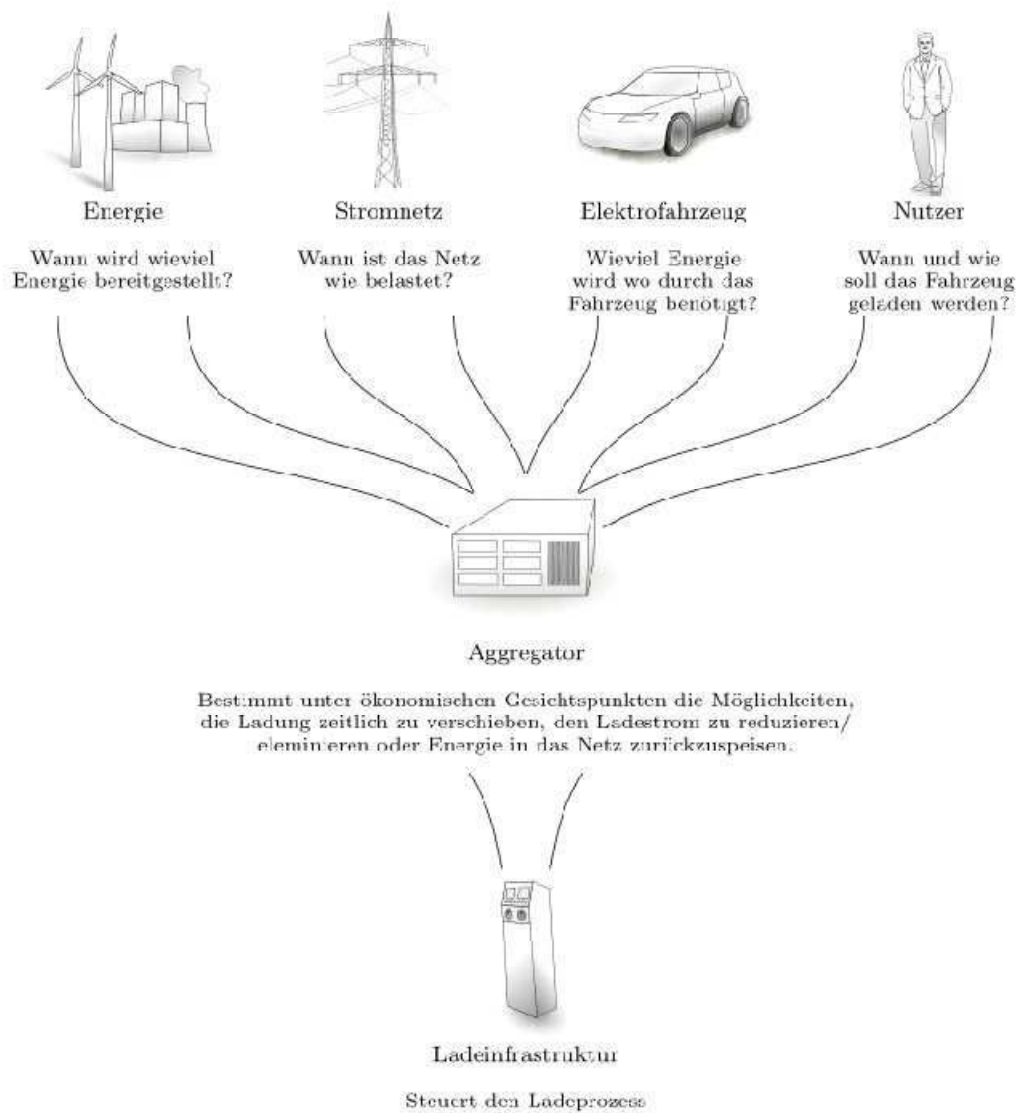


Abb. 11: Durch die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) des Smart-Grids werden Daten verschiedener Quellen erhoben und ausgewertet. Die hierbei erzielten Ergebnisse werden zur Regelung des Ladeprozesses genutzt.

2.1.3.1 Voraussetzungen für das geregelte Laden

Das Prinzip, wie Fahrzeuge intelligent in ein Hausnetz integriert werden können, ist in Abbildung 12 dargestellt. Das vom Aggregator generierte Signal zur Laststeuerung wird vor Ort mittels dem hauseigenen Energiemanagement (Smart-Grid-Controller, SGC) sowie der Ladestation umgesetzt. Der Smart-Meter misst die bezogene elektrische Arbeit und übermittelt den Zählerstand an den Netzbetreiber bzw. Energielieferanten.

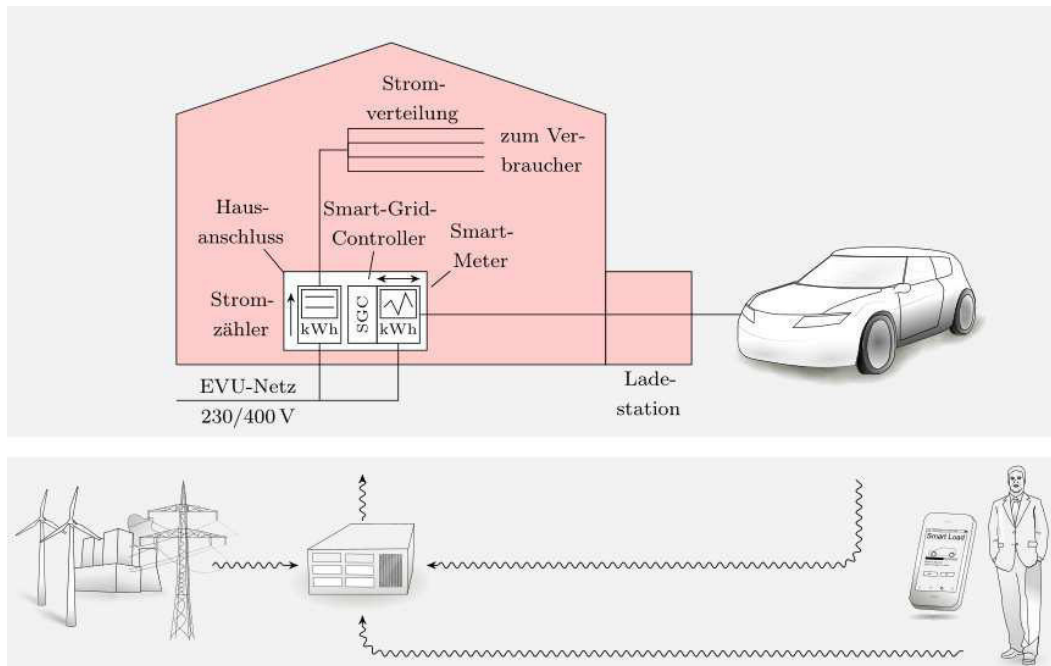


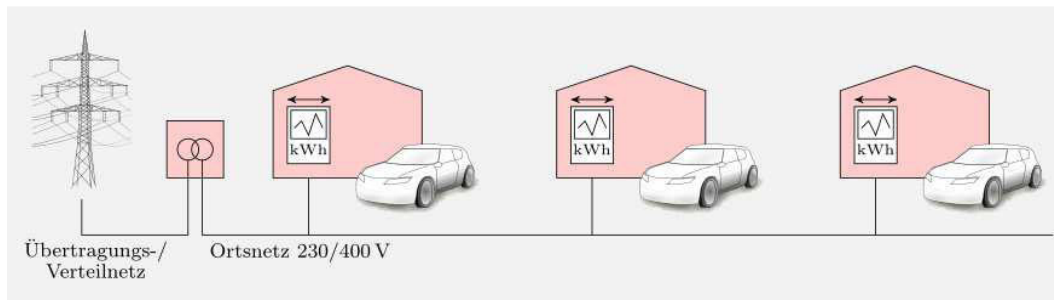
Abb. 12: Darstellung der Möglichkeit einer geregelten Ladung eines Elektrofahrzeuges an einem Hausanschluss. Eine geregelte Ladung berücksichtigt den Netzzustand sowie die Energiebereitstellung, den Füllstand der Fahrzeugbatterien sowie das individuelle Verhalten des Verbrauchers.

Die Steuerung einzelner Verbraucher und Erzeuger im Sinne eines Smart-Grids erfordert die heute noch nicht vorhandene Automatisierung des Niederspannungsnetzes. Hierzu müssen systemrelevante Informationen (Spannungsmessung, Lastfluss etc.) aus kritischen Netzknoten erhoben werden. Dies kann beispielsweise durch in die in jedem Haushalt installierten Smart-Meter geschehen. Mittels zusätzlicher Sensoren kann die Überwachung systemrelevanter Größen mittels Power Quality-Monitoring (PQ-Monitoring) erfolgen. Abbildung 14 illustriert dieses Verfahren beispielhaft:

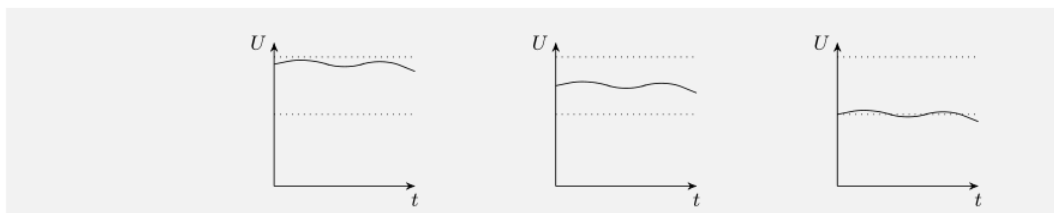
- In Abbildung 13.a verfügt jedes Haus über einen Smart Meter, welcher mittels PQ-Monitoring außer der Leistungsmessung auch die Höhe der Spannung U registriert.
- Die in der Abbildung 13.b gezeigten einzelnen Diagramme zeigen den jeweils zeitlichen Verlauf der Spannung des jeweiligen Hausanschlusses. Durch die Überwachung einzelner Anschlüsse mittels PQ-Monitoring kann der Spannungsabfall über den gesamten Ortsnetzstrang festgestellt werden. Der Spannungsabfall in diesem Ortsnetzstrang ist so groß, dass sich die Spannung außerhalb der von der EN 50160

zulässigen Grenze befindet. Durch das PQ-Monitoring können netzgefährdende Situationen wie diese verhindert werden, in dem gezielt Verbrauch des betreffenden Netzabschnittes ab- bzw. zugeschaltet werden.

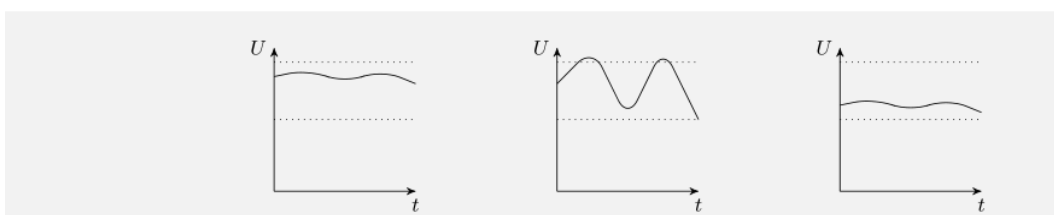
- Abbildung 13.c hingegen zeigt, dass der Spannungsabfall des gesamten Ortsnetzstrangs die von der EN 50160 vorgeschriebenen Grenzen einhält. Eine Abweichung ist jedoch für das mittlere Gebäude dargestellt. Diese Abweichung kann auf einen lokalen Fehler - welcher sich innerhalb des Hausnetzes befindet - hinweisen.



- a) Um das Smart-Grid in jedem Netzknoten zu optimieren, müssen in jedem Haushalt Smart Meter integriert werden, welche neben dem Leistungsbedarf auch andere Messwerte registrieren und übertragen.



- b) Die einzelnen Diagramme zeigen den zeitlichen Verlauf der Spannung des jeweiligen Hausanschlusses. Hierbei ist jeweils ein ähnliches Verhalten erkennbar, jedoch ist ein Spannungsabfall entlang des Ortsnetzstranges erkennbar. Wie in dem rechten Diagramm dargestellt, ist dieser Spannungsabfall so groß, dass sich der Wert außerhalb des Toleranzbandes befindet.



- c) Zeigt ein Verlauf ein abweichendes Verhalten von allen anderen Verläufen an, so lässt sich ein Fehler auf den betreffenden Hausanschluss lokalisieren.

Abb. 13: Illustration des PQ-Monitorings zur Lokalisierung von Fehlern im Ortsnetz sowie zur Möglichkeit der Regelung von Verbrauchern wie zu ladenden Elektrofahrzeugen.

2.1.3.2 Ladeverhalten bei geregelter Ladung

Abbildung 14 illustriert den zeitlichen Bedarf elektrischer Leistung einer möglichen Ladeverhaltens im Vergleich mit dem Haushaltslastprofil. Die Abbildung zeigt einen exempla-

risch gewählten Verlauf des Leistungsbedarfes, welcher das geregelte Ladeverhalten widerspiegelt. Durch sich verändernde Anforderungen (Fahrzeug soll zu einem späteren Zeitpunkt erst vollständig geladen sein, ...) kann der Leistungsbedarf jederzeit angepasst werden. Die Bestimmung des Ladeprofils erfolgt für jeden Anschlusspunkt individuell.

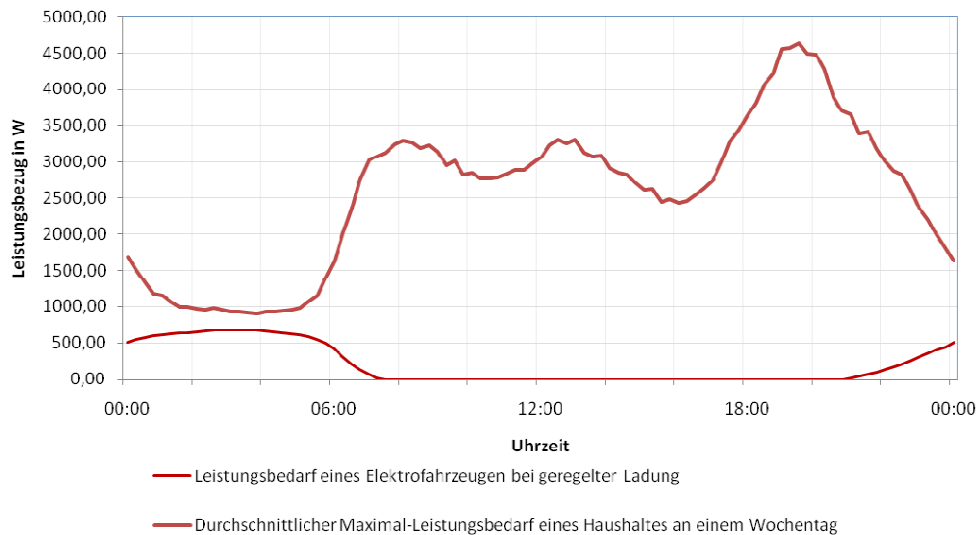


Abb. 14: Durch die Regelbarkeit des Ladeprozesses kann der Leistungsbedarf eines Elektrofahrzeuges entsprechend verschiedener Vorgaben und Einflüsse für jede Ladestation individuell gesteuert werden. (Datenquelle: Salzburg AG)

Die gemeinsame Kommunikation aller reduziert mögliche Auswirkungen (durch sprunghafte Änderungen des Leistungsbedarfes, überproportionale Spannungsabfälle, ...), auf das Energieversorgungssystem.

2.1.3.3 Auswirkungen der geregelten Ladung

In Abbildung 15 sind die kumulierten Leistungen der Elektrofahrzeuge mit denen der Haushalte für einen Sommer- sowie einen Wintertag dargestellt. Durch die individuelle Ansteuerung der Ladestationen kann der Leistungs- und Energiebedarf je nach Bedarf geändert und lokal genau gesteuert werden.

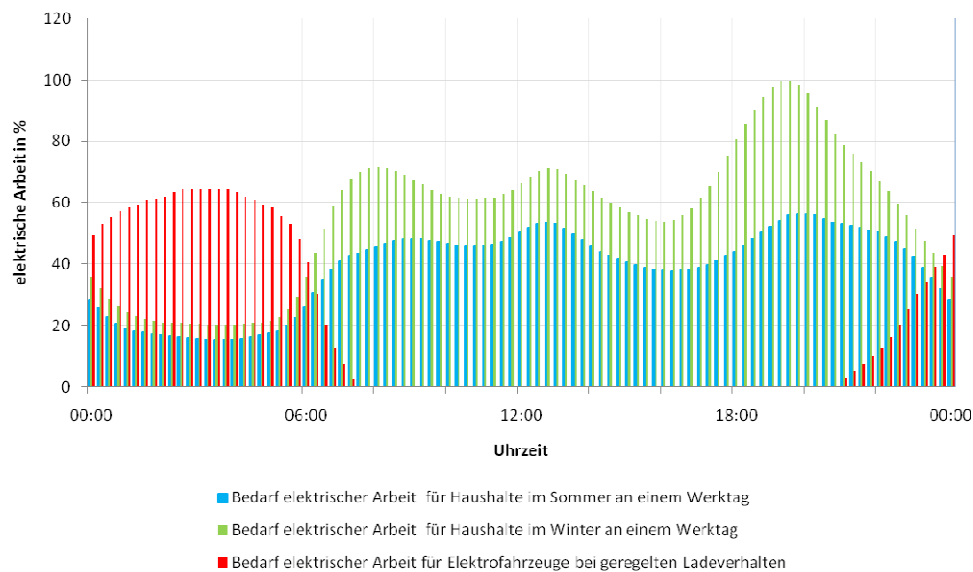


Abb. 15: Durch die Regelung des Ladeprozesses wird eine örtlich genaue und eine dem Wünschen des Nutzers entsprechende Ladung zu generieren. (Datenquelle: Salzburg AG)

Gegenüber dem asynchron gesteuerten Laden werden beim regelten Laden gezielt systemrelevante Daten aus dem lokalen Ortsnetz für die Einbindung der Fahrzeuge in das Gesamtsystem genutzt. Durch die Berücksichtigung von Kundenwünschen sowie der von den Fahrzeugen tatsächlich benötigten Energie wird eine optimierte Laststeuerung erzielt. Somit stellt das geregelte Laden auch eine kundenfreundlichere Lösung dar, welche durch synergetische Nutzung einer Smart-Grid-Implementierung ermöglicht werden kann.

2.2 Randbedingungen einer G2V-Interface-Struktur: Gesellschaftsstrukturen der Salzburg AG

Die Salzburg AG will einen Beitrag zu einer breiten Einführung der Elektromobilität leisten und daher einen signifikanten Anteil des mobilen Individualverkehrs von Verbrennungsmotoren mit im Betrieb nahezu schadstofffreien Elektrofahrzeugen ersetzen. Im Jahr 2009 wurden zusammen mit „The Mobility House - International“ (TMH) zwei Tochtergesellschaften gegründet, um alle Aufgaben – welche für die Dienstleistung der elektrischen Mobilität relevant sind – abzudecken (siehe Abbildung 16). Der Aufgabenbereich streckt sich von der Bereitstellung von Fahrzeugen, dem Aufbau und dem Betrieb der Infrastruktur bis hin zum After-Sales-Service (siehe Abbildung 17).

Für den Business-to-Business Bereich (B2B) wurde „The Mobility House (Österreich)“ (TMH) gegründet. Im Focus dieser Gesellschaft liegt die Konzeption und Entwicklung des Produktes Elektromobilität und der dazugehörigen Dienstleistungen. Zielkunden für das TMH sind EVU im In- und Ausland, die mit dem Know-How zur Implementierung der Elektromobilität bedient werden. Hierzu gehören einerseits die Produkte von Infrastruktur und Fahrzeugen andererseits die Prozesse, Verträge und Marketingunterlagen.

Für den Kunden aus dem Bereich Business-to-Customer (B2C) ist die ElectroDrive Salzburg GmbH Ansprechpartner in allen Bereichen einer emissionsfreien, hocheffizienten und alltagstauglichen Mobilität mit Elektrofahrzeugen. Die Kernkompetenz von ElectroDrive Salzburg ist einerseits der Endkundenvertrieb, andererseits die Errichtung und der Betrieb der Ladeinfrastruktur. ElectroDrive bietet als Vertriebsgesellschaft hierbei im Rahmen eines Leasingvertrages dem Kunden Segways, E-Roller, E-Bikes (Pedelects) und E-Autos an. Die hierbei anfallende monatliche Pauschale inkludiert eine Ladekarte, worüber der Fahrzeugnutzer bei allen in der Stadt aufgestellten Ladestationen sein Fahrzeug kostenfrei mit Strom aufladen kann. Optional werden verschiedene Versicherungspakete (Diebstahl, Vollkasko und Haftpflicht) sowie Servicepakete (Reifen, Service, Reparatur) dem Kunden angeboten. E-Autos werden mit einer Ladestation für den privaten Bereich ausgeliefert, wobei ein Leittungscheck einen fundamentalen Bestandteil des Mobilitätspaketes darstellt. Alternativ besteht die Möglichkeit, sämtliche Fahrzeuge auch zu erwerben.

Struktur TMH

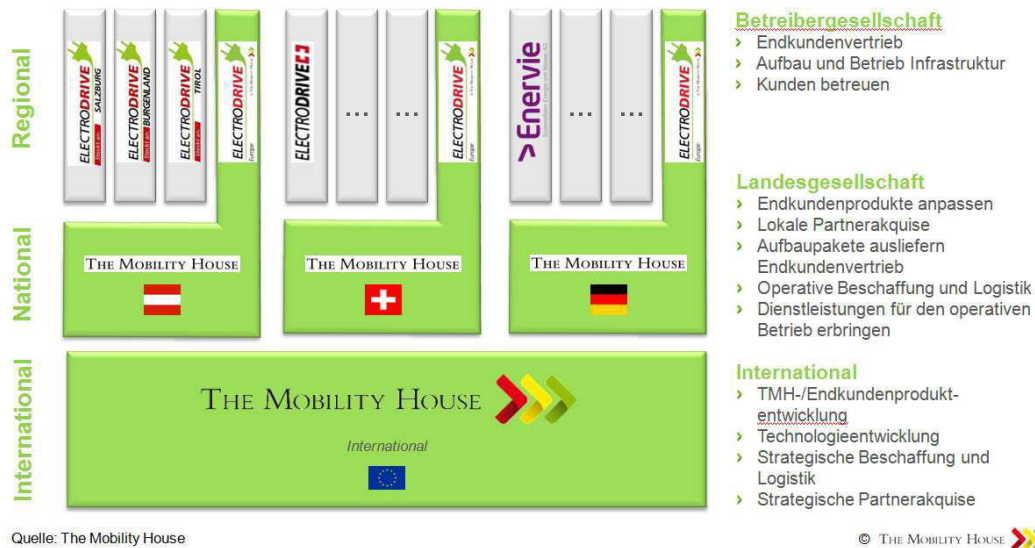


Abb. 16: Gesellschaftsstruktur „The Mobility House“ (TMH) und ElectroDrive-Partner

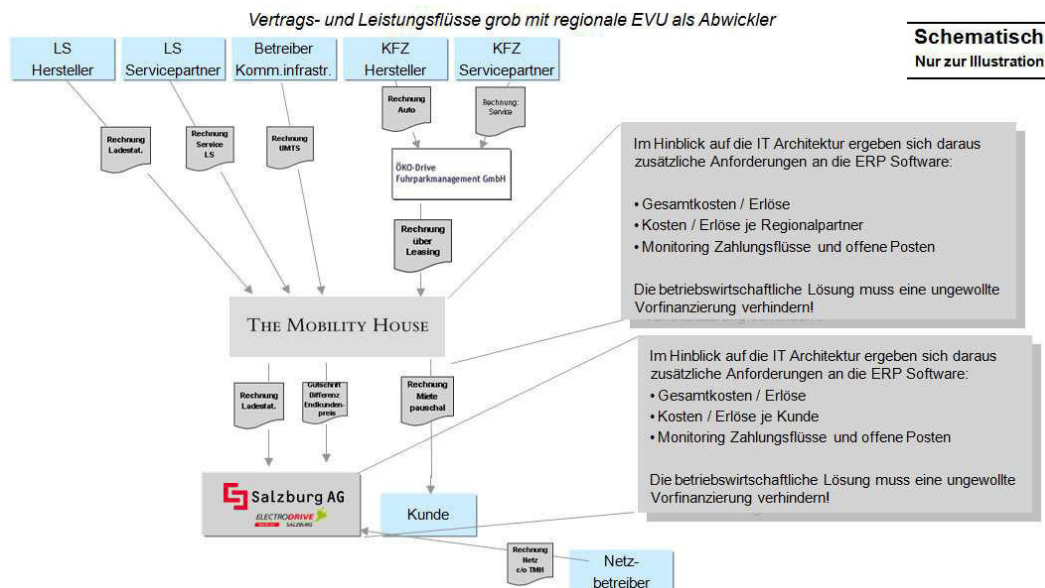


Abb. 17: Architekturmodell und Vertragsbeziehungen zu dem Geschäftsmodell der TMH

Ein wesentlicher Punkt ist die Evaluierung der bestehenden IT-Struktur und daraus folgend eine mögliche Nutzung von Synergien für die Elektromobilität. Das Prinzip der derzeitigen Zählerfernauslesungen in Salzburg ist in Abbildung 18 ersichtlich. Das zentrale IT-Tool für eine funktionierende Ladestationsinfrastruktur ist das Frontend dessen Basisfunktionen detailliert in Abschnitt 2.6 dargestellt werden. Hier ist auch die Zählerdatenkommunikation integriert. Zusammen mit dem Aspekt der IT-Security wurde durch die beteiligten Gesellschaften folgende Vorgehensweise vereinbart:

1. Inselbetrieb des Frontend unabhängig von der bestehenden IT-Infrastruktur der Salzburg AG

2. Finalisierung und Implementierung der im Abschnitt 2.6 genannten fehlenden Interfaces
3. Einbindung der IKT-Architektur in die bestehende IT-Infrastruktur unter Berücksichtigung von Synergien

Zunächst wird eine eigene informationstechnische Lösung für die Integration der Elektrofahrzeuge in ein Informations- und Kommunikationssystem angestrebt. Energienahe Dienstleistungen wie die Zählwertübertragung und das Fahrplanmanagement sowie dessen Steuerung werden in der TMH gebündelt. Durch die geplante Integration in bestehende Netzleit- und Steuerungssysteme werden auch zukünftige Entwicklungen wie die Integration von Fahrzeugen in Smart-Grids berücksichtigt.

Partner hierbei ist die Salzburg Netz GmbH. Diese stellt bereits heute den Zugang zum Stromnetz für die Ladestationen bereit und ist Ansprechpartner für Fragen im Systembetrieb sowie der Energieabrechnung. Hierbei wird auf deren Erfahrungen für die Energieabrechnung für Industrie- und Haushaltskunden zurückgegriffen.

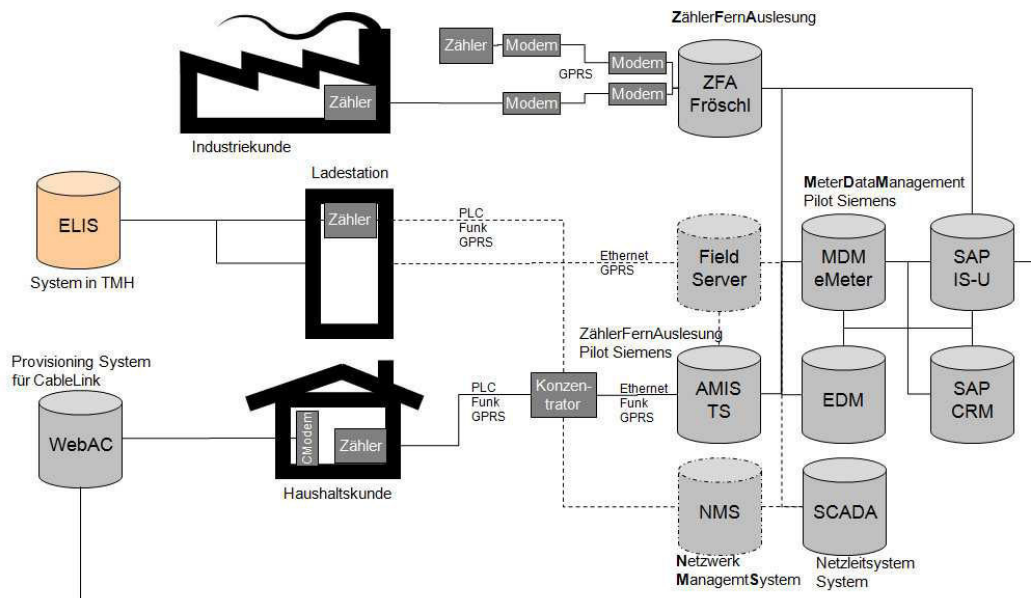


Abb. 18: Darstellung der informationstechnischen Integration von Ladestationen in das IT-System der Salzburg AG

Elektromobilität ist erst dann nachhaltig, wenn der dazu benötigte Strom aus regenerativen Energiequellen stammt. Daher wird die Energie, welche an den Ladestationen dem Nutzer zur Verfügung gestellt wird, über die Salzburg Ökoenergie GmbH bezogen und abgerechnet.

Für das gesteuerte Laden ergibt sich aus dem Geschäftsmodell folgender Prozess für die Errichtung und den Betrieb einer Ladestation im privaten Bereich:

1. Besichtigung vor Ort mit dem Kunden der Gegebenheiten und Möglichkeiten der Kabelverlegung

Anm.: Falls keine direkte 230V/16A Leitung zur LS vorhanden ist, müssen die zusätzlichen Installationsarbeiten mit einem Partner durchgeführt werden. Die Kosten dafür sind vom Kunden zu tragen.

2. Der Kunde erteilt der ElectroDrive eine Vollmacht
3. Die ElectroDrive beantragt einen Netzzugang beim regionalen NB im Namen des Kunden und holt die Zustimmung vom NB ein
4. Beschaffung der Energie im Namen des Kunden
5. Organisation der Umbauarbeiten wie Zuleitungen oder Zählerkasten (Anschluss vor dem Hauptzähler)
6. Installation der Ladestation Home beim Kunden (z. B. in der Garage) und Kontrolle der GPRS Kommunikation
Anm.: Parallel dazu installiert der reg. Netzbetreiber seinen Zähler im Zählerkasten
7. Ablesung des Netzzählers einmal pro Jahr durch Netzbetreiber (optional)
8. Auslesung des Zählers in der Ladestation kann durch TMH laufend erfolgen
9. Rechnungen (Netz und Energie) gehen c/o (abweichender Rechnungsempfänger) an TMH
10. TMH bezahlt Netz und Energierechnung im Namen des Kunden
11. Kunde zahlt monatliche Pauschale an TMH
12. Bei Auflösung des Vertragsverhältnisses könnte u.U. die von TMH allenfalls bezahlte Netzbereitstellungsgebühr (für die zus. ca. 4 kW) vom Kunden wieder zurückverlangt werden.

2.2.1 Zertifikatsmodell

Seit Mitte 2010 wird von ElectroDrive-Partnern – unterstützt durch „The Mobility House“ – ein Mobilitätspaket vertrieben. Dies stellt einen Zwischenschritt zwischen ungesteuerten und gesteuerten Laden dar. Der Endkunde bezieht ein Mobilitätsprodukt, das sich zumindest aus folgenden Leistungsinhalten zusammensetzt:

- E-Fahrzeuge
- Ladestation Home mit geeichtem Zähler
- Ökostromzertifikate zum Betrieb des Fahrzeuges

Auf Basis der zum Fahrzeug mitgelieferten Ladestationen können die Zählerdaten durch The Mobility House fern-abgelesen werden. Somit kann für die Summe der Fahrströme Ökostromzertifikate über die Ökostrombörse bezogen und dem Endkunden zugeordnet werden.

2.2.2 Geschäftsmodell der RWE

Ebenso wie die Salzburg AG ist auch der aus Deutschland stammende Energieversorger RWE in den Markt der Elektromobilität eingestiegen. Unter der Produktbezeichnung „RWE Autostrom“ werden Energie sowie die für die Ladung erforderliche Infrastruktur dem Kunden zur Verfügung gestellt. Weiterhin strebt RWE strategische Kooperationen wie mit dem Park-

hausbetreiber APCOA, dem Fahrzeugverleiher SIXT oder dem Automobilclubs wie dem ADAC an.

Der Nutzer erhält über die RWE Ladeinfrastruktur sowie der optionalen Ladestation für Zuhause Ökostrom unter der Bezeichnung „RWE Autostrom Natur“ [25]. Da heute eine aktive Integration der Elektrofahrzeuge in das elektrische Verteilsystem, bzw. eine bidirektionale Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug noch nicht möglich ist, wird zertifizierter Strom vertrieben.

Erst in Zukunft wird es möglich sein, Ladeprozesse gezielt in Abhängigkeit einzelner Anforderungen zu regeln. Dann wird es möglich sein, erneuerbare Energiequellen vor Ort im Sinne eines Smart-Grids zu nutzen.

2.3 IT Integration

Im Arbeitspaket IT Integration wird analysiert, welche Anforderungen sich an die IT-Systeme für Grid-2-Vehicle-Anwendungen ergeben und wie eine Integration der Anforderungen eines G2V-Systems, aktuellen Entwicklungen im Bereich der Kommunikationsstandards und bereits vorhandene Informationssysteme in ein zukünftiges IT-System für Grid-2-Vehicle Anwendungen durchgeführt werden kann.

2.3.1 Nutzeranforderungen und Kundenbedürfnisse

Zu Beginn der Untersuchung von Möglichkeiten der IT-Integration von G2V-Ansätzen steht zunächst die Analyse von Nutzeranforderungen, denen die IT-Systeme gerecht werden müssen.

2.3.1.1 Erfahrungen aus der Praxis

Ein großer Teil der heute privat genutzten Fahrzeuge wird für Pendelfahrten zwischen Wohn- und Arbeitsstätte genutzt. Die aktuell verwendeten Fahrzeuge mit konventioneller Antriebstechnik werden in der Regel flexibel eingesetzt. Neben den regelmäßigen Fahrten sind jederzeit auch spontane Fahrten möglich. Dies ist nur durch eine – im Vergleich zu den heute verfügbaren Elektrofahrzeugen – höhere Reichweite je Tankfüllung gegenüber der Batterieladung bei Elektrofahrzeugen möglich.

Dieses hohe Maß an Flexibilität wird der Nutzer zukünftig auch von elektrisch betriebenen Fahrzeugen verlangen. Der Nutzer möchte sein Fahrzeug dann verwenden, wenn er es benötigt. Das schließt sowohl regelmäßig sich wiederholende Fahrten wie auch spontane Fahrten ein.

Um diese Flexibilität und Einfachheit der Mobilität beizubehalten, ist der Nutzer darauf angewiesen, dass sein Fahrzeug bei der Abfahrt einen gewünschten Ladestand x aufweist, um damit die Strecke y zurückzulegen. Aus der Sicht des Nutzers ist dies vor allem dann möglich, wenn er das Fahrzeug unmittelbar nach der Ankunft mit der Stromversorgung verbindet und somit den Ladevorgang startet. Die hierbei entstehenden negativen Auswirkungen der ungesteuerten Ladung wurden im Abschnitt 2.1.1.3 beschrieben.

Abschnitt 2.1.2 zeigt hierzu eine Lösung des Problems auf, welche auf der bestehenden Rundsteuertechnik beruht. Sie hat allerdings den Nachteil, dass der Kunde keinen Einfluss auf die Schaltprozesse hat, welche vom Netzbetreiber durchgeführt werden. Aus dem Bericht „Erfolgsfaktoren von Smart Metering aus Verbrauchersicht“ der Gesellschaft für Sozialforschung und statische Analysen mbH (forsa) [26] lassen sich die dort angegebenen Ergebnisse teilweise auch auf die Steuerung per Rundsteuertechnik übertragen. Die größten Kritikpunkte bestehen hierbei in einer möglichen komplizierten Handhabung der fremdgesteuerten Ladestationen sowie der nicht vorhandenen Selbstbestimmung und Fremdkontrolle über

die Ladezeitpunkte. Hierbei geben die folgenden Aussagen die Ängste der Kunden am deutlichsten wieder:

- „Ich [der Nutzer] will die Kontrolle haben!“.
- „das würde mich total meiner Freiheit berauben [...]“

Mit der im Abschnitt 2.1.3 dargestellten geregelten Ladung erhält der Nutzer die Möglichkeit – zusammen mit dem Netzbetreiber und Energielieferanten – über die Ladung selbst zu bestimmen. Wie bereits gezeigt, nimmt die Komplexität des Steuerungs- und Regelungssystems von der ungesteuerten über die gesteuerte hin zur geregelten Ladung deutlich zu. Für Netzbetreiber und Energielieferanten steigen gleichzeitig die Möglichkeiten, gezielt in den Ladeprozess einzugreifen.

Vorteile werden jedoch auch von potentiellen Nutzern wahrgenommen. Dazu bedarf es jedoch der Interaktion zwischen dem Nutzer und der Ladestationsinfrastruktur:

Die Ladestation bildet zusammen mit dem Smart-Meter auf Kundenseite ein Punkt, an welchem Messdaten zur Regelung der Ladevorgänge erfasst werden. Daher ist es auch möglich, die im oben genannten Bericht der Forsa wahrgenommenen Aussagen zum gewünschten Funktionsumfang von Smart-Metern auch auf die Einführung von Ladestationen bzw. dem User-Interface zwischen Anwender, Ladeinfrastruktur und Fahrzeug anwenden. Die hierbei gemachten Aussagen werden hierbei durch Erfahrungen der ElektroDrive Salzburg GmbH bestätigt. Abbildung 19 zeigt die für diese Schnittstelle in Frage kommenden Funktionen.

Die Kernaussage ist, dass der Nutzer ein einfach zu bedienendes System zur Verfügung gestellt haben möchte, welches über geeignete Visualisierungen einen Zusammenhang zwischen eigenem Verhalten und dem Energieverbrauch (in kWh oder km) sowie der entstehenden Kosten ermöglicht.

Die mit über 80 % „sehr gut“ und „gut“ am besten bewertete Funktion ist die Möglichkeit, den Energieverbrauch über individuell einstellbare Zeitabschnitte anzeigen zu lassen. Diese Funktion erhöht für den Kunden die Transparenz der Stromrechnung. Mit einer genauso positiven Bewertung wurde die Möglichkeit gewählt, dass das System den günstigsten Stromtarif automatisch wählt und der Ladeprozess automatisch gestartet wird.

Ein weiteres nutzerfreundliches Merkmal ist eine Anzeige tageszeit- und netzlastabhängiger Stromtarife sowie die Prognose des zu erwartenden Stromverbrauchs sowie der -kosten.

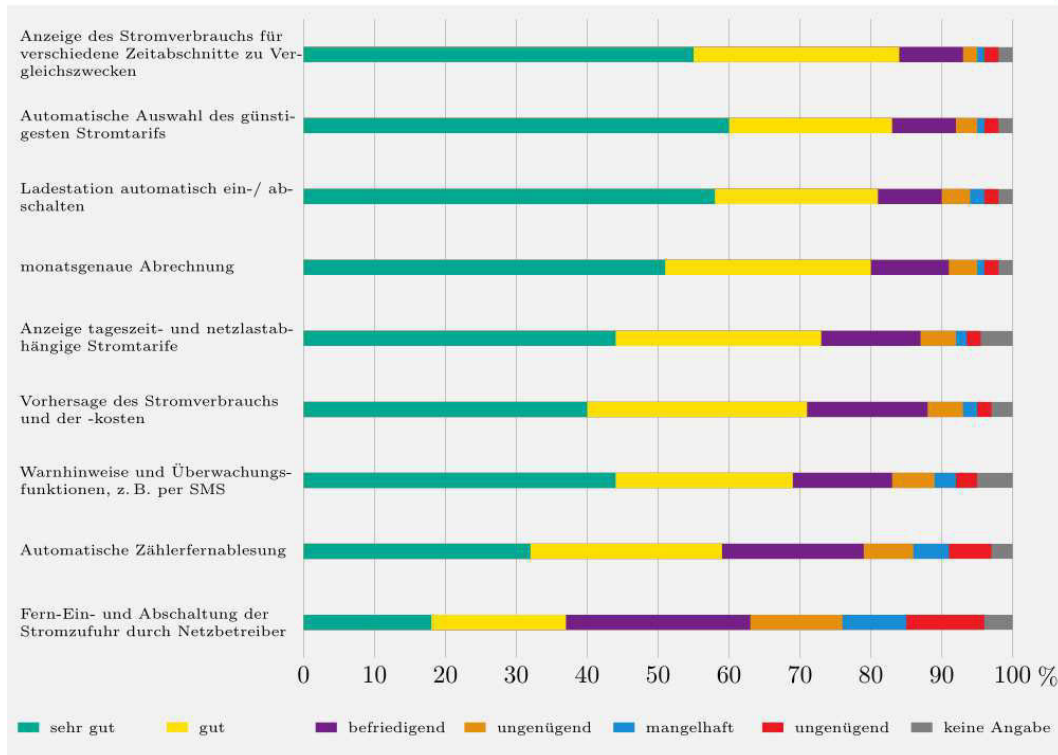


Abb. 19: Übersicht und Bewertung möglicher Funktionen der Ladeinfrastruktur sowie des Nutzerinterfaces. Die Funktionen wurden in Anlehnung an den Bericht „Erfolgsfaktoren von Smart Metering aus Verbrauchersicht“ (Forsa) [26] entnommen und ggf. den (sehr ähnlichen) Anforderungen an die Ladeinfrastruktur/Interface angepasst. Aus diesem genannten Bericht wurden die dort getroffenen Bewertungen übernommen.

Die Möglichkeit, den Nutzer im Falle eines Fehlers bei der Ladung (Ladekabel entfernt, ...) beispielsweise per SMS zu warnen, stimmt bei mehr als zwei Drittel der Nutzer auf Zustimmung. Überwiegend positiv wurde in der Umfrage auch die Möglichkeit aufgefasst, dass die Zählerdatenerfassung automatisiert per Fernablesung erfolgt und somit eine monatliche Rechnung erstellt werden kann.

Einzig die Möglichkeit, dass der Netzbetreiber die Stromzufuhr (automatisiert) aus der Ferne ein- und abschalten kann, stieß hierbei auf wenig Akzeptanz durch den Nutzer.

2.3.1.2 Kreativworkshop zur Benutzerschnittstellen-Gestaltung

Für die Gestaltung eines möglichst einfach zu bedienenden Benutzerinterfaces für die G2V-Applikation wurde am 28. September 2010 in Wels ein Kreativworkshop durchgeführt. Bei diesem gemeinsam mit dem SGMS-Projekt Consumer2Grid organisierten Workshop haben zehn eingeladene Teilnehmer – betreut durch Usability-Spezialisten des *Center for Usability Research & Engineering* (CURE) – einen Entwurf für eine G2V-Smartphone-Applikation ausgearbeitet.



Abb. 20: Das aufbereitete Ergebnis des Workshops: Abbildung (a) zeigt die Auswahl der beiden Ladungs-Alternativen. (b) Im Falle der „günstigen Ladung“ müssen weitere Parameter abgefragt werden.

In einer ersten Stufe wurden durch die Teilnehmer, ihre Anforderungen an eine G2V-Applikation festgehalten. Diese waren in der Gruppe sehr kongruent. Die Mehrheit der Teilnehmer hatte sich bereits mit dem Thema beschäftigt. Aus diesen Anforderungen wurde dann ein möglichst einfaches Interface entwickelt. Zentraler Bestandteil des Ergebnisses ist die Wahl zwischen den zwei Optionen „sofort laden“ (teure Variante) und „günstig laden“. Im Falle der günstigen Ladung kann der Benutzer dann angeben, wann er wie viel aufgeladen haben möchte.

Obwohl unabhängig entstanden, sind die Ergebnisse sehr vergleichbar mit parallelen Entwicklungen, z. B. der in [27] dargestellten G2V-Benutzerschnittstelle.

2.3.2 Datenanforderungen

Die G2V-Anwendung stellt Datenanforderungen an das zu konzipierende Managementsystem, welche als Grundlage für das Systemdesign dienen. Für die beiden Fälle „Worst case“ und „Start case“ sind diese Anforderungen vergleichsweise gering. Der „Worst case“ kommt ohne Datenaustausch zwischen Fahrzeug und Ladestation aus, der „Start case“ verwendet das Rundsteuersystem für die Kommunikation von An/Aus-Befehlen an Gruppen von Ladestationen. Substantielle Anforderungen gibt es erst dann, wenn der „Future case“ betrachtet wird. Dieser Fall basiert auf der Grundvoraussetzung, dass die beteiligten Interessensgruppen „Fahrzeugnutzer“, „G2V-Infrastrukturbetreiber“, „Stromnetz“ und „Energie“, siehe Abbildung 10, ihre Anforderungen abgleichen, um eine möglichst optimale Lösung für alle Beteiligten zu finden.

Die Anforderungen dafür ergeben sich zunächst aus den Interessen der beteiligten Stakeholder. Diese sind:

Aggregator – Hiermit wird das Datenbank- und Managementsystem bezeichnet, welches die Steuerung der Ladestationen und damit auch der Ladevorgänge zur Aufgabe hat. Es aggregiert dabei eine Reihe von Ladestationen und lässt sie nach außen hin – z.B. gegenüber Netz oder Energiemarkt – als eine Einheit erscheinen.

Benutzer – Der Benutzer bewegt das Elektrofahrzeug und muss dazu die Batterien laden. Das G2V-IKT-System informiert den Benutzer über mögliche Optionen und Kosten, mit deren Hilfe der Ladewunsch definiert und übermittelt werden kann.

Energie – Die Energieerzeuger übermitteln dem G2V-IKT-System Energiepreise oder Tarife anhand derer Lasten verschoben werden können. Müssen teure Kraftwerke in Betrieb genommen werden, um die Versorgungssicherheit zu garantieren, könnte das G2V-IKT-System so Verbraucher vom Netz nehmen, um Kosten zu sparen.

Fahrzeug – Damit die Ladung per Ladewunsch umgesetzt werden kann, müssen dem G2V-IKT-System folgende Informationen vom Fahrzeug zur Verfügung stehen: State-of-Charge, Depth of Discharge und maximaler Ladestrom. Andererseits muss das Fahrzeug wissen, mit welchem maximalen Ladestrom an einer Ladestation geladen werden kann. Diese Information bekommt das Fahrzeug vom G2V-IKT-System.

Stromnetzbetreiber – Dienstleistungsunternehmen, zuständig für die Bereitstellung, Wartung und Dimensionierung der Infrastruktur zur Übertragung von elektrischer Energie. Der Stromnetzbetreiber informiert das G2V-IKT-System über den Netzzustand und aktuelle Netzauslastung als Grundlage für eine etwaige Lastverschiebung.

G2V-Infrastruktur-Betreiber – Dienstleistungsunternehmen, welches die Ladeinfrastruktur bereitstellt und für die Kundenverwaltung, das Asset-Management oder die Wartung zuständig ist. Mit dem G2V-IKT-System tauscht der G2V-Infrastruktur-Betreiber Kundendaten, Asset-Management- oder Wartungsinformationen aus.

Wichtig beim Design des Systems ist, dass im Sinne der Verallgemeinerbarkeit die Aufteilung in einzelne Stakeholder-Funktionalitäten so detailliert wie möglich erfolgt. Dies ermöglicht die Zuordnung zu den realen Instanzen, siehe Abbildung 21.

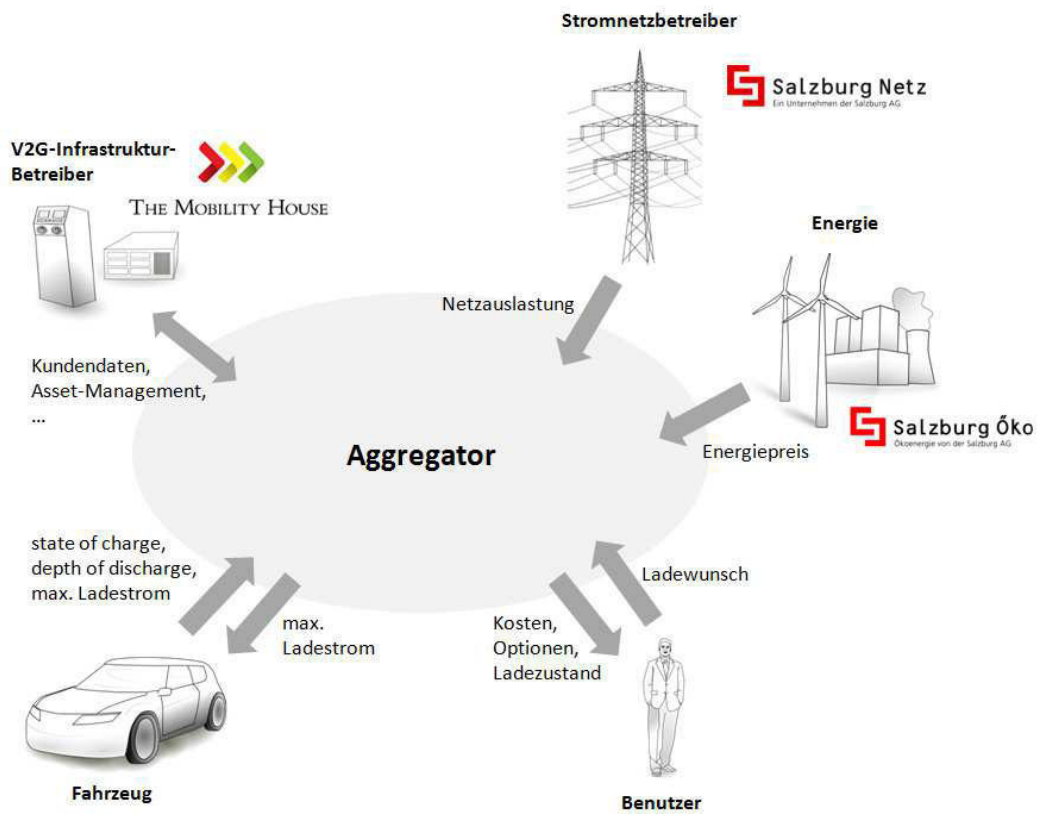


Abb. 21: Übersicht über die Architekturelemente und die jeweils auszutauschenden Daten sowie die Zuweisung der Stakeholder zu realen Instanzen für die Smart Grids Modellregion Salzburg

Zwischen den Architekturelementen sind folgende Daten auszutauschen (siehe Tabelle 4):

Tab. 4: Erläuterung zu den in Abb. 21 gezeigten auszutauschenden Daten

Informationen	Erläuterung
Depth of Discharge (DoD)	DoD ist eine alternative Methode den Ladezustand (siehe SoC) anzugeben. DoD bildet den Kehrwert vom SoC, das heißt der DoD verringert sich um den Wert den sich der SoC erhöht.
State of Charge (SoC)	Der SoC gibt den aktuellen Ladezustand einer Batterie in Prozent an [28]. Anhand dieses Werts ist es möglich abzuschätzen, wie lange ein Elektrofahrzeug noch betrieben werden kann.
Kosten	Die Kosten für einen Ladevorgang werden vom Aggregator, bei der Berechnung des Ladevorgangs, ermittelt und an das Benutzerinterface gesendet. Der Benutzer kann sich die Kosten via Benutzerinterface ansehen.
Ladeprofil	Über das Benutzerinterface gibt der Benutzer Ladewünsche an das G2V-IKT-System weiter. Dabei werden Ladewünsche, via Benutzerinterface, in ein für das G2V-IKT-System verständliches Ladeprofil übersetzt. Das Ladeprofil enthält Informationen über Zeitpunkt, ab wann das Fahrzeug verfügbar sein muss, der zu erwarteten Wegstrecke und ob günstig oder schnell geladen werden soll.
Ladewunsch	Damit die Verfügbarkeit eines Fahrzeuges sich mit den Vorstellungen des Benutzers deckt, muss das Fahrzeug entsprechend, rechtzeitig geladen werden. Per Ladewunsch teilt der Benutzer dem G2V-IKT-System, über das Benutzerinterface, die Anforderungen bezüglich Verfügbarkeit des Fahrzeuges mit.
Lastverschiebe potential	Das aktuelle Lastverschiebepotential umfasst die zeitlichen Flexibilität sämtlicher zurzeit verfügbaren (an Ladestation angesteckten) Fahrzeuge.
Ladestrom	Fahrzeug und Ladestation müssen jeweils wissen, mit welchem maximalen Ladestrom geladen werden kann. Durch Austausch dieser Information, kann der tatsächlich mögliche Ladestrom ermittelt werden.
Preis(t)	Preis(t) sind die Kosten für die Benutzung von Netz und Energie die zum Zeitpunkt t anfallen. Anhand dieser Preisinformationen können zum Beispiel kostengünstige Ladevorgänge berechnet werden. Hier wird angenommen, dass sich auch die variable Netzauslastung in einem zeitvariablen Preis niederschlägt. Alternative, nicht-preisbasierte Ansätze sind ebenfalls denkbar.
Steuerbefehle	Per Steuerbefehl wird der Ladestation mitgeteilt den Ladeprozess zu starten oder zu stoppen.

2.3.3 Konzeption von Softwarearchitektur und Anwendungsfeldern

Für die Konzeption der Softwarearchitektur wird nur der „Future case“, in welchem die Steuerung des Ladeprozesses via eines Benutzerinterfaces möglich ist, berücksichtigt. In den beiden anderen Fällen, Worst- und Start case, siehe Abschnitt 2.1.1 und 2.1.2 ist die Steuerung des Ladeprozesses via Benutzerinterface aus technischer Sicht nicht möglich.

Future case – In diesem Szenario wird versucht, den Ladeprozess sowohl für den Netzbetreiber, den Energieversorger als auch den Kunden möglichst optimal zu gestalten. Es sollen die Interessen von jedem dieser Stakeholder erfasst und berücksichtigt werden. Für die Konzeption einer geeigneten Software-Architektur werden die folgenden Schritte verfolgt:

1. Identifikation der Kommunikationswege. Welche Einheiten müssen miteinander kommunizieren, wo liegen die direkten und indirekten Kommunikationswege?
 - a. Kommunikation Ladestation – Fahrzeug – Aggregator
 - b. Kommunikation mit dem Benutzerinterface
 - c. Kommunikation mit Netz und Energie
2. Verwendete Kommunikationsprotokolle
 - a. Vorhandene Protokolle, Rechercheergebnisse und Auswahlkriterien
 - b. Fehlende Standards
3. Zusammenfügen der Gesamtarchitektur

Die oben angegebenen Schritte werden im Folgenden behandelt und daraus im letzten Abschnitt die Gesamtarchitektur zusammengestellt.

1 Identifikation der Kommunikationswege

Der Benutzer interagiert mit dem G2V-System über Benutzerinterfaces, welche im Fahrzeug, an der Ladestation oder extern integriert werden können. In Abbildung 22 sind die drei Komponenten, Elektrofahrzeug, Ladestation und Aggregator sowie mögliche Kommunikationsverbindungen – gekennzeichnet mit C_1 bis C_3 – zwischen diesen abgebildet. Mögliche Benutzerinterfaces sind mit I_1 bis I_3 gekennzeichnet. Ziel der Untersuchung der Kommunikationswege ist die Definition einer Kommunikationsarchitektur und für diese sinnvollen Benutzerinterfaces.

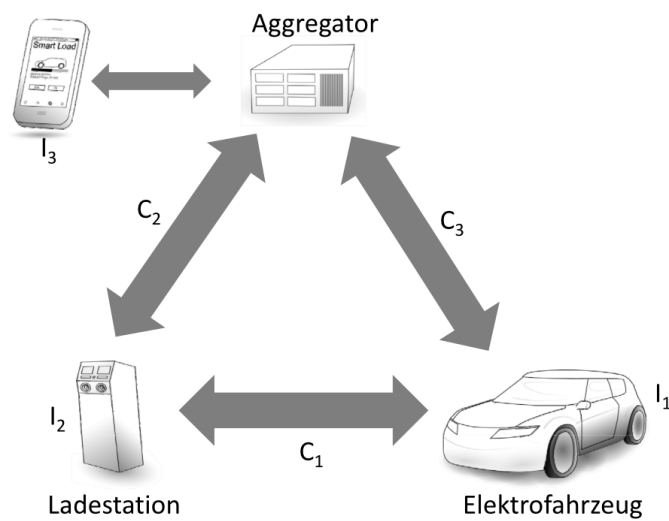


Abb. 22: Mögliche Kommunikationswege, gekennzeichnet C1 bis C3, zwischen den Stakeholdern; Aggregator, Ladestation und Elektroauto, und mögliche Benutzerinterfaces im Fahrzeug, Ladestation und extern, gekennzeichnet mit I1 bis I3

1.a Kommunikation Ladestation – Fahrzeug – Managementsystem

Die Variation der Kommunikationswege zwischen der Ladestation, dem Fahrzeug und dem Aggregator ergibt acht unterschiedliche Szenarien. Diese sind aus Figur 22 ableitbar, in Tab 5 aufgelistet und werden im Weiteren genauer untersucht und bewertet.

Tab. 5: Die Kommunikationsmatrix zeigt acht mögliche Kommunikationsvarianten und Benutzerinterfaces sowie Informationen darüber, ob die Ladesteuerung im Auto oder in der Ladestation (LS) integriert ist

Fall	Kommunikation			Benutzerinterface			Ladeprozess gesteuert von LS / Auto
	Link C1 vorhanden	Link C2 vorhanden	Link C3 vorhanden	I1 sinnvoll	I2 sinnvoll	I3 sinnvoll	
1	X	X		X	X	X	LS/Auto
2			X	X		X	Auto
3		X	X	X	X	X	LS/Auto
4		X			X	X	LS
5	X		X	X	X	X	LS/Auto
6	X	X	X	X	X	X	LS/Auto
7	X					X	---
8						X	---

- Fall 1** – In diesem Setup können das Zentralsystem, die Ladestation und das Elektromobil miteinander kommunizieren. Eine Ladeprozesssteuerung ist sowohl durch die Ladestation als auch durch das Elektrofahrzeug möglich, weil das Zentralsystem mit beiden kommuniziert und Steuersignale senden kann. Wenn das Elektroauto den Ladeprozess steuert, agiert die Ladestation als Informationsgateway, da durch sie die Kommunikation zwischen Elektroauto und Aggregator weitergeleitet wird. Derzeit existieren bei den meisten Fahrzeug- und Batteriemanagementsystemhersteller eigene proprietäre Protokolle für die fahrzeuginterne Kommunikation, was die Bereitstellung von Diensten nach außen (z. B. das Auslesen des Batterieladezustandes) erschwert. Es gibt noch keine offenen Standards, die von wichtigen Fahrzeugherstellern unterstützt werden, stattdessen werden Informationen über Batterie- und Batteriemanagementsystem aus Sorge vor dem Verlust eines Wettbewerbsvorteils nicht zugänglich gemacht.

Sieht man das Fahrzeug als „black box“ an, so macht es Sinn, die Ladeprozesssteuerung in die Ladestation, über welche der Energieversorger die Kontrolle hat, zu integrieren, da die Messdienstleistung stark mit dem Netzanschluss assoziiert wird und die Fahrzeughersteller diese Aufgabe nicht übernehmen wollen. Auch die aktuelle Normenentwicklung deutet in diese Richtung. Mit dem IEC 15118 steht ein Standard vor der Veröffentlichung, der die Kommunikation zwischen Ladestation und Elektrofahrzeug beschreibt [27]. Für die Kommunikation zwischen Einheiten im Energieversorgungsnetz existieren offene Standards, wie der IEC 61850-X. Dieser Standard wurde ursprünglich für die Modellierung von und zur Kommunikation zwischen elektrischen Schaltanlagen im Mittel- und Hochspannungsnetz entwickelt. Durch Erweiterungen der Spezifikation ist dann auch ein Einsatz im Elektromobilitätssektor möglich [29, 30].

Benutzerinterfaces ermöglichen neben der reinen Ladesteuerung unterschiedliche Applikationen, wie z. B. Fernsteuerung des Ladeprozesses über ein Smartphone oder die GPS-unterstützte Ladestationssuche im Fahrzeug. Die tatsächliche Position des Interfaces (ob an der Ladestation, als Handheld oder im Bordsystem des Fahrzeugs integriert, macht aus Sicht der G2V-Applikation keinen Unterschied. Erst zukünftige Zusatz-Applikationen könnten den Ausschlag für eine der möglichen Positionen des Interfaces geben. Daher wird hier jene technische Lösung präferiert, welche die größte Flexibilität bezüglich der Interface-Position ermöglicht.
- Fall 2** – Die zweite Kommunikationsvariante geht von nur einem einzigen Kommunikationskanal aus, dieser liegt zwischen Elektroauto und Aggregator. Daraus ergibt sich, dass der Ladeprozess vom Elektroauto überwacht werden muss. Da das Elektroauto nur mit dem Aggregator kommuniziert, muss das Fahrzeug ebenfalls über einen eigenen Zähler verfügen. Diese Komponente verursacht zusätzliche Kosten für das Fahrzeug, da sie unter Umständen geeicht sein muss und zusätzlichen Raum einnimmt.

Fahrzeughersteller müssten sich zur Realisierung des Fall 2 auf ein einheitliches Datenprotokoll zur Ladesteuerung einigen. Weiters handelt es sich beim Kommunikationskanal C₃ um eine drahtlose Verbindung, welche bei schlechter Netzabdeckung

oder in geschlossenen Räumen ggf. abbrechen kann. Versagt dieser Kommunikationskanal, kann das Elektrofahrzeug nicht geladen werden oder der Ladeprozess wird nicht steuerbar. Bei Fahrten ins Ausland können Roamingkosten für die Kommunikation anfallen.

- **Fall 3** – In dieser Konfiguration gibt es eine Kommunikationsverbindung zwischen Ladestation, Aggregator und Fahrzeug. Somit ist die Steuerung des Ladeprozesses sowohl in der Ladestation als auch im Fahrzeug möglich. Wie schon vorher beschrieben (siehe Fall 1), ist die erste Variante, Steuerung durch die Ladestation, die wahrscheinlichere. Eine Kommunikationsverbindung zwischen Aggregator und Elektrofahrzeug ist aufgrund fehlender Schnittstellen zum Fahrzeug schwer zu realisieren. Dieser Fall verschlechtert die Eigenschaften von Fall 1 durch die Nachteile von Fall 2, da die einfache direkte Verbindung von Ladestation und Fahrzeug vermieden wird. Aus diesem Grund ist eine Umsetzung dieser Variante unwahrscheinlich.
- **Fall 4** – In diesem Fall gibt es nur eine einzige Verbindung zwischen Aggregator und Ladestation. Da das Elektromobil nicht mit dem Aggregator kommuniziert, muss die Ladesteuerung und der Subzähler in die Ladestation integriert werden. Wird ein Elektrofahrzeug an die Ladestation angeschlossen, teilt diese die Verbindung zum Fahrzeug dem Aggregator mit. Der Aggregator kann dann anhand von Informationen vom Benutzerinterface an der Ladestation oder einem externen Benutzerinterface, den Ladeprozess steuern. Allerdings hat der Aggregator keine Information über das angeschlossene Fahrzeug. Die aufzutankende Strommenge müsste ggf. über ein Benutzerinterface eingegeben werden. Fall 4 ist als eine technische Vereinfachung (aber auch Einschränkung) von Fall 1 anzusehen und ist weitestgehend mit diesem kompatibel.
- **Fall 5** – Der fünfte Fall sieht eine Kommunikationsverbindung zwischen Ladestation und Fahrzeug als auch zwischen Fahrzeug und Aggregator vor. Die Ladesteuerung und ein Subzähler können entweder im Fahrzeug oder in der Ladestation integriert sein. Wie in Fall 1 beschrieben wurde, ist eine Integration von Ladesteuerung und Zähler im Fahrzeug schwierig. Werden die Ladesteuerung und der Zähler in die Ladestation integriert, müssen Daten via Fahrzeug an die Ladestation weitergeleitet werden. Das ist aufwändig, da das Fahrzeug als Router für die Informationen zur Ladestation dient. Für die Bereitstellung dieses Features besteht auf Seiten des Fahrzeugherstellers kein Anreiz. Auch für den Ladestationsbetreiber ist es ungünstig, wenn eine Verbindung zur Ladestation nur dann besteht, wenn ein Fahrzeug angeschlossen ist. Folglich gilt eine Umsetzung des 5. Falls als unwahrscheinlich.
- **Fall 6** – Dieses Setup erlaubt jede Variante. Da jeder Knoten mit jedem Knoten kommuniziert, kann jeder Fall abgebildet werden. Es sind auch alle Benutzerinterfacetypen möglich. Eine Umsetzung dieses Falls macht aber keinen Sinn, da er unnötig aufwendig ist und redundante Kommunikationswege das System teurer machen.
- **Fall 7** – In Fall 7 gibt es einen einzigen Kommunikationskanal zwischen Ladestation und Elektrofahrzeug. Es macht weder Sinn die Ladesteuerung und Zähler in die Ladestation noch im Fahrzeug zu integrieren, da mit dem Energieversorger nicht kommuniziert wird und so auch keine Steuersignale gesendet werden können. Ohne

Kommunikation mit dem Energieversorger ist gesteuertes Laden und somit die Realisierung eines G2V-Systems unmöglich.

- **Fall 8** – Fall 8 sieht überhaupt keine Kommunikation vor. Ohne Kommunikation ist gesteuertes Laden ebenfalls nicht möglich.

Die Untersuchung aller acht Kommunikationsvarianten hat ergeben, dass der erste Fall die besten Chancen für eine Umsetzung hat. Die aktuelle Entwicklung von Standards deuten ebenfalls in diese Richtung. Die Realisierung der Kommunikation ist somit mit einem geringeren Aufwand verbunden und erfordert keine teuren Modifikationen im Fahrzeug. Ein weiterer Vorteil ist die große Flexibilität hinsichtlich Benutzerinterfaces, die der erste Fall bietet. Benutzerinterfaces können sowohl im Fahrzeug, als auch an der Ladestation oder extern integriert werden um Ladewünsche weiterzugeben oder Feedback anzuzeigen. Eine Kompatibilität zu Fall 4 sollte gewahrt sein, um die Anzahl anschließbarer Fahrzeuge zu maximieren.

1.b Kommunikation mit dem Benutzerinterface

Benutzerinterfaces erlauben dem Kunden mit dem Aggregator zu interagieren und den Ladeprozess so zu beeinflussen, dass z. B. Kosten gespart werden. Für eine G2V-Umsetzung wurden drei verschiedene Benutzerinterface Positionen (Fahrzeug, Ladestation, extern) identifiziert (siehe Abbildung 22):

- Interfacetyp 1 ist im Elektrofahrzeug integriert und kann z. B. mit einem In-Car-Multimediasystem, inklusive Navigation, zusätzliche Dienste wie Tankstellensuche über einen Bildschirm zur Verfügung stellen. Um es bedienen zu können, muss sich der Benutzer im Fahrzeug befinden, kann dann jedoch während der Fahrt auf Informationen zugreifen und Änderungen vornehmen. Eine Nachrüstung von Interfaces im Fahrzeug ist technisch aufwändig und somit teuer. Eine Integration des Benutzerinterfaces ab Werk kann in Zukunft eine attraktive Variante sein, jedoch sind dazu neue Standards für die Kommunikation zum Interface festzulegen, das kurz- beziehungsweise mittelfristig auf breiter Basis nicht absehbar ist.
- Der zweite Interfacetyp ist in die Ladestation integriert und bietet z. B. Tasten und Bildschirm für die Ein- und Ausgabe. Die Integration erhöht jedoch die Kosten der Ladeinfrastruktur entsprechend dem Mehraufwand für das integrierte Benutzerinterface.
- Interfacetyp 3 umfasst alle Benutzerinterface-Varianten, welche nicht im Fahrzeug oder Ladestation integriert sind. Dazu zählen Personal Computer, Smartphones und Anwendungstypen wie Web- oder Stand-Alone-Applikation. Ein Vorteil des dritten Interfacetyps ist, dass viele potentielle Nutzer bereits ein entsprechendes Gerät besitzen. Es gibt zahlreiche Werkzeuge zur Entwicklung von Applikationen. Auch die zunehmende Verbreitung von Smartphones wird die Entwicklung neuer G2V-Applikationen vorantreiben. Der dritte Benutzerinterfacetyp ist am einfachsten umzusetzen, da der Integrationsaufwand am geringsten ist. Oftmals ist ein Personal Com-

puter oder auch ein Smartphone bereits vorhanden, sodass diese Anschaffungskosten wegfallen.

Eine technisch-wirtschaftliche Analyse bringt den dritten Fall als wahrscheinlichsten Lösungsvorschlag. Daher liegt der Fokus in diesem Forschungsprojekt auf dieser Variante. Da alle drei Benutzerinterface-Positionen die gleiche Basisfunktionalität bieten, hängt somit die Wahl einer der drei Alternativen vom Aufwand und den möglichen Zusatzdiensten, wie zum Beispiel die Tankstellensuche, ab. In diesem Projekt wird die Verwendung eines modernen Smartphone angenommen, da dieses die flexibelste Variante ist und an keinen festen Standort gebunden ist. Damit kann es alle Zusatzdienste abdecken (sofern ein Zugang auch zu lokalen Informationen wie dem Ladezustand möglich ist). Zwar gibt es unterschiedliche Smartphone-Plattformen, jedoch ist die Portierung einer G2V-Applikation zwischen diesen Plattformen einfacher, als zwischen Ladestation und Elektrofahrzeug. Aus heutiger Sicht ergeben sich höhere Kosten und Schwierigkeiten bei der Integration des Benutzerinterfaces im Elektrofahrzeug oder der Ladestation. Dies kann sich allerdings mittelfristig ändern. Insbesondere eine Integration ins Bord-Interface-System des Fahrzeugs würde keine zusätzlichen Hardwarekosten mit sich bringen, hängt aber von einer umfassenden Standardisierung der Benutzerinterface-Features ab.

1.c Kommunikation mit Netz und Energie

Zur Kommunikation mit dem Netz und Energie sind bis jetzt nur Möglichkeiten in geringem Ausmaß vorhanden. Zeitvariable Energiepreise werden im Bereich der Energiebörsen kommuniziert. Zum Endkunden hin gibt es aber noch keine weiträumig eingesetzten Standards für die Kommunikation von Energiepreisen. Noch problematischer ist die Kommunikation des Stromnetzzustandes. Implizit berücksichtigen unterbrechbare Tarife schon heute den Auslastungszustand des Netzes (Hoch- und Niedertarif), wobei die Schaltung in diesen Tarifen nur über einen fix vereinbarten Zeitraum geregelt wird. Eine erweiterte Lösung wäre der Einsatz eines flexiblen Tarifmodells, bei dem sich der Gesamtpreis für den Endkunden aus dem Energiepreis und einem flexiblen (vom Netzzustand abhängigen) Netzpreis abhängt (siehe Abbildung 23).

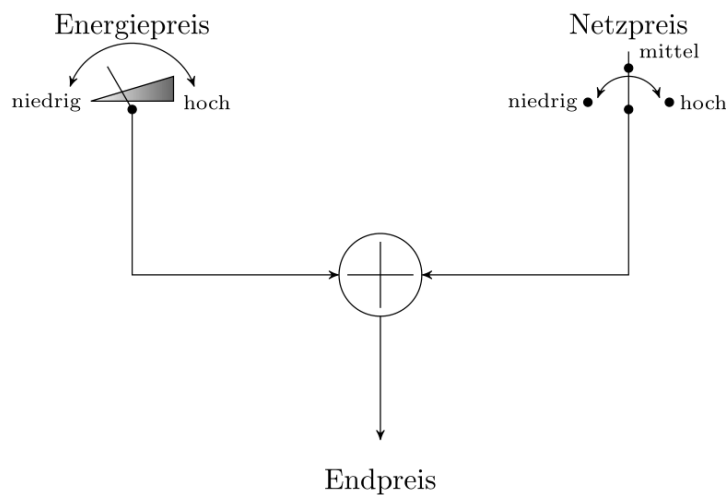


Abb. 23: Zusammensetzung des Endpreises aus flexiblen Energiepreis und Netzpreis

Dieser Ansatz wird bereits in der Modellstadt Mannheim eingesetzt [31]. Hierbei kommt ein sogenannter „Energie-Butler“ zum Einsatz, wobei die Kommunikation der Netz- und Energiedaten über Breitband-Powerline (eine in der Praxis derzeit in Österreich nicht zertifizierte Technologie) erfolgt. Der variable Tarif ist dem Kunden (oder dem Endgerät, das automatisch auf Preiswechsel reagiert) also zu jedem Zeitpunkt bekannt. Im Bereich der Netzauslastung ist jedoch fraglich, ob überhaupt Preise oder eine andere Systemvariable kommuniziert wird.

2. Verwendete Kommunikationsprotokolle

Zur Sicherstellung der Interoperabilität zwischen Fahrzeugen und Ladestationen unterschiedlicher Hersteller gibt es bereits Bestrebungen zur Einführung einheitlicher Normen und Protokolle. Aus diesen Bestrebungen sind teilweise bereits konkrete Standards entstanden, oder befinden sich momentan in der Ausarbeitungsphase.

Im Folgenden werden die Abschnitte des Kommunikationspfades, welche einer Standardisierung bedürfen aufgezeigt und vorhandene Protokolle diskutiert. Zusätzlich werden die Positionen aufgezeigt, welche noch weiterer Normung bedürfen.

Der *Aggregator* wird jetzt in zwei Einheiten unterteilt: Den Aggregator selbst, dessen Aufgabe es ist, optimale Ladezyklen-Abfolgen zu bestimmen, und das *IT-Backend der Ladeinfrastruktur*, welches für das Management und die Verwaltung der Ladestationen zuständig ist (inklusive Abrechnung der Ladevorgänge). Während der Aggregator einem unabhängigen Stakeholder zugeschrieben werden könnte, gehört das IT-Backend zur Ladeinfrastruktur. Der Grund für diese Aufteilung ist, dass in heute existierenden Ladeinfrastrukturen das IT Backend bereits existiert, und in den diversen existierenden Standards und Protokollen diesem Faktum bereits Rechnung getragen wird.

2a. Vorhandene Protokolle, Rechercheergebnisse und Auswahlkriterien

Die untersuchten Protokolle und Schnittstellen sind in Abbildung 24 dargestellt und werden im Folgenden genauer beschrieben.

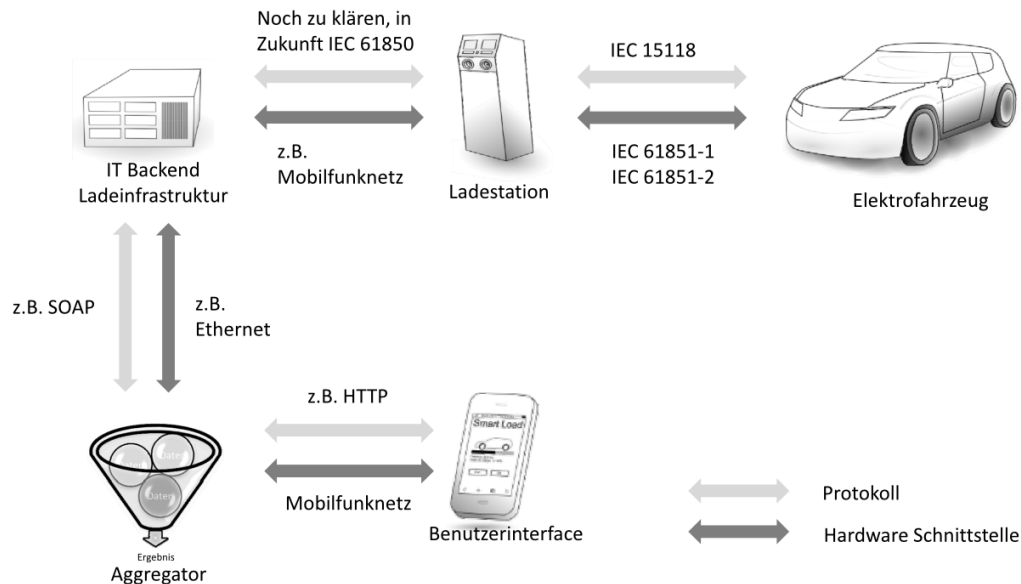


Abb. 24: Schnittstellen und Protokolle für die Kommunikation zwischen den einzelnen G2V-Einheiten

Verbindung: Elektrofahrzeug – Ladestation

In der Einführungsphase der Elektrofahrzeuge finden Stecksysteme nach IEC 60309 (sgn. „CEE-Stecker“) und Schuko-Stecker Verwendung. Die beiden in Österreich am weitesten verbreiteten CEE-Steckerarten sind der drei-polige, blaue 16 A, 230 V, 6 h-Stecker⁷ (ugs. „Caravan“- bzw. „Camping“-Stecker) und der fünf-polige, rote 16/32 A, 400 V, 6 h-Stecker [32].

Die zusätzlichen Sicherheits- und Kommunikationsanforderungen können mit den bisher üblichen Steckverbindungen jedoch nicht mehr ausreichend erfüllt werden. Um diesen erweiterten Anforderungen genügen zu können, werden weitere (Kommunikations-) Protokolle benötigt.

In der nächsten, noch in Bearbeitung befindlichen, Ausgabe des zweiten Teils des Standards IEC 62196-2 werden voraussichtlich drei Steckertypen für Wechselspannungsladung vorgegeben. Auch wird es eine Standardisierung der Anforderungen für Gleichspannungs-Steckverbindungen in IEC 62196-3 geben [33, 34].

- Type 1 Steckverbindung nach IEC 62196-2:

⁷ Die Bezeichnung „6 h“ weist auf die Position des Schutzleiters am Stecker hin

Die ursprünglich von der Society of Automotive Engineers (SAE) in den USA veröffentlichte Spezifikation für diesen Steckertyp (SAE J1772-2009) wurde in der IEC 62196-2 übernommen. Die Steckverbindung ist fünfpolig ausgeführt, wovon zwei Pins für Signalisierung und Wegfahrsperre, zwei für die Spannungsübertragung und einer als Erdungs-Kontakt verwendet werden. Die Ladung kann mit dieser Stecker-Art nur einphasig durchgeführt werden. Der Type 1-Stecker findet vor allem in den USA Anwendung und ist dort für einen Ladestrom bis zu 80 A bei 250 V spezifiziert. Für Gebiete außerhalb der USA wird ein niedrigerer Ladestrom von maximal 32 A angegeben [35]. Einer der größten Hersteller dieser Steckverbindung ist die Firma Yazaki Group.

- Type 2 Steckverbindung nach IEC 62196-2:

Diese Steckverbindung soll hauptsächlich im europäischen Raum Anwendung finden und stellt, nach den CEEplus-Steckern (CEEplus ist eine kompatible Erweiterung der CEE-Drehstromstecker nach IEC 60309 durch Signalisierungs-Pins), eine Weiterentwicklung der bekannten IEC 60309-Stecker dar.

Die Ladung kann sowohl einphasig (250 V, max. 70 A), als auch dreiphasig (380 - 480 V, max. 63 A) durchgeführt werden. Von den sieben Kontakten werden drei für die Phasen (L1, L2, L3), einer als Neutral- und einer als Erdungsleiter verwendet. Zusätzlich sind zwei (dünner ausgeführte) Kontakte für die Signalisierung und Wegfahrsperre vorgesehen. Dieses Stecksystem wurde von der Deutschen Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE) bereits im November 2009 standardisiert [35, 36].

Die Type 2 Steckverbindung wird nach einem der größten Hersteller, der Mennekes Elektrotechnik GmbH & Co. KG, umgangssprachlich auch als „Mennekes-Stecker“ bezeichnet.

- Type 3 Steckverbindung nach IEC 62196-2:

Schneider Electric, Legrand und Scame haben sich 2010 zur EV Plug Alliance zusammengeschlossen und ein Stecksystem entwickelt, welches der Type 3 des IEC-Standards 62196-2 entspricht. Die Steckvorrichtung kann als vier-, fünf- oder sieben-Pin Variante ausgeführt werden. Eine Abdeckvorrichtung verhindert das Berühren der blanken Kontakte. Jede der drei Variationen dieser Steckverbindung verfügt über mindestens einen Spannungspin (L1), sowie einen Neutral- und einen Erdungs-Pin. Auch ein Signalisierungspin zur Kommunikation zum Fahrzeug ist vorgesehen. Zwei weitere Spannungspins (L2 und L3) für dreiphasige Ladevorgänge sowie ein Pin für die Wegfahrsperre des Fahrzeuges sind optional. Die einphasige Ladung erfolgt bei 250 V mit 16 oder 32 A. Bei dreiphasiger Ladung kann bei 380 - 480 V mit 32 A geladen werden [37].

- Gleichspannungs-Steckverbindungen nach IEC 62196-3:

Zusätzlich zu den drei o. a. Stecksystemen für die Ladung von Elektrofahrzeugen mit Wechselspannung scheint sich die, in Japan entwickelte, CHAdeMO-Ladesteckvorrichtung (CHAdeMO steht für „Charge and Move“) für Gleichspannungsladung mit bis zu 125 A bei 500 V zu etablieren [38]. Diese Steckvorrichtung ist standardisiert im Japan Electric Vehicle Standard (JEVS) G 105-1993, welcher vom Japanese Automotive Research Institute (JARI) veröffentlicht wurde. Entwickelt wurde dieses Gleichspannungs-Ladesystem von einer Gruppe japanischer Automobilhersteller in Zusammenarbeit mit der Tokyo Electric Power Company (TEPCO), welche sich im März 2010 zur „CHAdeMO-Association“ zusammenschlossen. Das CHAdeMO-System wird bereits von einigen europäischen sowie nordamerikanischen Ladeequipmentherstellern eingesetzt und produziert [39, 40].

Im internationalen Standard IEC 61851-1 der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) werden des Weiteren vier Lademodi sowie eine Stromfreischaltung der Kontakte mit Hilfe eines Signaling-Pins nach IEC 61851 angeführt [8].

- *Mode 1* und *Mode 2* nutzen die übliche Hausinstallation und -spannungen. Der Ladestrom ist bei Mode 1-Ladung auf 16 A begrenzt. Da für eine sichere Ladung die Erdung und eine Fehlerstrom-Absicherung unbedingt nötig sind, diese jedoch bei älteren Installationen nicht vorgeschrieben und daher evtl. auch nicht vorhanden sind, ist der Lademodus 1 in einigen Ländern nicht zugelassen [41]. Der *Lademodus 2* ermöglicht das Laden mit bis zu 32 A Stromstärke und schreibt eine Fehlerstrom-Absicherung und ein Absicherungssystem im Kabel bzw. im Stecker (Pilot-Pin) vor, welche Verletzungen durch Berührung spannungsführender Pins verhindert [41].
- Für den *Lademodus 3* werden spezielle Steckverbinder (siehe vorherige Auflistung Type 1 – 3 nach IEC 62196-2) benötigt. Es werden einzelne Pins der Steckverbindung dazu verwendet, um die Spannungsversorgung nur dann zu aktivieren, wenn auch wirklich ein Fahrzeug mit der Ladestation verbunden ist und um dann ggf. höhere Ladeströme freizuschalten. Auch eine Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation ist über diese Kontakte möglich [41, 42].
- Der *Lademodus 4* hebt sich von den anderen dadurch ab, dass er neben einer dreiphasigen Ladung mit bis zu 32 A auch für Gleichspannungsladung spezifiziert wurde. Die Gleichspannungsladung erfolgt dabei zweipolig durch ein externes Ladegerät mit bis zu 400 A Ladestrom. Es werden ebenfalls Signalisierungspins verwendet, um die Kompatibilität des Fahrzeuges mit der Station zu überprüfen und den jeweiligen Lademodus zu aktivieren [41, 42].

Bei den im letzten Abschnitt beschriebenen neuen Steckverbindungen ist eine Datenübertragung zwischen Fahrzeug und Ladestelle (z.B. mittels Powerline-Kommunikation) möglich.

Die Norm IEC 15118 definiert dazu ein Interface zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation und befindet sich zurzeit noch in der Ausarbeitungsphase. Dieses Interface dient unter ande-

rem zum Austausch von Informationen bezüglich der Ladung und Identifikation und setzt auf einer seriellisierten, binären XML-Struktur auf [43].

In der Norm IEC 15118 sind verschiedene Nachrichten definiert, welche immer aus einem Nachrichten-Header und einem -Body bestehen. Der Nachrichten-Header beinhaltet allgemeine Informationen, wie Sessions, Identifier oder die Protokoll-Versionsnummer. Der Nachrichten-Body beinhaltet die eigentliche Nachricht, welche entweder einen Request oder einen Response darstellt [44].

Folgende Nachrichten sind definiert:

- *Service Discovery:* Erste Nachricht vom Fahrzeug (EV) zur Ladestation (LS) zur Erkundung möglicher (Lade-)Services
- *Authorization:* Nach der Service-Wahl erfolgt die Autorisierung zum Austausch von Sicherheits- und Statusinformationen
- *Power Discovery:* Es werden Ladeinformationen ausgetauscht zum Überprüfen der Kompatibilität und zur Berechnung der voraussichtlichen Kosten
- *Power Delivery:* Das EV bestätigt das ausgehandelte Ladeprofil und beginnt die Ladung
- *Metering Status:* Periodischer Informationsaustausch während der Ladung zwischen EV und LS (Abwechselnd mit Metering Receipt)
- *Metering Receipt:* Periodischer Informationsaustausch während der Ladung zwischen EV und LS (Abwechselnd mit Metering Status)
- *Power Off:* Nachricht zum Deaktivieren des Ladestromes vom EV zur LS
- *Line Lock:* Durch diese Nachricht wird das Ladekabel in der Buchse fixiert, um es vor unberechtigter Entfernung zu schützen
- *Line Unlock:* Diese Nachricht hebt die Verriegelung des Ladesteckers wieder auf

Auf Grund der beschränkteren Ressourcen eingebetteter Systeme, ist der Einsatz von Klartext-XML nicht empfehlenswert. In IEC 15118 wird daher binäres XML verwendet. Im Speziellen handelt es sich dabei um das „Efficient XML Interchange“-Format (EXI), welches besonders für Systeme mit geringen Ressourcen (z. B. kleine Mikrocontroller) leichter zu verarbeiten ist [27].

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass sowohl für die Energie- als auch für die Datenübertragung zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation bereits viel Arbeit in einheitliche Protokolle und Standards investiert wurden und man sich hier bereits einem einheitlichen System annähert. Einzig die Kompatibilität der Elektrofahrzeuge zu den neuen (Kommunikations-)Standards muss noch nachziehen.

Verbindung: Ladestation – IT-Backend

Die Kommunikationsverbindung zwischen den Ladestationen und dem IT-Backend erfolgt auf TCP/IP-Basis meist mittels GPRS-Modems in den Ladestationen. Jedoch ist auch eine Anbindung via Ethernet, WLAN, Kabelmodem oder Powerline denkbar. Dies sind frei verfügbare, technisch ausgereifte Werkzeuge für die Datenübertragung.

Die Herausforderung bei diesem Kommunikationsweg ist also weniger die Datenübertragung an sich, sondern vielmehr die Semantik und Struktur der Daten.

Da es für die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug-Ladestationen und den dazu gehörenden zentralen Einheiten keinerlei einheitliche, offene Kommunikationsprotokolle existieren, kommen momentan ausschließlich proprietäre Protokolle zum Einsatz.

Es gibt jedoch Bestrebungen ein Protokoll nach IEC 61850, welches die Kommunikation und Steuerung von elektrischen Schaltanlagen im Mittel- und Hochspannungsnetz definiert, für den Einsatz für Ladestation zu erweitern [27].

In [30] wurde bereits ein Vorschlag für die Einführung einer neuen „Logical Node“ mit der Bezeichnung „ZCMP“ für die einheitliche Modellierung von Ladestationen gemacht.

Dabei wird die Ladestation nach 61850-7-420 modelliert und angesteuert. Für die Beschreibung einer solchen Anlage wird die, in der Norm definierte, „Substation Configuration Description Language“ (SCL) verwendet, welche auf Extensible Markup Language (XML) basiert. Mit Hilfe der SCL werden unter anderem auch die Gesamt-Systemkonfiguration, Adressen von Geräten und logischen Knoten und deren Kommunikationsbeziehungen beschrieben [29, 45].

Die realen Geräte werden hierbei mit allen relevanten Informationen auf logische Einheiten abgebildet. Diese Einheiten beinhalten logische Knoten (z.B. Leistungsschalter, Trenner, Messpunkte usw.), welche wiederum Datenobjekte mit Attributen und Steuermöglichkeiten enthalten. Für das eingesetzte hierarchische Modell sind in der Norm ca. 90 unterschiedliche logische Knoten, ca. 550 anwendungsbezogene Datenklassen und ca. 120 Datenattribute definiert. Der Zugriff auf die Attribute bzw. die Steuerung kann entweder über so genannte GOOSE-Telegramme (Generic Object Oriented Substation Events) direkt über die Ethernet-Verbindung erfolgen oder mittels MMS-Nachrichten (Manufacturing Messaging Specification) über TCP/IP-Verbindungen [29].

Bei der Datenübertragung werden nicht nur die reinen Mess- und Steuerwerte übertragen, sondern auch eine große Anzahl von relevanten Zusatz- und Meta-Daten. So können zu einem Messwert zusätzlich z. B. auch dessen Wertebereich, die SI-Einheit, die Abtastrate, der Skalierungsfaktor oder eine textuelle Beschreibung des Messwertes übertragen werden. Auch bei einem Steuerbefehl sind Zusatzinformationen, wie der Zeitpunkt zu dem gesteuert werden soll, die Steuerquelle, ein Ersatzwert, eine Beschreibung oder eine Erweiterungskennung üblich [29].

Verbindung: IT-Backend – Aggregator

Die Verbindung zwischen dem IT-Backend und dem Aggregator hängt stark von der Architektur des Systems und der Ausführung des Aggregators ab. Ist der Aggregator komplett im IT-Backend inkludiert, so kann die Kommunikation intern abgewickelt werden. Dabei kann es sich um Interprozesskommunikation (IPC) handeln, wie zum Beispiel Sockets, Pipes, named Pipes, Shared Memory oder Message Queues, oder komplexere, systeminterne Kommunikation wie Datenbankabfragen oder Remote ProcedureCalls.

Ist der Aggregator jedoch getrennt vom IT-Backend ausgeführt, so muss die Kommunikation über definierte Schnittstellen erfolgen. Dies kann sowohl durch die Implementierung vorhandener Kommunikationsstandards (z. B. SQL-Abfragen via TCP/IP, HTTP-Requests) oder durch den Einsatz proprietären Lösungen erfolgen.

Verbindung: Aggregator – Benutzerschnittstelle

Die Verbindung zwischen dem Aggregator und der Benutzerschnittstelle hängt von den unterschiedlichen Ausführungsvarianten des Benutzerinterfaces ab, kann jedoch durch bereits bestehende Protokolle voll abgedeckt werden.

Zur Übertragung der Daten kommt, wie bei der Verbindung der Ladestation mit dem IT-Backend, jede denkbare TCP/IP-Verbindung (z. B. GPRS, Ethernet, WLAN) in Frage.

Als Kommunikationsprotokoll kann aus einer Vielzahl an, auf TCP/IP-Verbindungen aufbauenden, Möglichkeiten gewählt werden. Wird das Interface z. B. als Web-Interface ausgeführt, kommt das HTML-Protokoll über HTTP-Requests und -Responses zum Einsatz. Im Fall einer Implementierung an der Ladesäule ist der Einsatz von SQL-Queries denkbar.

Es kann auch sein, dass zur Verarbeitung der am Benutzerinterface eingegebenen Daten ein Zwischenschritt nötig ist. Dies ist der Fall, wenn die Eingaben am Interface nicht direkt an den Aggregator weitergegeben werden können, sondern erst (z. B. in einer Datei oder Datenbank) zwischengespeichert werden.

Wichtig ist, dass der Aggregator über eine definierte Schnittstelle für die Datenübergabe an die Benutzerschnittstelle verfügt.

2b. Fehlende Standards

Im vorhergehenden Kapitel wurden die Kommunikationsprotokolle der einzelnen Abschnitte des Kommunikationspfades zwischen Benutzer und Fahrzeug analysiert. Die Erkenntnis aus dieser Analyse ist, dass die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation bereits mit neu entwickelten Standards abgedeckt ist. Auch die Kommunikationspfade zwischen dem Interface, dem Aggregator und dem IT-Backend können, abhängig von der Art der Implementierung, mit einheitlichen Protokollen beschrieben werden.

Einzig der Abschnitt zwischen der Ladestation und dem IT-Backend bedarf noch weiterer Aufmerksamkeit hinsichtlich der Schaffung eines einheitlichen Standards.

Eine bereits im vorherigen Kapitel beschriebene Möglichkeit für einen einheitlichen Kommunikationsstandard zu den Ladestationen ist die Erweiterung des Standards IEC 61850. Dieser wurde ursprünglich zur Ansteuerung von Schaltanlagen im Mittel- und Hochspannungsnetz konzipiert. Auf Basis dieses flexibel erweiterbaren Standards gibt es bereits Anpassungen für Wasser- und Windkraftanlagen. Somit wäre auch eine Erweiterung für Elektromobilität, im Speziellen eben für die Ansteuerung der Ladestationen, denkbar.

Dies wurde auch bereits mit Erfolg prototypisch im Projekt „HarzEE-mobility“ umgesetzt und getestet [26, 46].

Auch gibt es noch keine standardisierten Protokolle und Systeme für die Übertragung der aktuellen Netzinformationen, die nötig ist, um die Ladung der Elektrofahrzeuge effizient durchführen zu können.

3. Zusammenfügen der Gesamtarchitektur

Durch die Analyse der ursprünglichen Stakeholder und Kommunikation des G2V-Systems ist es möglich, eine Gesamtarchitektur zu definieren, in der alle Komponenten, ihre Verbindungen, Daten und Datenflüsse abgebildet sind (siehe Abbildung 25:).

Um Ladewünsche des Benutzers, des Energielieferanten und des Netzbetreibers berücksichtigen zu können, ist die Definition der Komponente „Aggregator“ sinnvoll, welche diese Interessen abfragt und durch geeignete Algorithmen die Ladezyklen plant. Ein Beispiel: Der Benutzer möchte je nach Situation günstig oder sofort laden. Der Netzbetreiber hingegen möchte Ladezeiten so verteilen, dass eine möglichst gleichmäßige Netzauslastung erreicht wird. Da die Ladewünsche der Benutzer und des Netzbetreibers nicht gleich sind, vermittelt der Aggregator zwischen diesen zum Zweck einer optimalen Lösung für den Ladevorgang. Die Berechnung des Ladevorgangs wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst, wie dem SOC, maximalen Ladestrom, Lastverschiebepotential, Energiepreis, Netztarif und Ladewunsch. Wie der Name bereits andeutet, sammelt der Aggregator die verschiedenen Daten, führt sie zusammen und sendet Steuersignale via IT-Backend an die Ladestation. Die Daten bezieht der Aggregator vom Energielieferanten, vom Stromnetzbetreiber und dem Benutzer via Benutzerinterface.

Das IT-Backend Ladeinfrastruktur ist unter anderem zuständig für die Benutzerverwaltung und Abrechnung. In dessen zentraler Datenbank befinden sich Benutzer-, Abrechnungs- oder auch Zählerdaten. Diese Komponente existiert bereits heute. Sie kann zur Ladeinfrastruktur hinzugezählt werden und dient für Fahrzeugdaten und Steuerbefehle als zwischengeschalteter Router zwischen Ladestation und Aggregator. Es ist denkbar aber nicht zwingend, dass der Infrastrukturbetreiber dem Aggregator einen direkten Zugriff (nicht über das IT-Backend) zu den Ladestationen einräumt.

Die Aufgabe des Benutzerinterface ist die Abbildung von Ladewünschen des Benutzers als Ladeprofil im G2V-System. Ein Ladeprofil beinhaltet verschiedene Parameter, wie z. B. Ladezeitpunkt oder maximale Kosten. Diese Daten werden an den Aggregator übermittelt, um Ladevorgangsberechnungen zu ermöglichen. Damit ein Benutzer mit dem G2V-System interagieren kann, muss sich dieser über das Benutzerinterface anmelden. Über die Verbindung mit dem Aggregator bezieht das Benutzerinterface Daten zur Feedback-Darstellung für den Benutzer.

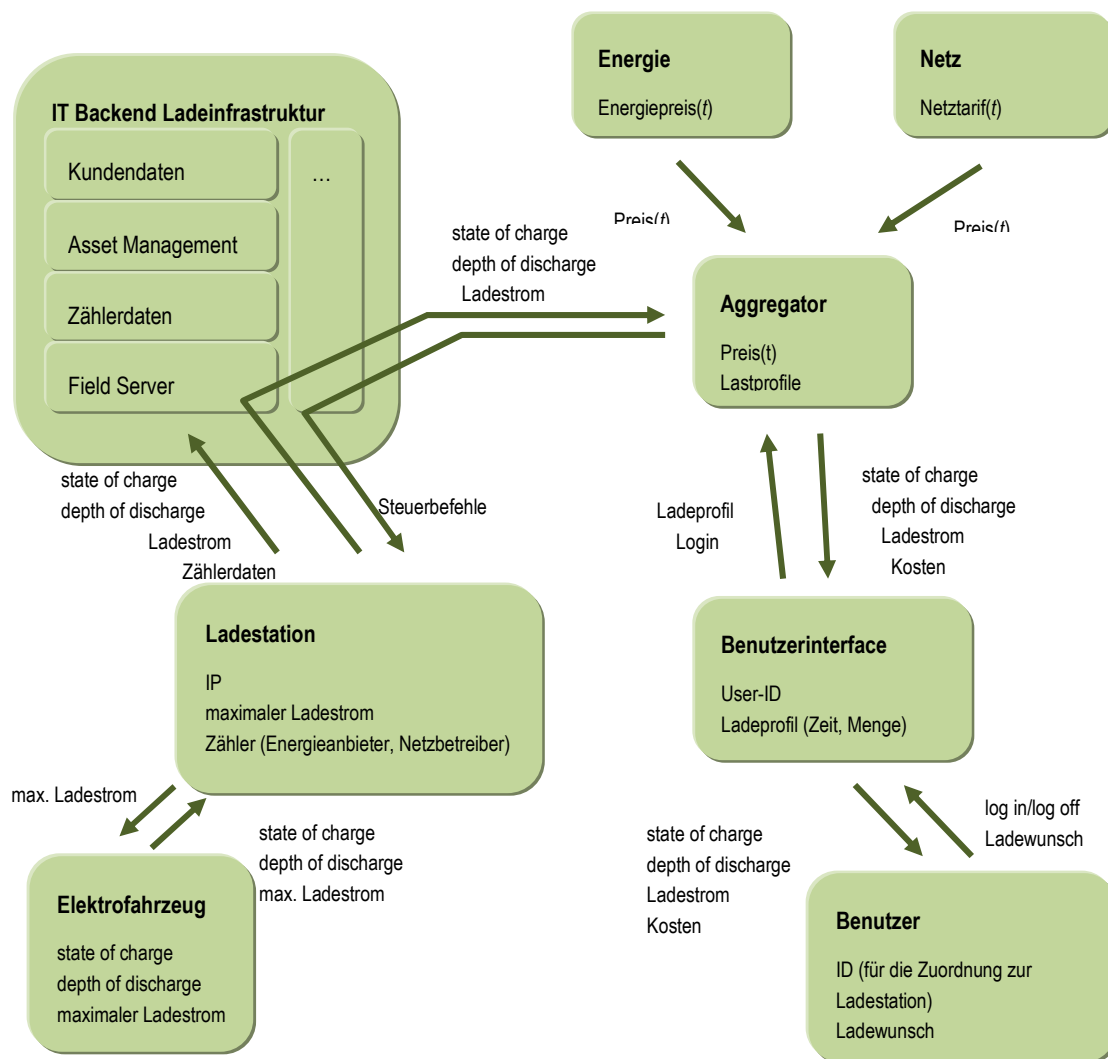


Abb. 25: Gesamtarchitektur für ein G2V-System, in der Stakeholder, Kommunikationsverbindungen und Datenfluss dargestellt sind.

2.3.4 Technische Anforderung an die Software

Die technischen Anforderungen sind in die einzelnen Einheiten, welche in Abbildung 25 dargestellt sind unterteilt und werden im Folgenden individuell erläutert.

Elektrofahrzeug – Die Kommunikation des Elektrofahrzeugs mit der Ladestation basiert in Zukunft auf dem IEC 15118 Standard. Dies erfordert eine Implementierung des Standards im Fahrzeug. Die Umsetzung ist Aufgabe der Fahrzeughersteller, da eine Nachrüstung der Unterstützung schwierig ist. Für das G2V-System sind SoC, DoD und der maximale Ladestrom wichtig. Diese werden per Ladeprofil, welches durch den IEC 15118 Standard definiert ist, übertragen. Sind diese Daten nicht verfügbar, so muss zu Beginn jeder Ladung davon

ausgegangen werden, dass der Fahrzeugakku komplett entladen ist. Das bedeutet, dass immer die maximale Ladezeit eingeplant werden muss, was einen optimalen Einsatz im G2V deutlich erschwert.

Über die Kommunikation nach IEC 15118 ist auch eine Authentifizierung an der Ladestation und damit in weiterer Folge am Gesamtsystem möglich. Dies ist relevant, um eine Fahrzeug-spezifische Abrechnung bzw. ein Laden an öffentlichen Ladestellen zu ermöglichen.

Ladestation – Die Ladestation kommuniziert sowohl mit dem Elektrofahrzeug als auch mit dem IT-System. Für die Kommunikation mit dem Fahrzeug ist bis dato nur ein einfaches Protokoll vorgesehen, welches mittels PWM den Ladestrom einstellt und ggf. eine Wegfahr-sperre im Fahrzeug aktivieren kann. Für die Unterstützung weiterer Funktionen muss die Ladestation den IEC 15118 Standard unterstützen. Dieser ermöglicht eine XML-basierte Kommunikation, womit ein erweiterter Funktionsumfang möglich ist. Die Kommunikation zwischen Ladestation und IT-Backend ist TCP/IP basiert und somit gibt es verschiedene Möglichkeiten für den Datenaustausch. In Zukunft ist eine Umsetzung des IEC 61851-1 Standard denkbar. Eine andere Möglichkeit wäre die Kommunikation via Webservices. Hierfür muss das Ladestationssystem Webservices unterstützen und fähig sein z. B. Daten vom Fahrzeug per Webservice an das IT-Backend weiterleiten zu können. Vom IT-Backend müssen dann per Webservice Steuerbefehle empfangen werden können, um den Ladeprozess zu starten oder stoppen. Das Ladestationssystem muss somit unterschiedliche Nachrichten-formate, IEC 15118 oder SOAP Nachrichten und Eingaben vom integrierten Benutzerinterfa-ce verarbeiten können und entsprechend reagieren.

IT Backend der Ladeinfrastruktur – Das IT-Backend ist für Kundenverwaltung, Abrech-nung und Management der Ladestationen verantwortlich. Abgesehen von Kundenverwaltung und Abrechnung muss das IT-Backend mit Ladestationen und dem Aggregator kommunizie-ren, um Ladeprozesse zu steuern. Die Kommunikation mit der Ladestation kann über das Mobilfunknetz und Webservices realisiert werden. Mit dem Aggregator kann ebenfalls per Webservice über Ethernet kommuniziert werden. Werden Webservices für den Datenaus-tausch verwendet, müssen diese den Austausch von Lastverschiebepotentialen, Ladeprofi-len und Steuerbefehlen ermöglichen. Bei der ElectroDrive besteht das IT-Backend aus ver-schiedenen Modulen, welche unterschiedliche Aufgaben erledigen, wie z. B. Kunden- oder Zählerdatenverwaltung. Wird eine benötigte Funktion nicht unterstützt, kann das IT-Backend um dieses per Modul erweitert werden.

Für die Kommunikation nach außen werden definierte Schnittstellen und Protokolle benötigt. Diese sind bis dato Großteils proprietär ausgeführt und nicht zu Systemen anderer Hersteller kompatibel. In dieser Hinsicht gibt es Weiterentwicklungsbedarf, um die Schnittstellen zu standardisieren und die Interoperabilität (z. B. zwischen IT-Backend und den Ladestationen) zu gewährleisten.

In [30] wurde für die Schnittstelle zwischen Ladestationen und dem jeweiligen IT-Backend eine Erweiterung des Standards IEC 61850 vorgeschlagen. Eine Kommunikation auf diesem

Standard ist jedenfalls empfehlenswert (siehe Umsetzungsplan) und ist von der Erweiterung des Standards abhängig.

Aggregator – Der Aggregator führt die verschiedenen Daten im G2V-System zusammen. Mit Hilfe von unterschiedlichen Algorithmen wird anhand der Daten der optimale Ladevorgang berechnet. Kommunikationsverbindungen gibt es mit dem IT-Backend, dem Energielieferanten, Netzbetreiber und (indirekt) mit den einzelnen Ladestationen.

Der Aggregator hat primär drei Aufgabengebiete:

1. Verarbeiten von Ladewünschen (proaktives Vorgehen zur Steigerung der Netzqualität)
2. Reaktion auf Änderungen von Netzzuständen (reaktives Vorgehen zur Steigerung der Netzqualität)
3. Kommunikation zu den Stakeholdern und Ladestationen

Für die Erfüllung der ersten beiden Aufgabenstellungen muss der Aggregator über bestimmte Algorithmen und über stochastische und aktuelle Netzinformationen (z. B. die üblichen Lastkurven der einzelnen Netzabschnitte, deren aktuelle Spannungsniveaus oder die aktuelle Netzfrequenz) verfügen.

Der Algorithmus zur Verarbeitung der Ladewünsche muss so ausgelegt sein, dass dieser sowohl die Mobilitätsanforderungen des Kunden, als auch auf die Ansprüche des Netzbetreibers zur Steigerung der Netzqualität berücksichtigt. Zusätzliche Ansprüche an die Ladungsplanung können preisliche Vorgaben des Kunden sein oder Präferenzen bezüglich einer möglichst schonenden Akkuladung zur Steigerung der Batterielebensdauer.

Die Reaktion auf Änderungen von Netzzuständen muss so erfolgen, dass die Qualität der Ladung nicht wesentlich beeinträchtigt wird und die Qualität des Netzes gesteigert wird. Methoden hierzu können z. B. die Reduktion der Ladeleistung bei hoher Netzlast oder die Erhöhung der Ladeleistung bei starker dezentraler Einspeisung.

Eine weitere Anforderung an den Aggregator ist die Verfügbarkeit von Schnittstellen für die Kommunikation nach außen hin. Diese sind nötig, damit der Aggregator als unabhängige Instanz betrieben werden kann. Der Betrieb kann dabei entweder durch eine eigenständige Institution oder bei einem der Stakeholder durchgeführt werden. Die genaue Aufteilung des Systems hängt jedoch von mehreren Faktoren ab (Netzregulierung, usw.) und wird in diesem Projekt nicht genauer behandelt.

Eine prototypische Implementierung wurde im Zuge der Diplomarbeit „System für die koordinierte Lastverschiebung der Ladung von Elektrofahrzeugen“ [47] nach den o. a. Anforderungen erstellt.

Benutzerinterface – Die Möglichkeiten einer Implementierung des Benutzerinterfaces sind weit gestreut. Die Implementierung selbst ist jedoch – auf welche Art auch immer – extrem wichtig für das Gesamtsystem, da nur damit die Fahr- bzw. Ladewünsche des Kunden be-

rücksichtigt werden können. Ohne diese Möglichkeit wäre die Flexibilität des Systems sehr beeinträchtigt und würde bei den Kunden wohl auch auf wenig Akzeptanz treffen.

Es wurden drei Typen identifiziert, welche sich an der Ladestation, im Fahrzeug und extern befinden. An der Ladestation wird aus Kostengründen auf ein Touchdisplay oder Tastatur verzichtet. Die Eingabe von Ladewünschen ist nicht vorgesehen. Im Fahrzeug kann das Benutzerinterface als Teil des In-Car-Multimediasystems implementiert werden und so z. B. Ein- und Ausgaben über einen Touchscreen erlauben. Da kundenspezifische Benutzerinterfaces im Fahrzeug von Fahrzeugherstellern nicht vorgesehen sind, ist die Entwicklung solcher schwierig. Es gibt keine Standards auf die ein eigenentwickeltes Benutzerinterface aufsetzen könnte. Eine Änderung dieser Situation ist auch in Zukunft nicht zu erwarten, da Hersteller von Fahrzeug- und Batteriemanagementsystemen gegenüber der Konkurrenz keine Interna preisgeben wollen und auch sicherheitsrelevante Aspekte eine Rolle spielen. Somit können Benutzerinterfaces nur direkt vom Fahrzeughersteller kommen, in Zusammenarbeit mit dem Fahrzeughersteller oder mit sehr hohem Aufwand selbst entwickelt und integriert werden. Wie schon in Abschnitt festgestellt stellt der Personal Computer beziehungsweise das Smartphone die kostengünstigste Alternative zum In-Car-System dar, um den Benutzer in das G2V-System einzubinden. Je nachdem welche Plattform unterstützt werden soll gibt es verschiedene Möglichkeiten einer Umsetzung. Eine Webanwendung hat den Vorteil auf vielen Plattformen zu laufen.

Die wichtigste Aufgabe des Benutzerinterfaces im G2V-System ist, dem Benutzer die bequeme Steuerung des Ladeprozesses zu erlauben. Hierzu hat der Benutzer die Möglichkeit entweder eine Sofortladung zu starten oder den Zeitraum (bzw. eine Frist) anzugeben, in dem der Fahrzeugakku bis zu einem bestimmten Wert geladen werden soll und dies von unterschiedlichen Kriterien (z. B. maximale Kosten) abhängig machen. Um die Ladewunsch eingabe möglichst leicht für den Benutzer zu gestalten, werden Ladeprofile verwendet, die vorab definiert wurden. Das Ladeprofil „kostengünstig laden“ lädt das Fahrzeug z. B. nur in dem Zeitraum zwischen 22 und 5 Uhr, da dort zum Nachttarif geladen werden kann. Weitere Ladeprofile für z. B. das Wochenende können von jedem Kunden individuell hinzugefügt werden.

Auf dem Smartphone ist es wichtig, dass die Basisfunktionen schnell erreichbar sind (siehe Abbildung 26). Wichtige Informationen müssen sofort ersichtlich sein. Der Benutzer soll jederzeit die Möglichkeit haben, den Status des Ladevorganges einzusehen und gegebenenfalls beeinflussen zu können.

Der Kreativworkshop hat ergeben, dass es für Benutzer des Systems einfacher ist, nicht die Anzahl der kWh eingeben zu müssen, die geladen werden sollen, da viele Benutzer mit diesem Energiewert wenig anfangen können. Viel einfacher ist es, einen Prozentsatz der Gesamtladung oder noch besser die gewünschte Reichweite vorzugeben.



(a)



(b)



(c)



(d)

Abb. 26: Die Abbildungen a-d zeigen das Smartphone Benutzerinterface.

Im Zuge der prototypischen Implementierung in [47] wurde unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus dem Kreativworkshop unter anderem das gezeigte Interface für mobile Gerä-

te (kompatibel mit Android- und Apple-Geräten) entwickelt. Dieses stellt dem Endanwender folgende Funktionen zur Verfügung:

- Auslesen von allgemeinen kunden- und anlagenbezogenen Informationen
- Auslesen von Statusinformationen betreffend der Ladung des Fahrzeuges
- Erstellen und bearbeiten von Ladeprofilen (Profilbezeichnung, Sofortladung, Planladung, Reichweite, Deadline)
- Starten der Ladung des Fahrzeugakkus über die definierten Profile
- Einsehen von Statistiken über den gesamten Energieverbrauch

Die eingesetzten Technologien für den Entwurf des Interfaces sind HTML 5, PHP und MySQL. Für die Datenübertragung zwischen dem Smartphone und dem zentralen Server wird die GPRS-Verbindung des Mobiltelefons verwendet.

Durch die enorm weite Verbreitung dieser Technologien ist der Einsatz des Interfaces auf einer großen Anzahl an mobilen Endgeräten (vorwiegend Smartphones und Tablets) möglich.

Energie – Die Energiepreise sind nicht starr vorgegeben, sondern sind vom Energiemarkt, also von Angebot und Nachfrage abhängig. Sie können üblicherweise im 15-Minutentakt variieren und sind zu Zeiten hoher Energienachfrage (um die Mittags- und Nachmittagszeit) vergleichsweise hoch. In den Nachtstunden hingegen sind die Preise auf Grund geringerer Nachfrage niedriger.

Netz – Die Netzpreise können variabel gestaltet werden und dabei von der Zeit abhängen. Dieser Ansatz wurde z. B. in der Modellstadt Mannheim [31] eingeführt. Hierbei existieren drei Netztarife (Hochtarif, Mitteltarif und Niedertarif; siehe Abbildung 23) die, je nach Netzauslastung geschaltet werden. Diese Informationen müssen in einem definierten Format und über Schnittstellen an den Aggregator gemeldet werden können.

2.3.5 Prozessabläufe

Abbildung 27 zeigt die benötigten Komponenten und deren Interaktionen bei einem Ladevorgang in Form eines Sequenzdiagramms. Der Ladevorgang startet mit dem Anstecken des Elektrofahrzeugs an die Ladestation. Das Fahrzeug übermittelt zunächst den maximalen Ladestrom und den SoC. Mit dem maximalen Ladestrom des Fahrzeugs kann die Ladestation den maximal möglichen Ladestrom ermitteln. Der nächste Schritt ist das Fahrzeug im G2V-IKT-System anzumelden. Dazu werden Login-Informationen und der SoC an das IT-Backend und Aggregator weitergeleitet. Ist die Anmeldung erfolgreich, wird dies sowie der aktuelle Ladezustand im Benutzerinterface angezeigt. Über das Benutzerinterface gibt der Benutzer den Ladewunsch anhand von Ladeoptionen ein, welche dann dem Aggregator übermittelt werden. Der Aggregator berechnet nun den Zeitplan für den Ladeprozess und sendet den Steuerbefehl via IT-Backend an die Ladestation. Die Ladestation beginnt das

Fahrzeug zu laden. Gibt es einen Engpass, dann teilen Netz und Energie dies dem Aggregator mit, welcher einen neuen Zeitplan für den Ladeprozess erstellt. Ist der Ladeprozess fertig, dann informiert die Ladestation das IT-Backend und den Aggregator. Am Benutzerinterface werden dann die Kosten beziehungsweise Ladestrom für den Ladevorgang angezeigt. Das Fahrzeug kann jetzt abgesteckt werden. Die Ladestation teilt dem Aggregator via IT-Backend mit, dass das Fahrzeug nicht mehr angeschlossen ist. Der Aggregator informiert den Benutzer via Benutzerinterface über die Abmeldung des Fahrzeugs.

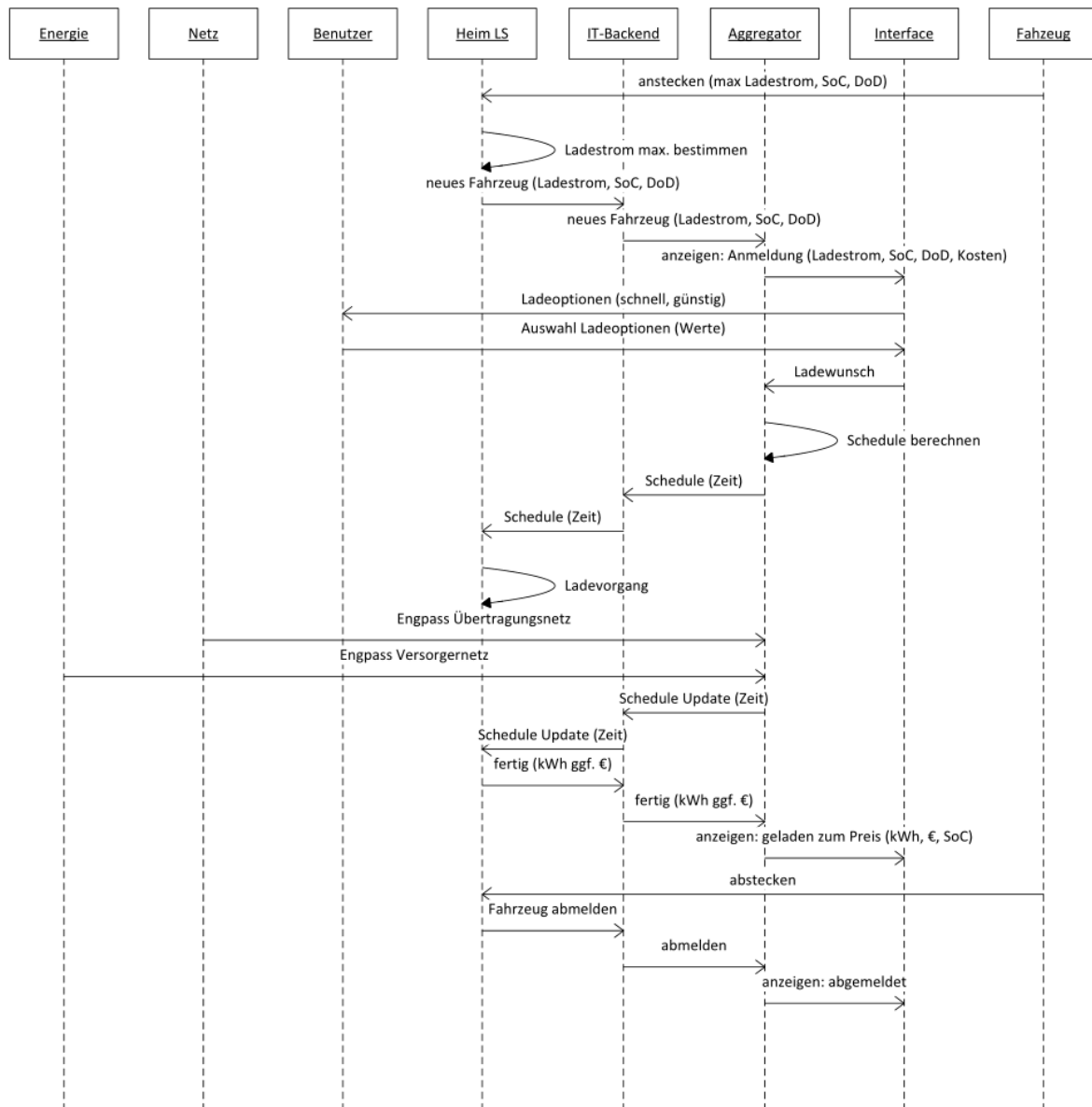


Abb. 27: Darstellung der Interaktionen bei einem Ladevorgang

Der in der Abbildung 27 dargestellte Ablauf eines Ladeprozesses ist der Standardfall, in dem die Ladung ohne außerplanmäßige Ereignisse durchgeführt wird. Sollte jedoch einer der Komponenten einen Fehler aufweisen, dann muss das G2V System darauf reagieren.

Ist die Ladestation fehlerhaft und nicht mehr für das IT-Backend erreichbar, dann wird das Fahrzeug im IT-Backend abgemeldet. Das IT-Backend informiert den Aggregator und veranlasst eine Reparatur der Ladestation, in dem eine entsprechende Nachricht an einen Servicemitarbeiter gesendet wird. Außerdem informiert das IT-Backend den Benutzer über das Benutzerinterface über den derzeitigen Status.

Wird das Fahrzeug frühzeitig abgesteckt, dann meldet die Ladestation dies dem IT-Backend. Das IT-Backend meldet das Fahrzeug ab und teilt dies dem Aggregator mit. Der Aggregator berechnet den Ladevorgang neu und wartet bis das Fahrzeug wieder angemeldet ist oder der Benutzer des Fahrzeuges einen neuen Ladewunsch übermittelt. Der Benutzer wird über das Benutzerinterface über die Ereignisse und Status informiert.

Im Falle eines Defekts im Fahrzeug, welcher den Ladeprozess und Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation unterbricht, meldet das IT-Backend das Fahrzeug ab und informiert den Aggregator. Der Aggregator informiert den Benutzer über das Benutzerinterface und fordert diesen auf eine Werkstätte aufzusuchen.

2.4 Resultierende elektrotechnische Systemanforderungen für die Integration

Im Abschnitt 2.1.3 „Szenario: Geregeltes Laden“ wurde beschrieben, wie Fahrzeuge optimiert in das elektrische Netz eingebunden werden können. Die technische Umsetzung erfordert eine Verknüpfung der bisher getrennten Systeme der Energieversorgung sowie der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Die Ladeinfrastruktur stellt hierbei den Verknüpfungspunkt zwischen Fahrzeug, elektrischen Netz und Aggregator bzw. IT-Backend dar. Abbildung 28 zeigt das Prinzip zum Aufbau der Ladeinfrastruktur.

Neben den abgebildeten Systemkomponenten und deren elektrotechnische und informations- und kommunikationstechnische Verknüpfungen sind die wichtigsten hierfür gültigen Normen abgebildet. Die Anforderungen an die Elektrotechnik werden im Folgenden beschrieben.

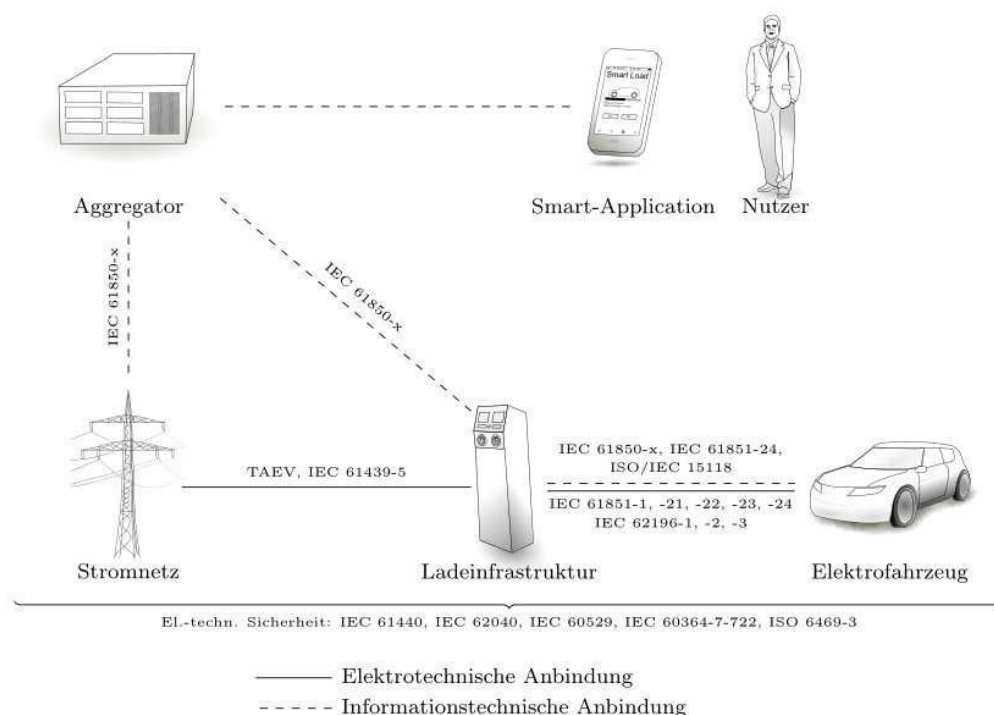


Abb. 28: Prinzipieller Aufbau der Ladeinfrastruktur für die Umsetzung im Rahmen der Modellregion

2.4.1 Elektrischer Anschluss der Ladeinfrastruktur an das Stromnetz

Zentrales Element für die Elektromobilität ist die Ladeinfrastruktur. Dessen Integration in das bestehende System der Stromverteilung erfolgt gemäß der TAEV (Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis

1000 V mit Erläuterung der einschlägigen Vorschriften) sowie der IEC 61439-5 (Schaltgerätekombinationen in öffentlichen Energieverteilungsnetzen).

2.4.2 Elektrischer Anschluss des Fahrzeuges an die Ladeinfrastruktur

Der Anschluss des Fahrzeuges an die Ladeinfrastruktur wird durch ein Ladekabel mit zwei baugleichen Steckverbindungen ermöglicht. Wesentliches Ziel ist hierbei der Schutz des Nutzers vor dem elektrischen Strom.

Die grundlegenden Sicherheitsanforderungen für eine Kabelverbindung zwischen Fahrzeug und Infrastruktur sind in der Normenserie IEC 61851-x [8] verankert. Aus den hier beschriebenen Möglichkeiten der Fahrzeugladung (Modi 1 bis 4) sind die grundsätzlichen technischen Funktionen der Ladeinfrastruktur ableitbar. Dabei werden folgende Mindestanforderungen an die Ladung eines Fahrzeuges gestellt:

- Überprüfung, ob das Fahrzeug vorschriftsmäßig angeschlossen ist
- Ständige Überwachung des Schutzleiterdurchgangs
- Einschalten des Systems
- Abschalten des Systems

Die Überwachung des ordnungsgemäßen Anschlusses des Fahrzeuges und das Einstellen der Stromstärke an einer Ladestation wird mittels Pulsweitenmodulation (PWM) über das Ladekabel realisiert. Dabei sind zwei Basisfunktionen von besonderer Wichtigkeit:

- Feststellen, ob ein Fahrzeug an die Ladestation angesteckt ist: Um Unfälle und Zerstörungen am System Fahrzeug-Ladekabel-Ladestation zu verhindern, ist es sinnvoll, beim Verbinden des Fahrzeuges mit dem Stromnetz die Wegfahrsperre zu aktivieren.
- Aushandeln des maximalen Ladestroms: Die Grenzen werden durch den Typ der Ladestation, der im Fahrzeug verbauten Leistungselektronik sowie der Wahl des verwendeten Ladekabels vorgegeben.

Der elektrotechnische Funktionsumfang ist hierbei beliebig erweiterbar. Mögliche Funktionen könnten beispielsweise wie folgt lauten:

- Der Stromfluss soll entsprechend der aktuellen Situation des örtlichen Verteilnetzes angepasst werden. Bei geeigneter Fahrzeugelektronik soll auch eine Rückspeisung vom Fahrzeug in das Netz ermöglicht werden.
- Je nach Aufstellungsort (privat/öffentlich) soll die bezogene bzw. eingespeiste Energie für Abrechnungszwecke gemessen werden. Gesetzliche Grundlage für die Messgeräte bilden die Veröffentlichungen des physikalisch-technischen Prüfdienstes sowie des Bundesamtes für Eich- und Vermessungswesen. Der Installationspunkt des Elektrizitätszählers wird hierbei durch den Regulator „E-Control“ vorgegeben.

Die Erweiterung des Funktionsumfanges erfordert den Abruf systemrelevanter Daten vom Fahrzeug. Dies betrifft insbesondere Informationen zum Batteriestatus des Fahrzeuges „State of Charge“ und „Depth of Discharge“. Ein Austausch dieser Daten ist in der Normenserie IEC 61851-x nicht inkludiert.

Für die Netzauslastung ist neben diesen Informationen das Mobilitätsverhalten des Nutzers relevant. Das Gebrauchsverhalten des E-Mobilitätsusers stellt den Mindestenergiebedarf für die kommenden Fahrten dar. Technisch gesehen bedeutet dies, dass die Batterie zum Zeitpunkt x einen Füllstand y aufweisen muss, um mit dem Fahrzeug die Strecke z zu fahren. Diese Daten werden für eine sinnvolle Netzintegration benötigt, lassen sich jedoch im Sinne der vorgestellten Norm nicht übermitteln.

Die zweite wichtige Komponente für die Verbindung zwischen Infrastruktur und Fahrzeug sind die Steckverbindungen. CEE-Steckverbindungen oder die in Haushalten bewährte Schutzkontaktsteckdose sind für die genannten Funktionen nicht mehr geeignet. Hier fehlt es insbesondere an den Möglichkeiten, den Ladeprozess technisch zu überwachen und Prozessdaten auszutauschen. Eine dafür geeignete Steckverbindung wird mit der Normenserie IEC 62196-x beschrieben.

2.5 Plausibilitätsanalyse

Die Intention der Plausibilitätsanalyse im Projekt ist die Überprüfung der ökonomischen Umsetzbarkeit der in den vorhergehenden Kapiteln entworfenen Lösungen. Dazu ist einerseits die Kosten-Nutzen-Analyse der vorgeschlagenen Use-cases und andererseits die Bewertung der ökonomischen Sinnhaftigkeit von Vehicle2Grid – also der Rückspeisung von Strom in das Netz – vorgesehen.

2.5.1 Ökonomische Bewertung (Cost/Benefits) von Grid to Vehicle Lösung

Die durchgeführte ökonomische Bewertung beruht auf erfassten Daten zu Mobilitätsdienstleistungen und Systemintegrationsaspekten, auf die im Folgenden eingegangen wird.

2.5.1.1 Kostenerfassung

In diesem einleitenden Kapitel werden die grundsätzlichen Erlös- und Kostensituationen der verschiedenen Akteure der Kosten-Nutzen-Analyse für die definierten Business Cases beleuchtet und diskutiert. Der Kunde als Anwender der Elektromobilität, die ElectroDrive als Elektromobilitätsdienstleister und die Salzburg AG sowie die Salzburg Netz GmbH als Bereitsteller der Energie und der Infrastruktur zur Übertragung der Energie werden dabei als Akteure berücksichtigt. In Tabelle 6 werden nun kategorisch die unterschiedlichen Cases aus Sicht der verschiedenen Akteure dargestellt.

Im **Worst Case** gibt es aus Sicht der ElectroDrive keinen Markt, da die Angebote als Elektromobilitätsdienstleister von den Kunden nicht genutzt werden. Der Kunde erwirbt das Elektroauto selbst, muss sich dadurch jedoch auch um die Kompatibilitätsprüfung seiner Zuleitung zur „Ladesteckdose“ kümmern und das Auto versichern. Weiters besteht in diesem Fall keine Ökostromgarantie für die geladene Energie bzw. nur dann, wenn der gesamte Haushalt mit Ökostrom versorgt wird. Für die Salzburg Netz GmbH zählt dieser Worst Case – wie der Name bereits verdeutlicht - zu den ungünstigsten Szenarien. Es besteht keine Möglichkeit für den Netzbetreiber in das Ladeverhalten der Elektroautoflotte einzugreifen. Dies kann in schon stark belasteten Netzabschnitten zu Spannungsproblemen führen - vor allem bei hoher Gleichzeitigkeit des Ladeverhaltens.

Im nächsten betrachteten Fall, dem **Start Case** existiert ein Markt für die ElectroDrive, welcher dem Kunden ein „Sorglospaket“ für die Elektromobilität bietet. Damit kann er einerseits das gewünschte Elektrofahrzeug zu einem monatlichen Fixpreis leasen und gegebenenfalls nach Ablauf der Vertragszeit zum Restwert zu kaufen. Weiters wird im Zuge dieses „Sorglospakets“ die Hausinstallation des Kunden überprüft, eine Home-Ladestation montiert und die Garantie erteilt, dass das Auto mit Ökostrom geladen wird (vgl. [48]). Erlöse für die Salzburg AG entstehen für die Energie, die der Kunde an seiner Ladestation zum Laden des Elektroautos bezieht.

In diesem Business Case ist es dem Kunden auch möglich monatliche Erlöse zu lukrieren, da er mittels Rundsteuersignal vom Netzbetreiber zwei Stunden täglich vom Netz genommen werden kann und dafür eine Entschädigung bekommt. Diese Kompetenz hält sich der Netzbetreiber vor, um so vorhandene Lastspitzen im Netz nicht zusätzlich durch die Elektromobilität zu verstärken.

Im Grunde ist der dritte betrachtete Fall, der **Future Case**, der Start Case mit der Erweiterung, dass der Kunde nun aktiv sein Ladeverhalten über ein Interface steuern kann. Es besteht in diesem Business Case jedoch die Möglichkeit für den Benutzer zwischen ökonomischem Laden, Schnellladen oder anderen Ladeprofilen zu wählen. Ausgewählt und übermittelt werden diese Optionen durch Nutzung des im Projekt vorgesehenen Interfaces, das am Heimcomputer, auf einem Smartphone, einem Tablet-PC oder ähnlichen Geräten laufen kann. Der Algorithmus, der im Hintergrund dieses Interfaces arbeitet, wird aus dem Ladewunsch des Kunden abgeleitet. Zusätzlich wird der Zustand des Stromnetzes und der jeweilige Energiepreis sowie der Ladezustand der Batterie und die vom Kunden gewünschte Reichweite berücksichtigt (vgl. Kapitel 2.1.3). Somit wird auch in diesem Fall das Netz nicht stärker belastet - Netzausbaukosten können dadurch im Idealfall vermieden werden.

Als Betrachtungsbasis der durchgeführten Berechnungen dient das Elektroauto Think City der Firma Think. Weiters wurde eine täglich zurückgelegte Fahrdistanz von durchschnittlich 26km angenommen, sodass damit eine Jahreskilometerleistung von ca. 9600km entsteht (vgl. [6]). Der Verbrauch eines Think City liegt dabei durchschnittlich bei 0,15 kWh/km und führt somit zu einem jährlichen Energieverbrauch von 1440 kWh. Ausgerüstet ist der Think City mit einer ZEBRA Batterie mit einer Kapazität von 30 kWh. Die Ladedauer solch einer Batterie über einen 10 A Anschluss beträgt sieben Stunden für eine 80 % Ladung der Batterie und noch weitere vier Stunden bis zum Vollladen. Mit der vollgeladenen Batterie ist es dann möglich idealerweise 160 km zurückzulegen (vgl. [49]).

Tab. 6: Grundsätzliche Beschreibung der verschiedenen Cases aus Sicht der Akteure

	Sichtweise	Erlöse	Kosten	Sonstiges
Worst Case	ElectroDrive	Kein Markt	Kein Markt	Kein Markt
	Kunde	Keine	- Kompatibilitätsprüfung des Hausanschlusses für 16A - Elektroauto kaufen - Leitung verlegen - Autoversicherung	Keine Ökostromgarantie, außer der ganze Haushalt wird umgestellt.
	Salzburg Netz GmbH	Netznutzungsgebühr	Maximale Netzausbaukosten	Gleichzeitigkeitsfaktor beim Laden der Flotte ist am Höchsten
Start Case	ElectroDrive	- Elektromobilität im ABO - Sorglos Connectivity Paket	- Kompatibilitätsprüfung des Hausanschlusses beim Kunden auf 16A - Netzanschluss beim Kunden einrichten, evtl. Leitung verlegen, Zähler usw. - Bei Subzählervariante kein Extra Zähler notwendig. Elektrofahrzeug Ladestation	Ist der Infrastrukturdienstleister/ Bereitsteller für Ladestation usw.
	Kunde	Erlöse fürs Wegschalten durch die Salzburg Netz GmbH	- Elektromobilität im ABO - Sorglos Connectivity Paket - verbrauchte Energie	- 100% Ökostromgarantie - Kunde kann täglich maximal 2h nicht laden - Mobilität im ABO
	Salzburg Netz	- Energievertrieb - Netzanschluss beim Kunden errichten	- Kundenentschädigung fürs Wegschalten - Netzausbaukosten	- Netzspitzen werden durch das Wegschalten des Kunden nicht zusätzlich erhöht - Kunde ist passiv, kann die Steuerung nicht beeinflussen

Future Case	ElectroDrive	- Elektromobilität im ABO - Sorglos Connectivity Paket	- Kompatibilitätsprüfung des Hausanschlusses beim Kunden auf 16A - Netzanschluss beim Kunden einrichten, evtl. Leitung verlegen, Zähler usw. - Bei Subzählervariante kein Extra Zähler notwendig. Elektrofahrzeug Ladestation	Interface vorhanden
	Sichtweise	Erlöse	Kosten	Sonstiges
	Kunde	Erlöse fürs Wegschalten durch die Salzburg Netz GmbH	- Elektromobilität im ABO - Sorglos Connectivity Paket - verbrauchte Energie	Kann am Interface seinen Ladewunsch deponieren und besitzt Kostenkontrolle über die verbrauchte Energie.
	Salzburg Netz	- Energievertrieb - Netzanschluss beim Kunden errichten	Netzausbaukosten	- Netzspitzen werden durch das Wegschalten des Kunden nicht zusätzlich erhöht - Die Elektroautoflotte ist steuerbar

Kosten-Nutzen-Analyse

Die Kosten-Nutzen-Analyse ist eine Entscheidungshilfe, um den Wert eines Projektes bestimmen zu können. Dabei werden monetäre Kosten und Erlöse aufgezeigt, um Entscheidungsträger zu befähigen, Investitionen effizient einzusetzen. Damit ist die Kosten-Nutzen-Analyse ein wertvoller Ansatz um abzuschätzen, ob Entscheidungen, welche die Verwendung von knappen Ressourcen betreffen, sinnvoll sind (vgl. [50]).

Diese Analyse wird sequentiell abgewickelt (vgl. [51]), beginnend mit dem „Vorfeld“ der Analyse in dem die Problemdefinition, die Konkretisierung des Zielsystems und eine Bestimmung des Entscheidungsfeldes festgelegt werden. Im nächsten Schritt wird die eigentliche Analyse durchgeführt, die sich aus der Erfassung der Vor- und Nachteile, dem Zusammentragen der Inputparameter wie Einnahmen und Ausgaben, der Berechnung und der Gegenüberstellung der Nutzen und Kosten ergibt.

Die mathematische Grundlage der Kosten-Nutzen-Rechnung erfolgt durch dynamische Verfahren der Investitionsrechnung. Diese haben den Vorteil gegenüber den statischen Verfahren, das dabei mit jährlichen Ein- und Auszahlungen gerechnet wird. Der unterschiedliche zeitliche Anfall der Ein- und Auszahlungen wird durch die Verwendung eines sogenannten Kalkulationszinssatzes berücksichtigt und scheint im Cashflow auf (vgl. [52] und [53]). Im Zuge dieser Kosten-Nutzen-Analyse wurde in der zugrundeliegenden Arbeit sowohl die Kapitalwertmethode als auch zur Überprüfung der Ergebnisse die Annuitätenmethode angewandt.

Grundsätzlich spielen auch „Intangible Benefits“ – also immaterielle Vorteile – eine wichtige Rolle bei der Erstellung einer solchen Kosten-Nutzen-Analyse. Sie stellen zusätzlich zu den monetär quantifizierbaren Nutzen Vorteile dar, die subjektiv wahrgenommen werden und die nicht in monetären Werten ausgedrückt werden können. Prinzipiell können diese immateriellen Vorteile z.B. folgendermaßen skizziert werden: (vgl. [54])

- Als Wohlwollen des Kunden, steigende Mitarbeitermoral, sinkende Bürokratie usw.
- Weiters wird dann von immateriellen Vorteilen gesprochen, wenn ein Produkt bzw. eine Dienstleistung unerwartet besser ist als zuerst vermutet.
- Die zusätzlichen Vorteile/Skills einer Person wie z.B.: bahnbrechendes Know-How, außergewöhnliches Wissen, gute Teamfähigkeit oder soziale Fähigkeiten.

Um die Analyse der „Intangible Benefits“ in die Kosten Nutzen Rechnung zu integrieren, müssen die auftretenden Vorteile quantifiziert werden, damit anschließend die immateriellen Vorteile monetär gegengerechnet werden können. Im zu Grunde liegenden Projekt V2G Interfaces können dabei die folgenden drei Bereiche zusammengefasst werden:

- Komfortgewinn

Es können dabei die Ausfallszeiten des Systems verbessert und die kostenoptimale Bedienung des Elektroautos erleichtert werden. Konkrete Anwendung: Wie viel Geld

kann der Benutzer des Interfaces sparen, durch z. B. Erinnerungen an Spitzen/Grundlast Preise und das rechtzeitige Anstecken des Autos an die Ladestation?

- Zeitersparnis

Der Zeitgewinn bzw. Zeitverlust kann bewertet werden. Konkrete Anwendung: Zeitersparnis im Verkehr durch die Vorreservierung von öffentlichen Elektroautotankstellen, Stauwarnungen über das Interface usw.

- Sicherheitsgewinn

Der Sicherheitsgewinn wird allgemein über eine Analyse der Zahlungsbereitschaft (vgl. mit [55]) erfasst. Dabei werden mit Umfragen potentielle Kunden befragt, wie viel sie bereit wären zu zahlen, wenn ein für sie nützliches Projekt realisiert wird, welches einen Sicherheitsgewinn ermöglicht.

Typischerweise werden diese zuvor beschriebenen immateriellen Vorteile beim Erstellen der Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigt. Da diese Vorteile jedoch von subjektiver Natur sind, variieren sie von einer Kundengruppe zur anderen. Nur durch eine fundierte Befragung großer Kundengruppen kann eine ausreichend genaue Abschätzung der immateriellen Vorteile stattfinden. Da jedoch durch die einjährige Projektlaufzeit ein beschränktes Zeitkontingent zur Verfügung stand, konnten die immateriellen Vorteile in der Analyse nicht berücksichtigt werden.

2.5.1.2 Ergebnisse aus Kundensicht

Die Ergebnisse der Barwert- und Annuitätenmethode werden in diesem Kapitel aus der Kundensicht berechnet und dargestellt. Dazu gibt Tabelle 7 einen Überblick über die verwendeten Kosten und Erlöse der verschiedenen Business Cases. Erlöse können beim Kunden im Worst Case nur durch Verkauf des Elektroautos am Ende der Lebensdauer lukriert werden. Im Start und im Future Case erhält der Kunde eine Vergütung des Netzbetreibers, da er 4 Stunden am Tag zu den Spitzenlastzeiten auf eine Ladung des Elektroautos verzichtet.

Tab. 7: Parameter der Berechnung aus Kundensicht

PARAMETER AUS KUNDENSICHT			Einheit	Kosten	Erlöse
WORST CASE	einmalig	Think Elektroauto Anschaffungspreis	€	44.400	
		Restwert E-Auto	€		6.000
		Zählermontage und Verdrahtung Haus	€	230	
		Verdrahtung bestehender Leitung	€	1.500	
	laufend	Stromverbrauch Medium Grundentgelt (Energiepreis)	€/a	30	
		Stromverbrauch Medium leistungsbezogen (Energiepreis)	€/kWh	0,16	
	Versicherung Elektroauto		€/a	1.048	
START CASE	einmalig	Anzahlung Elektroauto	€	5.000	
		Restwert E-Auto	€		
		Ausstattungspaket	€	1.500	
	laufend	Stromverbrauch Medium Grundentgelt (Energiepreis)	€/a	30,31	
		Stromverbrauch Medium leistungsbezogen (Energiepreis)	€/kWh	0,16	
		Sorglospaket und Zusatzpaket	€/a	8604	
Erlöse für unterbrechbaren Tarif		€/a		168	

PARAMETER AUS KUNDENSICHT			Einheit	Kosten	Erlöse
FUTURE CASE	einmalig	Anzahlung Elektroauto	€	5.000	
		Restwert E-Auto	€		
		Ausstattungspaket	€	1.500	
		Variante 1: HTC Legend	€	359	
		Variante 2: Ipad	€	599	
	laufend	Stromverbrauch Medium Grundentgelt (Energiepreis)	€/a	30,31	
		Stromverbrauch Medium leistungsbezogen (Energiepreis)	€/kWh	0,16	
		Sorglospaket und Zusatzpaket	€/a	8604	
		Erlöse für unterbrechbaren Tarif	€/a		168
		Datenpaket (1GB pro Monat um 4€)	€/a	48	
Gültig für alle Cases	sonstiges	Berechnungszeitraum	a	5	
		Verbrauch eines Think im Jahr	kWh/a	1.440	
		Lebensdauer der Betriebsmittel	a	5	
		Zinssatz (WACC)	%	5	
		Zinsfuß		1,05	
		Annuitätenfaktor		0,231	

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.

Abbildung **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt die berechneten Cashflows aller Business-Cases während der Berechnungsdauer von 5 Jahren. Die blaue Kurve stellt den Worst Case dar, der Kunde kauft das Elektroauto selbst, ohne dass er das Mobilitätspaket der ElectroDrive in Anspruch nimmt. Dadurch entsteht auch die negative Spitze im Verlauf des ersten Jahres, hervorgerufen durch die entsprechenden Investitionskosten. Laufende Kosten entstehen für den Kunden danach hauptsächlich durch den Kauf von Strom zum Laden des Elektroautos und durch Aufwendungen für die Versicherung. Im letzten Jahr der Berechnung wird angenommen, dass der Kunde das Elektroauto zum Ge-

genwert verkauft. In den beiden anderen Cases, dem Start und dem Future Case, nimmt der Kunde das Mobilitätspaket der ElectroDrive in Anspruch und hat damit geringere Startinvestitionen wie im Worst Case Szenario, jedoch sind die laufenden Kosten höher als im Referenzfall, da das Elektroauto in diesem Fall über Leasing Raten finanziert wird. Der Barwert im Future Case wird geringer als jener des Start Cases, da die Investitionskosten für ein Smartphone die Barwertsituation negativ verschiebt.

In Abbildung 29 sind die errechneten Barwerte mittel schraffierten Balken dargestellt und die dazugehörigen Annuitäten mit ausgefüllten Balken. Grundsätzlich ist zu sehen, dass beim Worst Case Szenario der größte negative Barwert für den Kunden auftritt und somit die größten Kosten, verteilt über den betrachteten Berechnungszeitraum entstehen. Selbst der Future Case, obwohl der Kunde hier zusätzlich in ein Smartphone oder einen Tablet-PC (iPad) investiert, ist eine ökonomischere Variante als der Worst Case. Begründet ist dies durch die verringerten Kosten für das Elektroauto, da es von der ElectroDrive in großen Stückzahlen angekauft wird und somit kostengünstiger an den Endkunden weitergegeben werden kann. Damit kann der Kunde, wenn er sich für die ElectroDrive als Infrastrukturdienstleister und Mobilitätsanbieter entscheidet, einen monetären Vorteil ziehen und erlebt zusätzlich eine Komfortsteigerung.

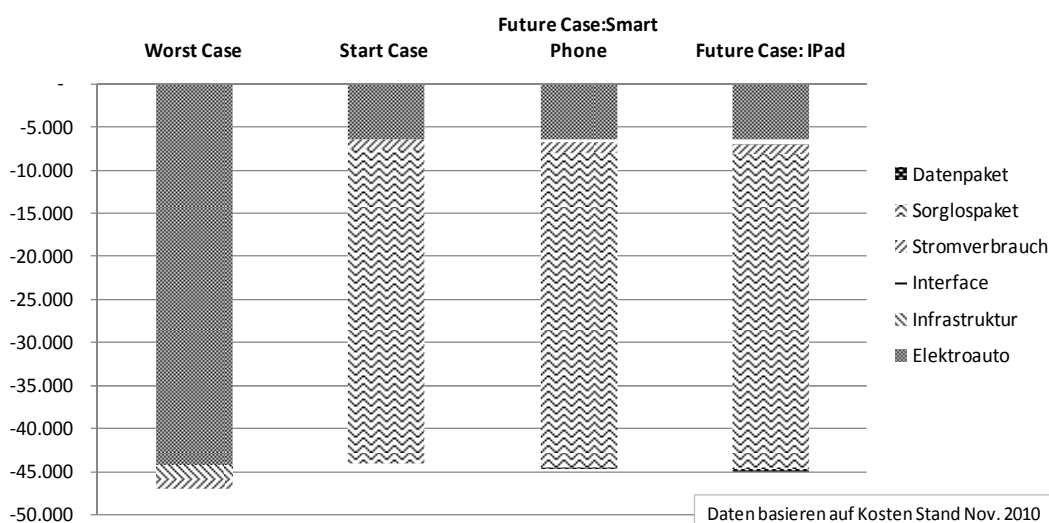


Abb. 29: Barwert aus Kundensicht für alle betrachteten Cases

Grundsätzlich ist der Barwert natürlich für alle Fälle negativ, zurückzuführen auf die Anschaffung des Elektroautos. Jedoch verglichen mit den Betriebskosten eines konventionellen Autos, ist es dem Kunden möglich, Vorteile mit dem Elektroauto zu erzielen. Laut ADAC Test (vgl. [56]) liegen die Betriebskosten eines Elektroautos im Mittel bei 3,7% der Gesamtkosten. Bei vergleichbaren konventionellen Autos bei durchschnittlich 26,3%, ohne Berücksichtigung der Investitionskosten.

2.5.1.3 Ergebnisse ElectroDrive

In Tab. 8 werden die benötigten Parameter für die Errechnung der Barwerte und Annuitäten aus Sicht der ElectroDrive dargestellt. Auf die Angabe von Zahlenwerten wurde aus unternehmensstrategischer Sicht verzichtet, weshalb diese in Prozentwerten bezogen auf einen Referenzwert ausgewiesen sind. Grundsätzlich setzen sich die Berechnungsparameter aus einmaligen und laufenden Kosten sowie aus Erlösen zusammen. In allen drei Cases entstehen einmalige Kosten, d. h. Investitionskosten, durch die Finanzierung des Elektroautos, der Ladestation und durch notwendige Investitionen in einen Field Server und ein firmeninternes Abrechnungssystem. Beim Future Case treten zusätzliche Kosten durch Investition in ein Smartphone oder einen Tablet-PC für das Interface auf. Die laufenden Kosten aus ElectroDrive-Sicht entstehen durch die Kommunikationskosten, die bei der Ladestation auftreten sowie für Server und Technik. Erlöse lukriert die ElectroDrive aus dem „Sorglospaket“, das der Kunde bezahlt, um die Mobilität im Abo zu nutzen. Ein Geschäftsmodell für den Worst Case ergibt sich aus ElectroDrive Sicht nicht, da die ElectroDrive dabei als Mobilitätsdienstleister nicht in Frage kommt.

Grundsätzlich wird der Start Case mit Subzähler in den nachfolgenden Betrachtungen als Referenzwert (100%) herangezogen und die weiteren Fälle relativ dazu ausgewertet.

Für die Berechnungen aus Sicht der ElectroDrive wurde eine Elektroautodurchdringung verwendet, die auf Annahmen der ElectroDrive basieren. Im Jahr 2010 wird eine Startflotte von 240 vollelektrifizierten Autos angenommen, die bis ins Jahr 2014 linear auf 1220 Fahrzeuge anwächst (siehe dazu auch Abbildung 31).

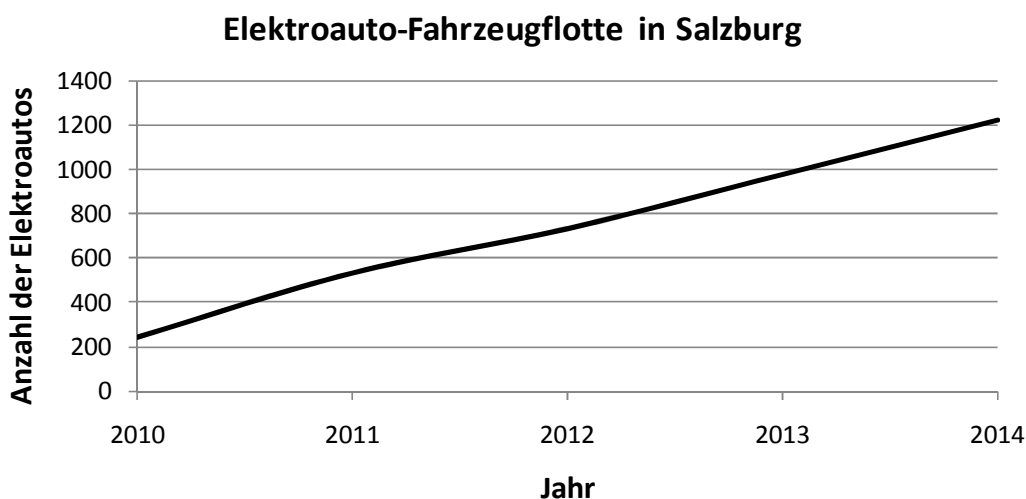
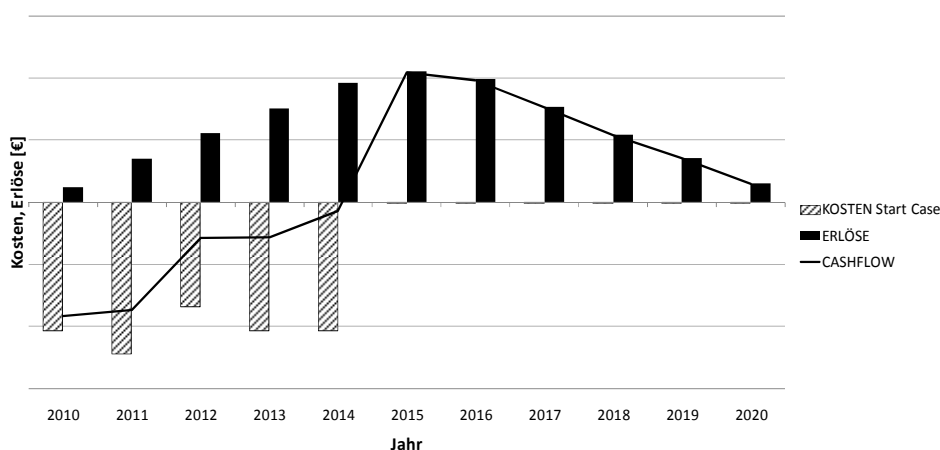


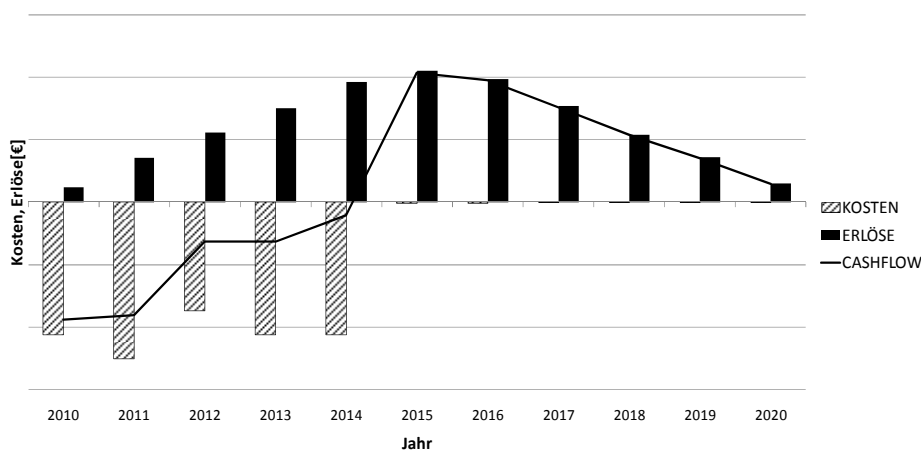
Abb. 30: Die den Berechnungen zugrunde liegende Elektroautofahrzeugflotte für Salzburg

Tab. 8: Parameter der Business Cases aus ElectroDrive Sicht

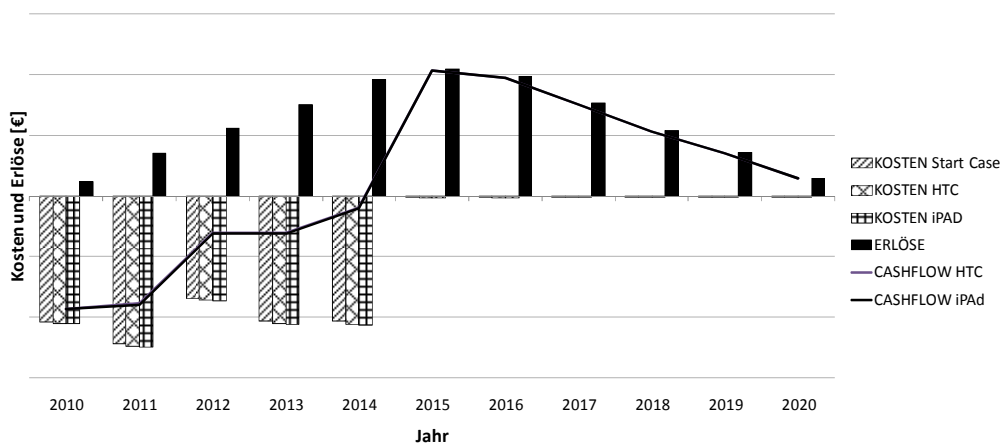
PARAMETER AUS ELECTRODRIVE SICHT						
START CASE: EXTRA ZÄHLER/SUBZÄHLER	einmalig	Elektroauto		FUTURE CASE	Elektroauto	
		Anschaffungspreis	€		Anschaffungspreis	€
		Anzahlung für E-Auto von Kunden	€		Anzahlung für E-Auto von Kunden	€
		Restwert für Elektroauto	€		Restwert für Elektroauto	€
		Ausstattungspaket	€		Ausstattungspaket	€
		Ladestation			Ladestation	
		Anschaffungskosten Ladestation	€		Anschaffungskosten Ladestation	€
		Durchführung Leitungsscheck	€		Durchführung Leitungsscheck	€
		Montage Home Ladestation	€		Montage Home Ladestation	€
		Anschlusskosten 4kW	€		Anschlusskosten 4kW	€
	Zählermontage und Verdrahtung Haus	€	Zählermontage und Verdrahtung Haus		€	
	Verdrahtung best. Leitung zur Ladestation	€	Verdrahtung best. Leitung zur Ladestation		€	
	Server und Technik		Interface			
	Field Server Investitionskosten	€	Variante 1: SmartPhone		€	
	ERB System	€	Variante 2: Ipad		€	
laufend	Sorglospaket		Server und Technik			
	Monatsrate Fahrzeug	€/a	Field Server Investitionskosten	€		
	Servicepaket	€	ERB System	€		
	Ladestation		Sorglospaket			
	Netzzähler u. Rundsteuerempf.	€/a	Monatsrate Fahrzeug	€/a		
	Kommunikation Zähler	€/a	Servicepaket	€/a		
	Server und Technik		Ladestation			
	Kosten für Kommunikation	€/a	Netzzähler u. Rundsteuerempf.	€/a		
Field Server Sonstiges	€/a	Komm. Zähler (jährlich)	€/a			
Field Server Service	€/a	laufend	Server und Technik			
			Kosten für Kommunikation	€/a		
			Field Server Sonstiges	€/a		
			Field Server Service	€/a		
GULTIG FÜR ALLE CASES	sonstiges	Berechnungszeitraum	a			
		Verbrauch eines Think im Jahr	kW/a			
		Lebensdauer der Betriebsmittel	a			
		Zinsatz (WACC)	%			
		Zinsfuß				



(a) Cashflow-Verlauf im Start Case für die Variante mit Subzähler



(b) Cashflow-Verlauf im Start Case für die Variante mit eigenem Zählerpunkt



(c) Cashflow-Verlauf im Future Case

Abb. 31: Cashflows für die im Start Case zwei verwendeten Zählervarianten sowie den Future Case

In den Abbildungen 31 a bis c sind die Cashflows der berechneten Business Cases aus Sicht der ElectroDrive abgebildet. In diesen Grafiken sind die laufenden Erlöse durch schwarze

Balken dargestellt und Kosten durch gestreifte bzw. karierte Balken repräsentiert. Die Erlössituationen in den beiden Start Case Fällen unterscheidet sich beim Fall Start Case - Extra Zähler dadurch, dass höhere Investitionskosten durch den Extra Zähler entstehen. Im Future Case verändert sich die Kostensituation wiederum, da hier von der ElectroDrive zur Visualisierung des Interfaces noch ein Smart Phone bzw. ein Tablet-PC (z.B. iPad) angeschafft wird. Ein Interface ist im Start Case nicht vorgesehen und wird dadurch auch nicht berücksichtigt.

Der prozentuelle Vergleich der Barwerte der berechneten Business Cases wird in Abbildung 32 aufgezeigt. Wie schon zuvor erwähnt, stellt der Start Case mit Subzähler den Referenzwert dar und entspricht daher 100%. Durch einen Subzähler könnte in diesem berechneten Fall ein Barwertvorteil von 32 % entstehen, der auch dem Kunden zugute kommen kann, jedoch erlaubt dies der momentane rechtliche Rahmen in Österreich nicht [23]. Durch die Investition in Interfaces im Future Case wird der Barwert kleiner, wie die Balken drei und vier zeigen. Im Future Case im Szenario 1 mit Smartphone (z. B. HTC) fällt der Barwert über die Berechnungsdauer auf 76% und im zweiten Szenario mit Tablet-PC (z.B. iPad) auf 71 %. Das entspricht Einbußen von 24 % bzw. 29 % bezogen auf den Referenzfall. Im Worst Case tritt kein Barwert auf, da hier, wie bereits erwähnt kein Markt für die ElectroDrive entsteht.

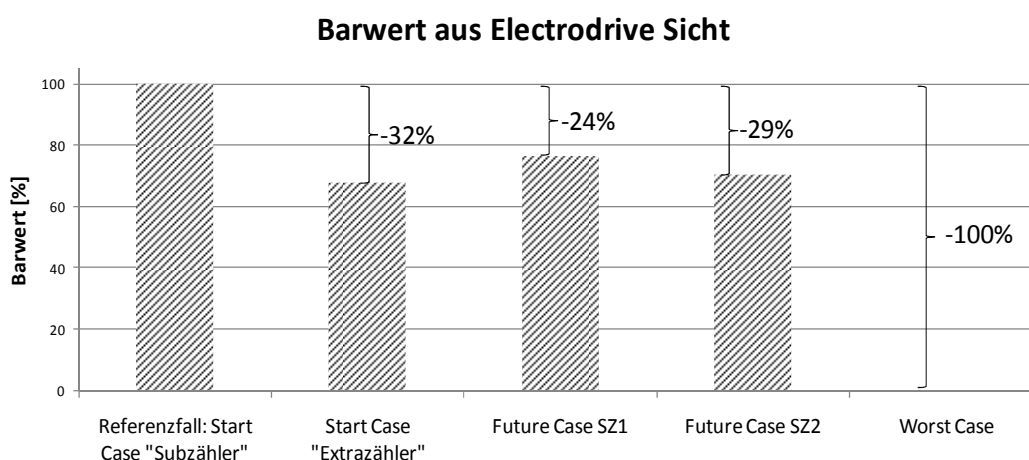


Abb. 32: Vergleich der berechneten Barwerte der verschiedenen Business Cases aus ElectroDrive Sicht

2.5.2 Ökonomische Bewertung von Vehicle-to-Grid-Lösungen

2.5.2.1 Daten

Die für weiteren Berechnungen zu Vehicle-to-Grid-Lösungen notwendigen Daten werden in den folgenden Absätzen beschrieben. Ziel dieser Abhandlung ist es, Kosten bzw. Erlöse, die durch Vorhaltung von negativer bzw. positiver Regelreserve entstehen, abzuschätzen. Dazu

sind die gelisteten Parameter betreffend ihrer Zugehörigkeit zum Elektroauto, dem Energiemarkt, auftretenden Kosten und sonstigen Parameter betreffend der wirtschaftlichen Bewertung gruppiert.

In Tabelle 9 sind alle Größen in Hinblick auf die Batterie gelistet. Die Ladeleistung der Batterie von 1,4 kW sind gemessene Daten der ElectroDrive, ebenso die Batteriekapazität und der Verbrauch des Elektroautos. Zudem wird vorausgesetzt, dass der Kunde das Elektroauto nach jeder Ausfahrt immer an die Ladestation anschließt. Somit ergibt sich eine tägliche Standzeit des Autos von etwa 16 h am Wohnort des Besitzers. Für die täglichen Fahrten wird das in Österreich übliche Verhalten für Ausbildungs-, Freizeit-, Arbeits- und Besorgungsfahrten (siehe [6]) zu Grunde gelegt, wobei Pendlerfahrten ausgenommen sind. Weiterhin wird für den Lade- und Entladewirkungsgrad der Batterie ein durchschnittlicher Wert von 92 % angenommen.

Tab. 9: Verwendete Berechnungsparameter betreffend das Elektroauto

Größe	Abkürzung	Wert	Einheit
Ladeleistung	P	1440	W
Kapazität	E_{Batt}	30	kWh
Verbrauch Think	C_{Think}	0,15	kWh/km
Wirkungsgrad Laden	n_{laden}	0,92	
Wirkungsgrad Entladen	$n_{entladen}$	0,92	
max. Tiefenentladung	DoD_{max}	0,8	
betrachtete Tage im Jahr	t_{max}	250	d
Stehzeit E-Auto	t_{steh}	16	h
gefahrte Kilometer täglich	d_{tag}	33	km
	d_{tag}	4,95	kWh
	d_{extra}	74	km
	d_{extra}	11,1	kWh

Die in Tabelle 10 verwendeten Größen zur Berechnung der Erlöse am Regelenergiemarkt basieren auf Daten des Deutschen Regelenergiemarktes aus dem Jahr 2009 (vgl. [57]). Bei der im nächsten Abschnitt folgenden Berechnung wird die Woche unterteilt in Hauptzeit und Nebenzeit, wobei die Hauptzeit zwischen 8:00 und 20:00 Uhr an Werktagen auftritt und die Nebenzeit die restlichen Perioden der Woche abdeckt. Der in Tabelle 10 verwendete Haushaltsstrompreis ist ein Mittelwert aller österreichischen Energieversorger aus dem Jahr 2009, laut E-Control Austria (vgl.[58]).

Tab. 10: Verwendete Berechnungsparameter betreffend den Regelenergiemarkt

Zeitabschnitte	Größe	Abkürzung	Wert	Einheit
PrimeTime	verfügbare Zeit Prime Time	t_{disp}	4	h
	vorgehaltene Leistung zu abgerufener Leistung (neg)	R_{c-d}	0,166	
	vorgehaltene Leistung zu abgerufener Leistung (pos)	R_{c-d}	0,149	
Secondary Time	vorgehaltene Leistung zu abgerufener Leistung(neg)	R_{c-d}	0,238	
	vorgehaltene Leistung zu abgerufener Leistung (pos)	R_{c-d}	0,081	
Prime Time	normalisierter Kapazitätspreis pos.	p_{cap}	22,05	€/MWh
	normalisierter Kapazitätspreis neg.	p_{cap}	4,04	€/MWh
Secondary Time	normalisierter Kapazitätspreis pos	p_{cap}	7,41	€/MWh
	normalisierter Kapazitätspreis neg.	p_{cap}	8,23	€/MWh
Prime Time	Energie Preis pos.	p_{el}	111,6	€/MWh
	Energie Preis neg.	p_{el}	1	€/MWh
Secondary Time	Energie Preis pos.	p_{el}	69,1	€/MWh
	Energie Preis neg.	p_{el}	0,1	€/MWh
	Haushaltsstrompreis	c_{pe}	180	€/MWh

Die in Tabelle 10 verwendeten Kosten für die Batterie entsprechen kapazitätsbezogenen Kosten mit 898 €/kWh, vgl. [59] und [60]. Kosten für die bidirektionale Kommunikation fallen nur für die Bereithaltung positiver Regelreserve an. Hier wird wie bei der Vorhaltung von negativer Regelreserve die Batterie vom Netz geladen, zusätzlich wird die Energie aber auch bei Bedarf ins Netz zurückgespeist. Somit muss die Ladestation in diesem Fall fähig sein

bidirektionalen Datenfluss und Energiefluss zu beherrschen. Sonstige wichtige Parameter wie der verwendete Zinssatz, die Lebensdauer und der Wirkungsgrad der Speicherung sind in Tabelle 11 und 12 zusammengefasst.

Tab. 11: Verwendete Berechnungsparameter betreffend den auftretenden Kosten

Größe	Abkürzung	Wert	Einheit
Bidirektionale Kommunikation	k_K	274	€
Batteriekosten	k_B	26.940	€

Tab. 12: Sonstige verwendete Berechnungsparameter

Größe	Abkürzung	Wert	Einheit
Lebensdauer der Komponenten	n	12	a
Zinssatz	d	0,05	
Wirkungsgrad Speicherung	n_{conv}	0,85	

2.5.2.2 Methodik

Für die Bewertung von Vehicle-to-Grid (V2G) Anwendungen wurden die möglichen entstehenden Erlöse bzw. Kosten einer Vermarktung von Elektroautos am Regelenergiemarkt betrachtet. Dabei wurde im Speziellen die Vorhaltung positiver und negativer Sekundärregelleistung in Betracht gezogen und bewertet. Die dafür verwendete Methodik wurde nach [61] ausgelegt und wird in diesem Kapitel näher erläutert.

Energie für Grid-to-Vehicle (G2V) Lösungen

Hier wird die gesamte Energie, die pro Auto für die positive Regelenergie zur Verfügung gestellt werden kann, mit den in der nachfolgenden Tabelle beschriebenen Parameter, berechnet:

$$W_{pos} = [E_{Batt} * DoD_{max} - (d_{täg} + d_{extra}) * c_{Think}] * \zeta_{entladen} \quad (3)$$

Für die bei negativer Sekundärregelleistung bereitgestellte Energie ist die nachfolgende Formel Berechnungsgrundlage:

$$W_{neg} = \frac{d_{\text{äg}} * c_{Think}}{\zeta_{Laden}} \quad (4)$$

Tab. 13: Auflistung der Parameter für die zur Verfügung stehende Energie bei G2V Lösungen

Größe	Beschreibung
E_{Batt}	Energieinhalt der Batterie
DOD_{max}	DepthofDischarg, maximale Tiefenentladung
$d_{\text{täg}}$	Täglich zurückgelegter Weg
d_{extra}	Buffer für mögliche zusätzliche, täglich zurückgelegte Wege
c_{Think}	Verbrauch eines Thinks
$\eta_{laden/entladen}$	Wirkungsgrad der Entladung

Mögliche Regelkapazitäten

In einem nächsten Schritt wird die zur *Verfügung* stehende Leistung für die positive Regelkapazität berechnet. Das ist jene Leistung, welche durch die zuvor berechnete Regelenergie zur Verfügung steht, beschränkt durch die Zeit für die Regelleistung bzw. die maximale Leistung des Hausanschlusses.

$$P_{FZG,Pos} = \left\{ \frac{W_{pos}}{t_{disp}}, P_{max} \right\} \quad (5)$$

Die Berechnung für Bereitstellung von *negativer* Regelkapazität wird in Formel (8) durchgeführt. Hier wird zusätzlich zur Zeit, für welche die Regelleistung zur Verfügung steht, auch die Abrufwahrscheinlichkeit der Regelenergie mit in Betracht gezogen.

$$P_{FZG,neg} = \left\{ \frac{W_{neg}}{\max\{t_{disp}, 24 * R_{c-d}\}} \right\} \quad (6)$$

Tab. 14: Auflistung der Parameter für die Berechnung von möglichen Regelkapazitäten

Größe	Beschreibung
t_{disp}	Zeit die für die Regelleistung zur Verfügung steht
P_{max}	Maximal mögliche Entladeleistung-Leistung des Hausanschlusses
R_{c-d}	Verhältnis wie oft das Angebot abgerufen wird

Abgerufene Energie pro Jahr

Um die im Jahr für Regelleistungen abgerufenen Energie berechnen zu können, wird zuerst die Anschlusszeit der Elektroautos für ein Jahr berechnet. Um die *Annahme* so realistisch wie möglich zu gestalten wird mit 250 Tagen im Jahr gerechnet, da nicht sichergestellt werden kann, dass das Elektroauto nicht jeden Tag im Jahr an der Homeladestation angesteckt ist.

$$t_{Anschluß} = 250 * t_{steh} \quad (7)$$

Mit dieser Anschlusszeit kann nun die *abgerufene* jährliche Energie berechnet werden:

$$E_{disp} = P_{FZG} * t_{Anschluß} * R_{c-d} \quad (8)$$

Tab. 15: Auflistung der Parameter für die Berechnung von möglichen Regelkapazitäten

Größe	Beschreibung
t_{steh}	Zeit die das Elektroauto am Tag angesteckt bei der Homeladestation steht

Jährliche Einnahmen

Aus diesen zuvor kalkulierten Größen können *nun* auftretende Kosten und Erlöse quantifiziert werden.

Zuerst werden die Leistungserlöse quantifiziert:

$$r_{cap} = \frac{p_{cap,pos}}{24} * P_{FZG} * t_{Anschluß} \quad (9)$$

Danach wird der Arbeitspreis für die Vorhaltung negativer Regelreserve,

$$r_{el,neg} = (c_{pe} - p_{el}) * E_{disp,neg} \quad (10)$$

bzw. der Arbeitspreis für die Vorhaltung positiver *Regelreserve*:

$$r_{el,pos} = p_{el} * E_{disp,pos} \quad (11)$$

berechnet. Die gesamten jährlichen *Einnahmen* durch Vorhaltung positiver Regelenergie lassen sich aus der folgenden Summe ermitteln:

$$r_{Reg,pos} = r_{cap,pos} + r_{el,pos} \quad (12)$$

Äquivalent ist die Summe der gesamten *jährlichen* Einnahmen durch Vorhaltung negativer Sekundärregelenergie:

$$r_{reg,neg} = r_{cap,neg} + r_{el,neg} \quad (13)$$

Tab. 16: Beschreibung der Parameter für die Berechnung der jährlichen Einnahmen

Größe	Beschreibung
r_{cap}	Erlöse die durch den Leistungspreis lukriert werden
$p_{cap,pos}$	Leistungspreis der für die Regelreserve bezahlt wird
c_{pe}	Haushaltsstrompreis
p_{el}	Energiepreis

Jährliche Kosten

Die Kostensituation setzt sich aus fixen und variablen Kosten zusammen. Dabei werden fixe Kosten wie folgt berechnet:

$$c_{fix} = c_0 * \frac{d}{1 - (1 + d)^{-n}} \quad (14)$$

Variablen Kosten treten nur bei positiver Regelenergie auf, da es hier zur Batteriedegradation durch das Entladen der Batterie kommt und diese hier durch Batterieeinbußen berücksichtigt werden. Bei der Vorhaltung negativer Regelenergie entstehen keine variablen sondern nur fixe Kosten.

$$c_{var,neg} = c_{fix} \quad (15)$$

$$c_{reg,pos} = c_{fix} + c_{var} \quad (16)$$

$$c_{var,pos} = (c_d + c_{en}) * E_{disp} \quad (17)$$

$$c_{en} = \frac{c_{pe}}{\zeta_{conv}} \quad (18)$$

$$c_{var,pos} = \left(c_d + \frac{c_{pe}}{\zeta_{conv}} \right) * E_{disp} \quad (19)$$

Tab. 17: Beschreibung der Parameter für die Berechnung der jährlichen Kosten

Größe	Beschreibung
c_0	Investitionskosten
d	Zinsrate
N	Lebensdauer

Batteriedegradation

Um die Kosten für die Batteriedegradation zu erfassen wird zuerst die Tiefenentladung der Batterie, der Depth of Discharge (DoD) berechnet.

$$DOD_{V2G} = \frac{P_{FZG} * \min\{t_{disp} * 24 * R_{d-c}\}}{E_s} \quad (20)$$

Mit diesem berechneten Wert des *DoD* wird die Anzahl der Ladezyklen berechnet:

$$C_{life} = 1331 * DoD^{-1,8248} \quad (21)$$

Daraus wird die während der Batterielebensdauer gelieferte Energie einer Batterie kalkuliert:

$$L_{et} = C_{life} * E_s * DoD_{V2G} \quad (22)$$

Letztendlich werden die Batteriekosten noch durch die während der Lebensdauer gelieferten Energie dividiert. Als Ergebnis folgen daraus die Kosten die durch die Batteriedegradation entstehen.

$$c_d = \frac{p_{Batt}}{L_{et}} \quad (23)$$

2.5.2.3 Ergebnisse

Tab. 18: Auswertung der Berechnungen zur Vorhaltung von positiver und negativer Regelreserve mit Kosten für die bidirektionale Kommunikation

	Einheit	Positive Regelenergie	Negative Regelenergie
Regelkapazität	kW	3,6	3,1
Tiefenentladung	%	21,7	-
Einnahmen Leistungspreis	€	53,4	21,8
Einnahmen Arbeitspreis	€	161,1	228,3
Gesamt Einnahmen	€	214,5	250,1
Fixe Kosten	€	30,9	0,0
Variable Kosten	€	346,0	0,0
Gesamte Kosten	€	376,9	0,0
Erlös	€	-162,5	250,1

Tab. 19: Auswertung der Berechnungen zur Vorhaltung von positiver und negativer Regelreserve ohne Kosten für die bidirektionale Kommunikation

Einheit		Positive Regelenergie	Negative Regelenergie
Regelkapazität	kW	3,6	3,1
Tiefenentladung	%	21,7	-
Einnahmen Leistungspreis	€	53,4	21,8
Einnahmen Arbeitspreis	€	161,1	228,3
Gesamt Einnahmen	€	214,5	250,1
Fixe Kosten	€	0,0	0,0
Variable Kosten	€	346,0	
Gesamte Kosten	€	346,0	0,0
Erlös	€	-131,5	250,1

In beiden Fällen der Bereitstellung von Regelenergie kann durch die im Moment noch sehr hohen Batteriekosten, im betrachteten Fall € 26.960, bei Bereitstellung positiver Regelenergie keine Kostendeckung erzielt werden. Zukünftig jedoch können aufgrund von technologischem Lernen und höherer Marktdurchdringung von Speichersystemen, die Investitionskosten für Speichersysteme sinken (vgl. [62]). Daher wurde in dieser Arbeit der Break Even Point berechnet, der aussagt, in welchem Ausmaß die Batteriekosten sinken müssten, damit die Vorhaltung positiver Regelreserve wirtschaftlich rentabel wird. Dazu wurden die zuvor berechneten Größen in die folgende Formel eingesetzt und der Break Even Point für beide Varianten, der Variante mit Kosten für bidirektionale Kommunikation und der Variante ohne bidirektionale Kommunikation.

$$p_{Batt} = \left[\frac{r_{pos,ges} - c_{fix} - c_{en} * E_{disp}}{E_{disp}} \right] * L_{et} \quad (24)$$

Für die erste Variante ohne Kosten für die bidirektionale Kommunikation folgt ein Break Even Point für die Batteriekosten von **€ 4760** und für die zweite Variante mit Kosten für die bidirektionale Kommunikation von **€ -457**. Dieser negative Break Even Point entsteht durch die hohen laufenden Kosten der bidirektionalen Kommunikation und bedeutet in diesem Fall, dass es nicht möglich ist ein Gleichgewicht zu erzielen, da dafür negative Batteriekosten

notwendig wären, um ein positives Ergebnis wie im Fall zuvor zu erreichen. Damit ist es im Fall der bestehenden Kosten für die bidirektionale Kommunikation nicht wirtschaftlich positive Regelreserve vorzuhalten.

2.6 Implementierungsplan für G2V- Interfaces:

Das Projekt V2G-Interfaces ist eine technische Durchführbarkeitsstudie für experimentelle Entwicklung und Demonstration. Daher ist das zentrale Ziel des Projektes ein Implementierungsplan, der eine Umsetzung der in den Arbeitspaketen 1-3 gewonnen Erkenntnisse beinhaltet.

Zum Zeitpunkt des Projektabschlusses kann positiv hervorgehoben werden, dass einige der nötigen Schnittstellen für ein funktionstüchtiges G2V-Interface bereits implementiert werden konnten, teilweise in der Implementierungsphase sind bzw. bereits als Prototyp präsentiert werden können. Abb.34 stellt einen Überblick über den Status der Implementierung hinsichtlich Software und Hardware dar.

Die Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug kann, wie in den vorherigen Kapiteln beschrieben, in zwei relevante Normen geteilt werden. Der Abgleich des maximal möglichen Ladestromes mittels Mode 3 (Pulsweitensignal) nach IEC 61851 ist in den verfügbaren Ladestationen (Serie Home Typ 2 Mode 3), die durch die ElectroDrive vertrieben werden, bereits umgesetzt und implementiert. Die IEC 15118 baut auf die IEC 61851 auf und kennzeichnet eine höherwertige Kommunikation bei einem Duty Cycle von 5%. Diese Norm existiert zu Projektende nur in Ausarbeitung. Nach Veröffentlichung der finalen Version kann die IEC 15118 implementiert werden. Im vorliegenden Draft findet die Kommunikation via Powerline (Leiter L1) auf Basis eines XML-Protokolls statt. Diese Eckdaten sind in der Grundarchitektur der ElectroDrive Ladestationen der Serie Home Typ 2 Mode 3 bereits berücksichtigt und können auf der Platine adaptiert bzw. ergänzt werden.

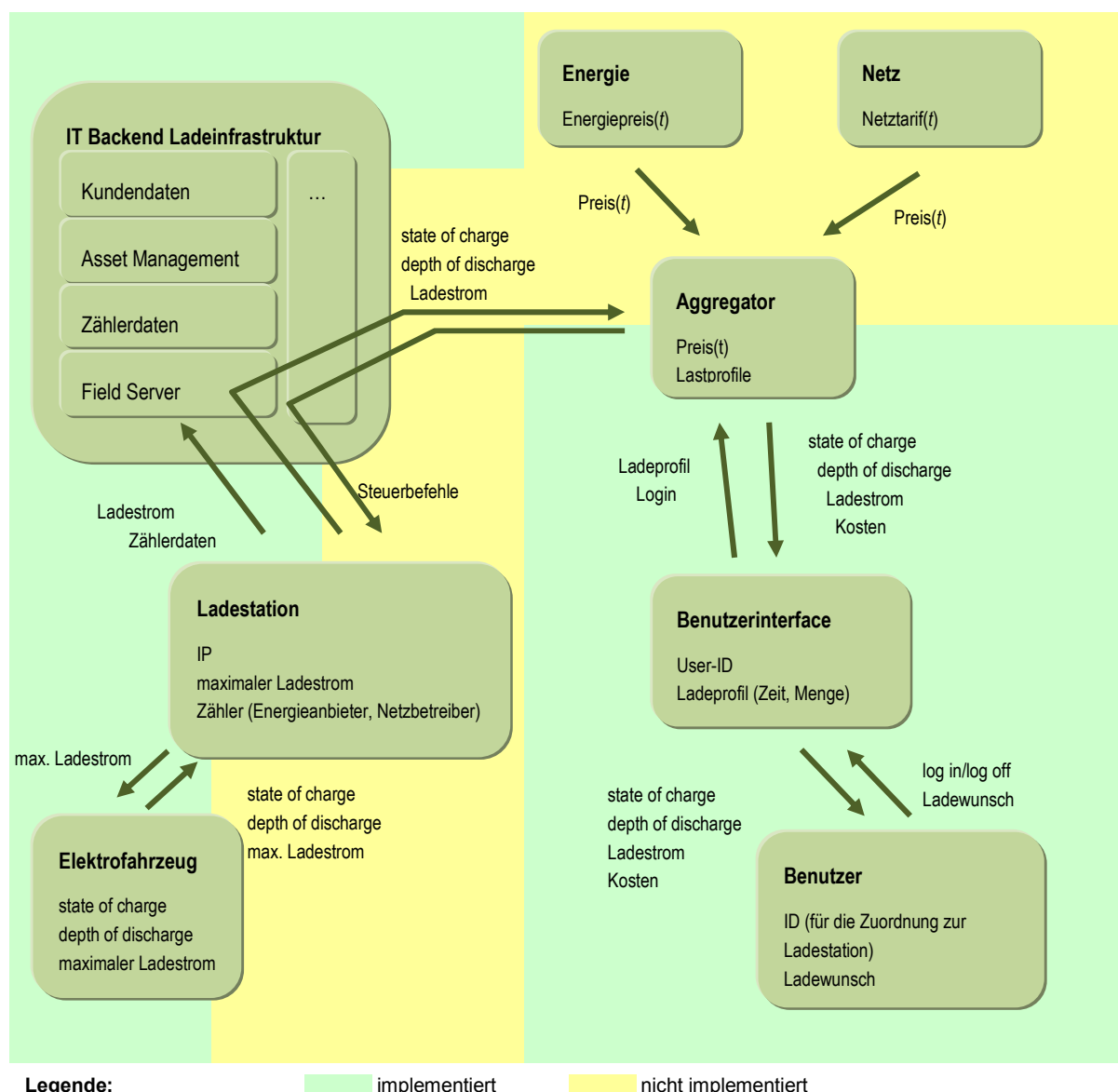


Abb. 33: Status zur Implementierung der Interfaces

Die Home Ladestationen der ElectroDrive kommunizieren via GPRS mit dem IT-Backend der Ladeinfrastruktur „ELIS – Entwicklung Ladestation Infrastruktur“. Diese Datenbank wurde bereits 2010 implementiert und besteht aus einem Grundmodul, in dem einerseits die zum Betrieb der Infrastruktur notwendigen Daten gespeichert bzw. verarbeitet werden, andererseits fundamentale Funktionen wie Zugangsberechtigungen für die Datenbank, Datensicherungs- und Wiederherstellungsmechanismen bzw. Protokollierungs- und Logging-Mechanismen realisiert sind. Darauf aufbauend sind folgende Submodule realisiert:

- Modul Asset Management

- Erfassung und Abbildung der Ladestation Infrastruktur (Type, Aufstellungsdatum, Anbindung etc.) inkl. aller technischen Merkmale
- Empfang und Verwaltung von Statusmeldungen der Ladestationen (Störung, Temperatur etc.)
- Verwaltung von Störungs-, Service- und Instandhaltungsaufträgen an den Ladestationen
- Automatisches Generieren von Email Benachrichtigungen für diese Aufträge zur Weitergabe u.a. an Dritte
- Schnittstelle zur Buchhaltung (dzt. SAP) zur Abrechnung der Serviceaufträge
- Einfache Auswertungen und Berichte zu statistischen Zwecken (Anzahl Störungen je Region, Anzahl und Standort der Ladestationen je Type etc.)
- Modul Zählerdatenverwaltung
 - Zentrale Speicherung und Verarbeitung der Zählerdaten der Ladestationen (Identifikationsnummer, Zeitpunkt, Anfangs-/Endstand, Verbrauch etc.)
 - Schnittstelle zum Abrechnungssystem (dzt. SAP R/3)
 - Technische Geräteverwaltung (Zählernummer, Einbaudatum, -ort, Lagerplatz, Eichstichtag etc.)
 - Einfache Plausibilitätsüberprüfungen der übermittelten Zählwerte
 - Aggregation der Zählerdaten und Vergleichsreports zur Kontrolle mit den vom Netzbetreiber ermittelten Verbräuchen
 - Einfache Auswertungen und Berichte zu statistischen Zwecken (Anzahl Ablesungen fehlerhaft etc.)
- Modul Kundenkartenverwaltung
 - Zentrale Speicherung und Verarbeitung Kundendaten (ID, Stammdaten etc.)
 - Verwaltung der Kundenkarten (Freischaltung, Sperrung etc.)
 - Schnittstelle zum Modul Zählerdatenverwaltung
 - Einfache Auswertungen und Berichte zu statistischen Zwecken (Anzahl Kundenkarten je Region, Störungen etc.)
- Optional Modul Kundenservice
 - Zentrale Oberfläche für das zentrale Kundenservice (Störungsannahme, -auskunft, Kundenhistorie, Kartenhandling etc.)
 - Einfaches Webportal für Selbstbedienungsszenarien (Datenänderung, Ladestatus etc.)
 - Einfache mobile Applikation auf Smart Phone o.ä. (Ladestatus, Historie etc.)

Im Zuge des dokumentierten Projektes wurde in einer Diplomarbeit [47] ein Prototyp des eigentlichen G2V-Interfaces zwischen Kunde und Aggregator sowie ein Prototyp des Aggregators erstellt.

Das Interface baut auf den Erkenntnissen des Kreativ-Workshops vom 28.09.2010 auf und stellt dem Anwender folgende Funktionalität zur Verfügung:

- Auslesen von Statusinformationen:
 - Netzstatus
 - Status der Ladestation
 - Ladestand des Fahrzeugakkus
 - geschätzte momentane Reichweite des Fahrzeuges
 - Verbrauchsstatistik der letzten Wochen und Monate
- Definition und Bearbeitung von Ladeprofilen
- Eingabe von Ladewünschen mit Hilfe vordefinierter Profile

Das G2V-Interface wurde als Web-App realisiert und kann auf allen Apple iOS-Geräten (iPod-Touch, iPhone, iPad) sowie auf Geräten mit dem Android-Betriebssystem, welche über eine mobile Datenanbindung verfügen, installiert und betrieben werden. Dadurch ist es dem Kunden möglich, Informationen betreffend der Ladung seines Elektrofahrzeuges von seinem Smart-Phone oder Tablet-PC aus von überall auf der Welt abzufragen und die Ladung zu steuern.

Für den Betrieb des Interface-Prototypen ist serverseitig eine MySQL-Datenbank sowie ein Apache-Webserver mit PHP-, JavaScript- und HTML 5-Unterstützung nötig.



Abb. 34: G2V-Interface Login

Nach der Identifikation des Benutzers durch die Eingabe des Namens und des Passworts (siehe Abbildung 35, das Interface bietet dem Anwender grundsätzlich zwei unterschiedliche Arten seinen Fahrzeugakku zu beladen.

In jedem Fall definiert er die gewünschte Reichweite in Kilometern, welche er mit seinem Fahrzeug nach Beendigung der Ladung mindestens zurücklegen möchte (Abbildung 36). Anschließend kann entweder eine Sofortladung gestartet werden oder die Ladung bis zu einer bestimmten Deadline geplant werden. All diese Parameter werden zu Ladeprofilen zusammengefasst und können nach einmaliger Definition direkt aktiviert werden (Abbildung 26).



Abb. 35: G2V-Interface Ladeprofil bearbeiten

Mit Hilfe der bereits in Abbildung 26.d dargestellten Statusanzeige erhält der Benutzer jederzeit aktuelle Informationen über den Status der Ladestation und der Ladung. Er wird darüber informiert, ob ein Fahrzeug mit der Ladestation verbunden ist, ob dessen Batterien gerade geladen werden und ob eine Ladung geplant ist. Außerdem wird der Ladestand der Batterie (der sogenannte „State-of-Charge“) und die prognostizierte Reichweite angezeigt.

Zusätzlich gibt es Informationen über den aktuellen Netzstatus, um die Bewusstseinsbildung beim Kunden zu fördern und ihn darüber zu informieren, ob die Fahrzeugladung mit maximaler Ladeleistung momentan möglich bzw. günstig ist.



Abb. 36: G2V-Interface Wochenstatistik



Abb. 37: G2V-Interface Monatsstatistik

Abbildung 37 und 38 zeigen die Verbrauchsstatistiken des G2V-Interfaces. Hierbei handelt es sich um zwei Wasserfall-Diagramme, welche die verbrauchten Energiemengen der jeweils letzten vier Wochen bzw. der letzten vier Monate sowie den jeweiligen Gesamtverbrauch darstellen. Dem Benutzer ist es somit möglich, seinen aktuellen Energieverbrauch mit dem vorangegangener Zeiträume zu vergleichen und zu bilanzieren.

Aus derzeitiger Sicht ist die Implementierung der Kommunikationswege ungeklärt, die einerseits den Zustand des Verteilnetzes, andererseits den Zustand des Energieversorgers darstellen. Zur Klärung dieser Fragen wurden im Zuge der Smart Grids Modellregion Salzburg zwei Forschungsprojekte initiiert. Der Inhalt dieser Projekte wird im Abschnitt 2.6.2 „Umsetzungsprojekte der Smart Grids Modellregion Salzburg“ kurz vorgestellt werden.

Der Aggregator besteht aus zwei funktionalen Einheiten. Die Datenbank sammelt die Daten aller beteiligten Parteien (Kunde, Fahrzeug, Energie und Netz), der Algorithmus berechnet daraus ein optimiertes Ladeverhalten der zu ladenden Fahrzeuge und beeinflusst ggf. bereits laufende Ladungen, um auf Änderungen des Netzstatus zu reagieren. Dazu muss vom Aggregator ein Steuersignal zu den Ladestationen gelangen. Wie bereits erwähnt, ist dieser Kommunikationsweg noch nicht definiert. Für die Modellierung und Steuerung von Schaltanlagen im Mittel- und Hochspannungsnetz und Erzeugungsanlagen wie Wind- und Wasserkraftanlagen gibt es die Normenfamilie IEC 61850. Um einen einheitlichen Standard zu etablieren, wird empfohlen, diese Normenfamilie um ein Datenmodell (Logical Node) für die Steuerung von Ladestationen zu erweitern. In [30] wurde die Erweiterung der Normenfamilie

um solch eine Logical Node vorgeschlagen und die technischen Anforderungen sowie dessen Anwendung beschrieben.

Unabhängig von dieser Bestrebung wird in Forschungsprojekten der Smart Grids Modellregion Salzburg versucht, funktionierende Prototypen zu implementieren. Diese Projekte werden im Abschnitt 2.6.2 „Umsetzungsprojekte der Smart Grids Modellregion Salzburg“ beschrieben.

2.6.1 Diplomarbeit: „System für die koordinierte Ladung von Elektrofahrzeugen“

Eine prototypische Implementierung wurde im Zuge der Diplomarbeit „System für die koordinierte Ladung von Elektrofahrzeugen“ [47] bereits erstellt und wird im Folgenden beschrieben.

Der Prototyp des Aggregators hat drei Hauptaufgaben:

1. Verarbeiten von Ladewünschen
(proaktives Vorgehen zur Steigerung der Netzqualität)
2. Reaktion auf Netzreserveänderungen
(reaktives Vorgehen zur Steigerung der Netzqualität)
3. Kommunikation zwischen Aggregator und Ladestationen

Für die Bearbeitung dieser drei Aufgaben verwendet der Aggregator folgende Daten, welche in einer MySQL-Datenbank gespeichert werden und jederzeit über (MySQL-)Schnittstellen bearbeitet und aktualisiert werden können:

- Netzreserve:
Jede Ladestation ist einer Location zugeteilt. An jeder Location können sich beliebig viele Ladestationen befinden. Die Location kann z. B. einen Ortsnetztransformator repräsentieren. Bei der Location ist der Wert für die Netzreserve (in Prozentpunkten der Nennspannung, üblicherweise 90 - 110 %) gespeichert.
- Lastprofil:
Ebenfalls für jede Location existiert ein Lastprofil. Dieses ist in beliebig lange Slots eingeteilt und repräsentiert die Belastung der Location (z. B. des Netzabschnittes, Transformators) zu jedem Tageszeitpunkt in kW. Die Werte können auf historischen oder statistischen Daten beruhen und jederzeit über eine (MySQL-)Schnittstelle aktualisiert werden. Ein Beispiel mit 60 Minuten dauernden Slots ist in Abbildung 39 dargestellt.

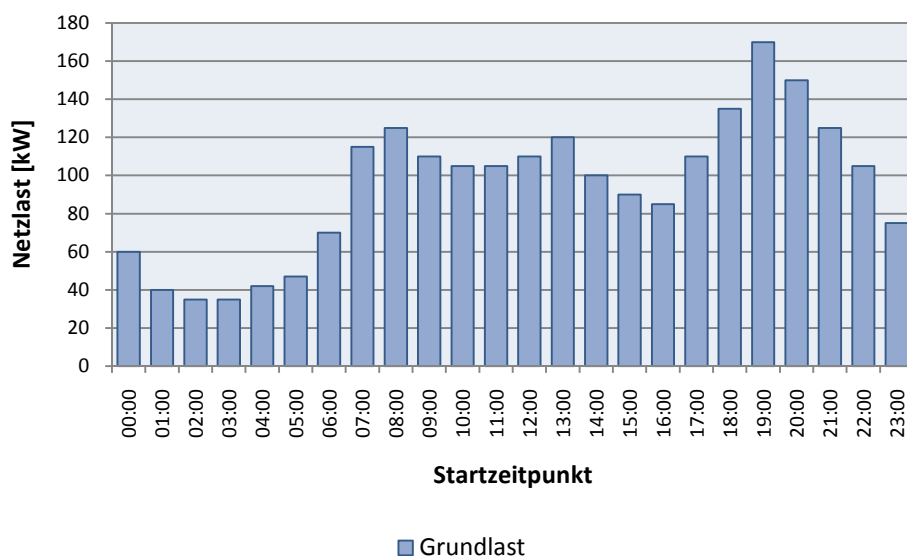


Abb. 38: Grundlastprofil dient als Basis für die Berechnungen des Aggregators

2.6.1.1 Ladewunsch verarbeiten (proaktives Vorgehen zur Steigerung der Netzqualität)

Der Ladewunsch wird im Aggregator wie in Abbildung 40 und 41 dargestellt verarbeitet.

Die Vorgehensweise bei der Einteilung der Ladungen hängt primär davon ab, ob es sich um eine Sofortladung oder eine geplante Ladung (mit vorgegebener Solldistanz und Deadline) handelt. Im ersten Teil des Algorithmus wird daher zuerst die Art der Ladung unterschieden. Handelt es sich um eine geplante Ladung, die jedoch nicht mehr bis zur Deadline durchgeführt werden kann, so wird sie wie eine Sofortladung behandelt.

Im weiteren Schritt erfolgt die Erstellung eines neuen (Planungs-)Lastprofils aus dem Grundlastprofil. Bei einer Sofortladung besteht dieses aus den Slots des Grundlastprofils beginnend mit dem Eingabezeitpunkt des Ladewunsches. Handelt es sich jedoch um eine geplante Ladung, so wird das Planungslastprofil vom Eingabezeitpunkt bis zur Deadline erstellt. Zusätzlich zur Grundlast werden alle bereits geplanten Ladungen in jedem Slot aufsummiert und diese Slots im Anschluss nach der Gesamtlast aufsteigend sortiert.

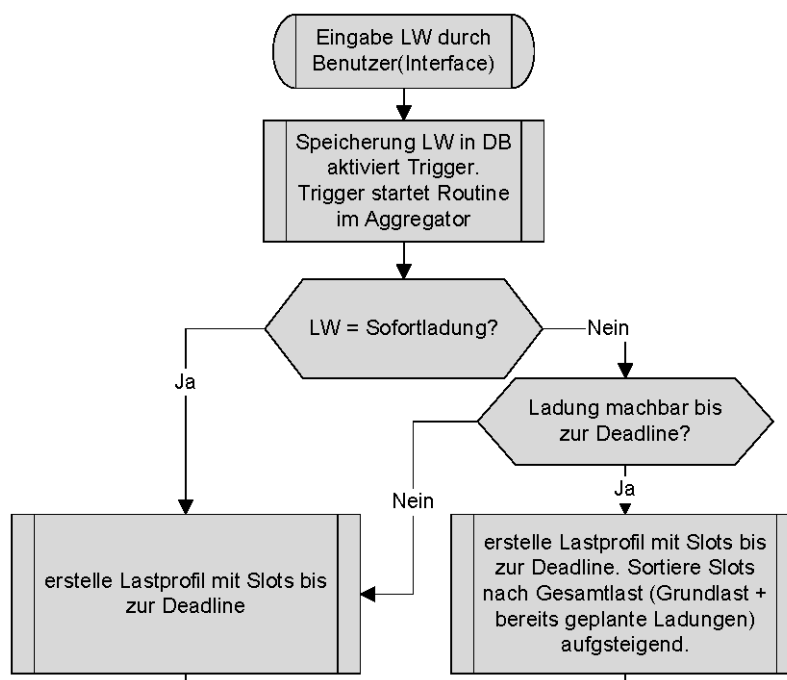


Abb. 39: Algorithmus zum Verarbeiten der Ladewünsche (Teil 1)

Nun erfolgt die eigentliche Verarbeitung des Ladewunsches und die damit verbundene Zuteilung der Ladungen (mit entsprechender Ladeleistung) zu den Slots. Es wird dabei davon ausgegangen, dass die Ladestation über zumindest zwei unterschiedliche Leistungsstufen zur Ladung des Fahrzeugakkus verfügt. Ist dies nicht der Fall, wird die Ladung zwar geplant, eine Leistungsreduktion zur Netzentlastung ist jedoch nicht möglich.

Die weitere Verarbeitung des Ladewunsches ist in Abbildung 41 dargestellt. Der Algorithmus geht so vor, dass grundsätzlich mit hoher Ladeleistung begonnen wird die Ladung in die (ggf. vorsortierten) Slots einzuteilen. Ist die benötigte Energiemenge erreicht, bricht der Algorithmus ab und die Ladung ist fertig geplant.

Für eine eventuelle Reduktion der Ladeleistung in der Planungsphase gibt es zwei Kriterien. Die Ladeleistung wird dann reduziert, wenn

- a) die Ladung in den aktuell laufenden Slot gelegt werden soll und die Netzreserve unter einem kritischen Level (z. B. 95%) liegt oder
- b) es sich um eine geplante Ladung handelt und bereits ein bestimmter Grenzwert an Ladeenergie eingeteilt wurde (z. B. wenn bereits 80 % der benötigten Ladeenergie eingeteilt sind, werden die verbleibenden 20 % mit reduzierter Ladeleistung eingeteilt).

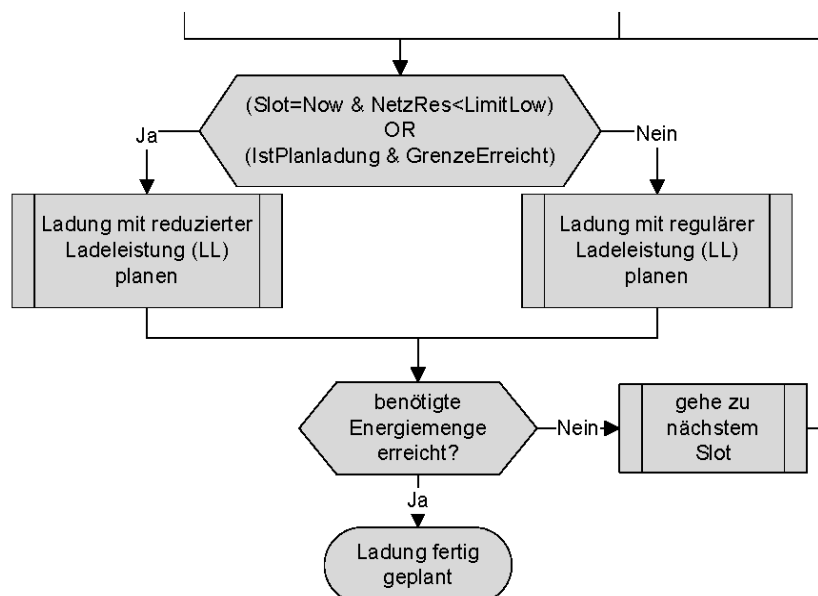


Abb. 40: Algorithmus zum Verarbeiten der Ladewünsche (Teil 2)

2.6.1.2 Netzreservenänderung (reaktives Vorgehen zur Steigerung der Netzqualität)

Die Netzreserve, die für eine Location (und somit für eine bestimmte Ladestation) in der Datenbank gespeichert ist, repräsentiert den aktuellen Netzstatus und wird bei der Verarbeitung eines Ladewunsches im momentan aktuellen Slot berücksichtigt. Für alle anderen Slots kann dies zum Zeitpunkt der Ladungsplanung jedoch nicht berücksichtigt werden, da der Wert der Netzreserve für die in der Zukunft liegenden Slots nicht repräsentativ ist.

Sollte sich der Netzstatus (an einer Location) ändern, so wird durch die Aktualisierung des Wertes in der Datenbank ein Trigger ausgelöst und der Aggregator reagiert auf die geänderten Werte, nach dem in Abbildung 42 beschriebenen Algorithmus.

Im Algorithmus zur Reaktion auf eine Netzreservenänderung wird unterschieden zwischen einer Über- und einer Unterbelastung im Netz. Ist die Netzreserve geringer als ein vorgegebenes Limit „LimitLow“ (z. B. 95 %), so werden alle aktuellen Ladungen gesucht, welche zum aktuellen Zeitpunkt an der betroffenen Location laufen und deren Ladeleistung reduziert werden kann. Diese werden nach deren Ladestand absteigend sortiert und anschließend ihre Ladeleistung reduziert.

Bei einer zu hohen Netzreserve (größer als „LimitHigh“ – z. B. 105 %) ist die Vorgehensweise entsprechend angepasst. Es werden alle betroffenen Ladungen gesucht, deren Ladeleistung noch erhöht werden können und diese erhöht. Hierbei ist von Vorteil, dass bei der Ladungsplanung ab einem bestimmten Grenzwert die Ladungen nicht mehr mit voller Ladeleistung geplant werden. Dadurch ergibt sich ein Erhöhungspotential, welches im Fall einer überhöhten Netzreserve ausgenutzt werden kann.

Da durch die Reduktion der Ladeleistung die gesamte Energiemenge der geplanten Ladung ebenfalls sinkt, wird diese im Anschluss durch den zuvor beschriebenen Algorithmus wieder in die Ladungsplanung aufgenommen.

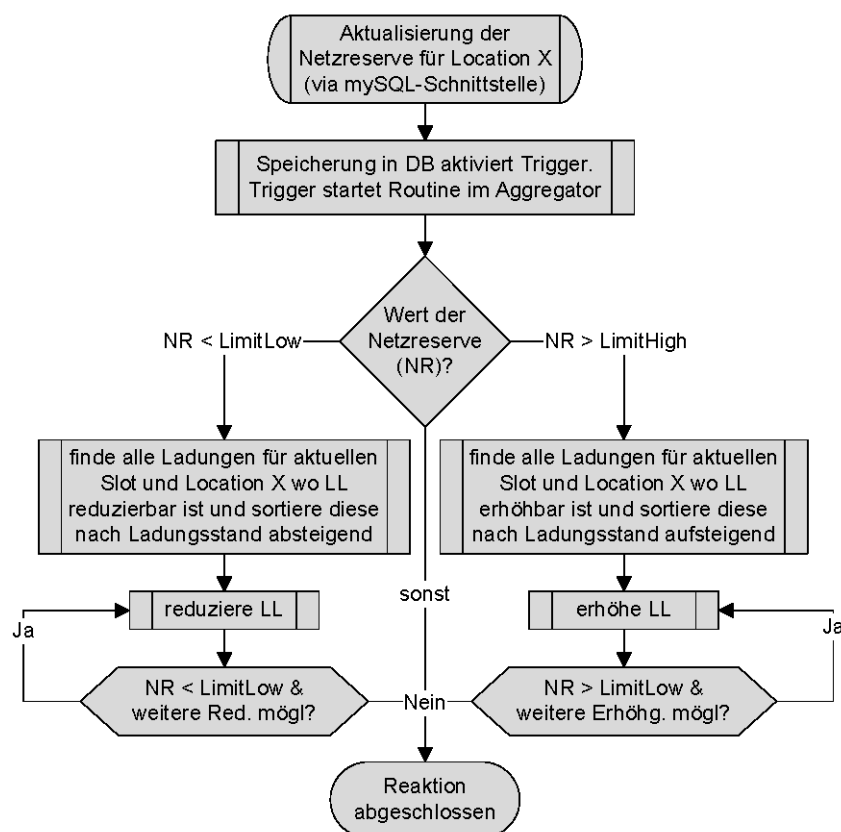


Abb. 41: Algorithmus zur Reaktion auf Änderungen der Netzreserve

2.6.1.3 Kommunikation Aggregator – Ladestationen

Die beschriebenen Algorithmen regeln die Verarbeitung der Ladewünsche und die Reaktion des Aggregators auf eine Änderung der Netzreserven. Daraus resultiert eine Menge an Ladebefehlen, welche bestimmten Slots zugeordnet sind. Diese Ladebefehle enthalten genaue Informationen über den Ladezeitraum, die Ladeleistung, die betreffende Ladestation usw.

Zur Übertragung dieser Informationen an die Ladestationen und zum Auslesen von Statusinformationen erfolgt eine regelmäßige Request / Response Kommunikation vom Aggregator zu den Ladestationen mittels Sockets über eine TCP/IP-Verbindung.

In jeder Ladestation läuft dazu eine Server-Applikation, welche auf einem bestimmten Port folgende Befehle akzeptiert und als Rückgabewert eine Sammlung von Statusinformationen sendet.

Befehle:

- **„LADEN1!“:** Laden mit geringer Ladeleistung
- **„LADEN2!“:** Laden mit mittlerer Ladeleistung
- **„LADEN3!“:** Laden mit hoher Ladeleistung
- **„ENTLADEN!“:** Energie wird ins Netz zurück gespeist
- **„BETRIEBSZUSTAND!“:** Fordert die Ladestation auf ihren Zustand zu übermitteln (siehe Rückgabewerte)
- **„STANDBY!“:** Versetzt die Ladestation in den Standby-Zustand (stoppt die Ladung / Entladung)

Rückgabewerte:

- **Ladestand:** Der Ladestand des Fahrzeugakkus in Prozentpunkten (0 – 100 %)
- **Stationsstatus:** Status der Station (LADEN1, LADEN2, LADEN3, ENTLADEN, STANDBY)
- **Zählerstand:** Stand des „AMIS-Zählers“ in der Ladestation
- **Fehlermeldung:** Etwaige Fehlermeldungen der Ladestation

Durch die regelmäßige Kommunikation werden die vorher formulierten Ladebefehle an die Stationen kommuniziert. Ist die Ladung abgeschlossen (100% SoC erreicht), so wird der Ladebefehl als verarbeitet markiert und abgeschlossen.

Die Vorgehensweise des Aggregators wird im Folgenden anhand dreier Demoladungen demonstriert. Das daraus resultierende Lastprofil ist in Abbildung 43 dargestellt. Die Vorgehensweise leitet sich aus den Algorithmen des Aggregators ab:

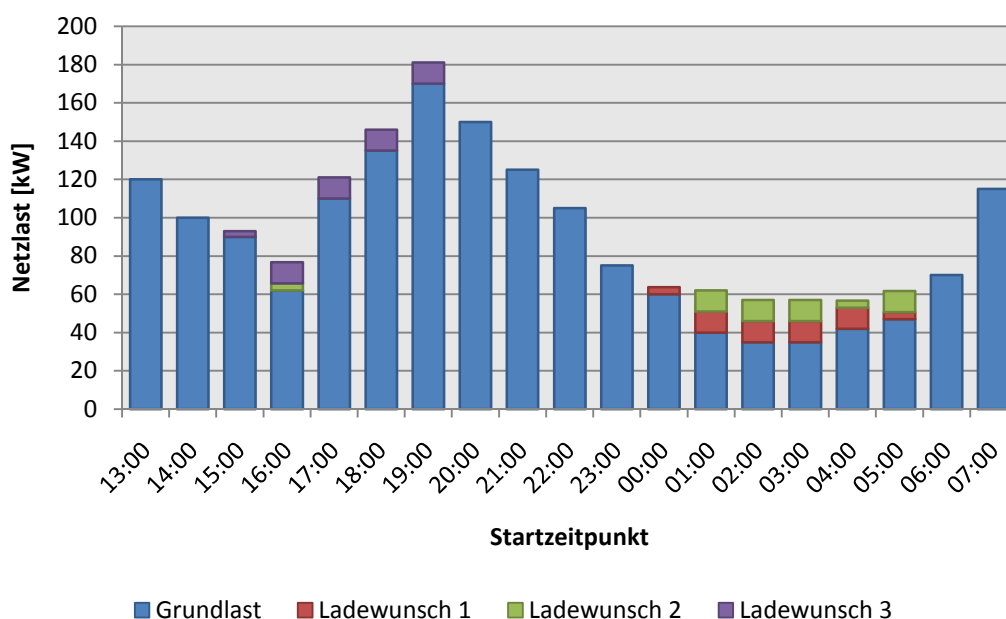


Abb. 42: Grundlast und resultierendes Lastprofil durch die Einteilung dreier Ladewünsche

Ladewunsch 1: eingegeben um 13:10 Uhr; Solldistanz 200 km; Deadline 06:00 Uhr:

Der Aggregator erstellt ein Planungslastprofil vom 13:00-Slot bis zum 05:00-Slot, sortiert diese aufsteigend nach der Gesamtbelastung (in diesem Fall nur die Grundlast, da noch keine Ladungen vorhanden sind). Es werden die ersten 80 % der Ladung mit hoher Ladeleistung eingeteilt (02:00, 03:00, 01:00, 04:00). Anschließend werden die letzten 20 % der Ladung mit reduzierter Ladeleistung eingeteilt (05:00, 00:00).

Ladewunsch 2: eingegeben um 13:50 Uhr; Solldistanz 200 km; Deadline 08:00 Uhr:

Der Aggregator erstellt ein Planungslastprofil vom 13:00-Slot bis zum 07:00-Slot, sortiert diese aufsteigend nach der Gesamtbelastung (Grundlast + Ladungen von Ladewunsch 1). Es werden die ersten 80 % der Ladung mit hoher Ladeleistung eingeteilt (02:00, 03:00, 01:00, 05:00). Anschließend werden die letzten 20 % der Ladung mit reduzierter Ladeleistung eingeteilt (04:00, 16:00).

Ladewunsch 3: eingegeben um 15:10 Uhr; Solldistanz 180 km:

Der Aggregator erstellt ein Planungslastprofil beginnend mit dem 15:00 Uhr-Slot. Die Ladung soll sofort (also noch im 15:00-Uhr-Slot) beginnen, die Netzreserve ist jedoch unter dem kritischen Wert von 95 %. Daher wird die Ladung im aktuellen Slot mit geringer Ladeleistung eingeteilt. Der Rest der Ladung wird vorerst mit voller Ladeleistung eingeteilt bis die benötigte Energiemenge erreicht ist.

Es ist erkennbar, dass die Koordination der Ladungen zu einem „Auffüllen“ der Täler im Tageslastprofil führt. Einzig die „Sofortladungen“ können zu einer weiteren Erhöhung der Lastspitzen führen. Es ist also empfehlenswert den Anwender durch (finanzielle) Vorteile dazu zu bringen, die Ladung der Fahrzeugbatterien größtenteils als Planladung bis zu einer bestimmten Deadline durchzuführen.

Nun, da die Ladungen geplant sind, werden diese einzelnen Ladebefehle vom Aggregator sukzessive an die jeweiligen Ladestation kommuniziert. Sollte jedoch aufgrund unerwarteter dezentraler Einspeisung (z. B. durch starkes Windaufkommen oder hohe Sonneneinstrahlung) eine Überspannung (d. h. eine erhöhte Netzreserve) oder durch plötzliche starke Belastung eine Unterspannung (reduzierte Netzreserve) auftreten, so reagiert der Aggregator wie bereits beschrieben mit einer Änderung der Ladungsleistung darauf, um das Netz abhängig von der Netzreserve stärker oder geringer zu belasten.

In Abbildung 44 ist ein simulierter Spannungsverlauf eines Netzabschnittes mit dezentraler Einspeisung dargestellt.

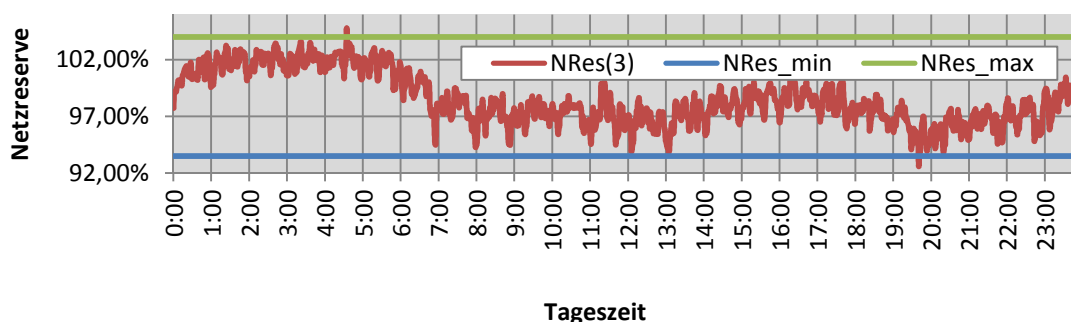


Abb. 43: Simulierter Spannungsverlauf eines Netzabschnittes mit dezentraler Einspeisung.

Der Spannungsverlauf übersteigt um 4:40 Uhr die Obergrenze. Der Aggregator reagiert auf diese Änderung nach dem in Abbildung 42 beschriebenen Algorithmus und erhöht die Ladeleistung von Ladewunsch 2.

Zum Zeitpunkt 19:45 wird der untere Grenzwert der Netzreserve aufgrund zu starker Belastung des Netzabschnittes unterschritten. Als Resultat reduziert der Aggregator die Ladeleistung von Ladewunsch 3 und plant die Nachladung der durch die Reduktion verlorenen Energiemenge im nächsten freien Zeitschlitz.

Die resultierende Ladungsplanung ist in Abbildung 45 dargestellt.

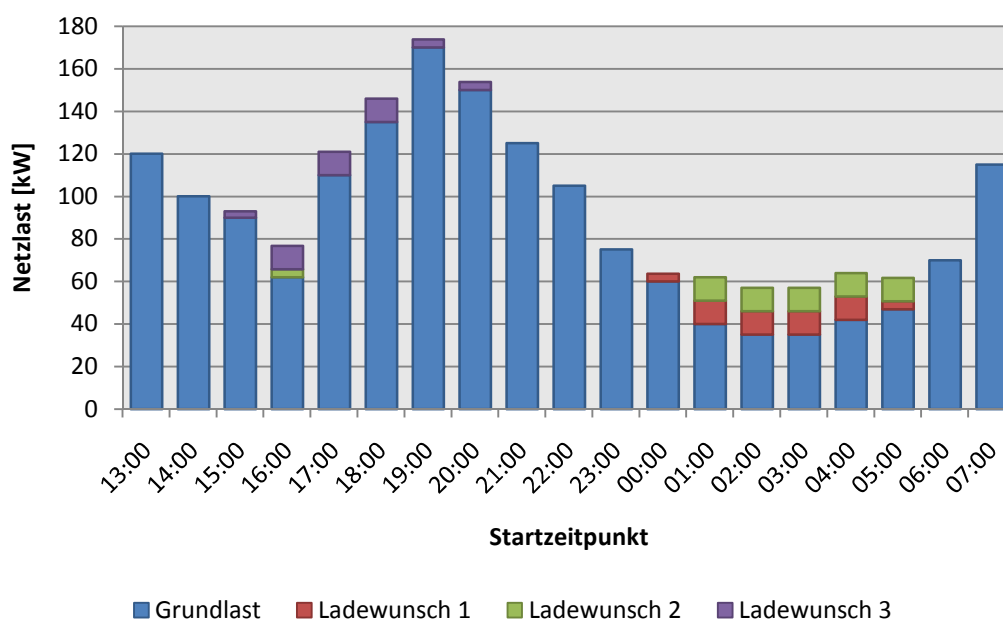


Abb. 44: Grundlastgang mit veränderten Ladungen aufgrund schwankender Netzreserve

Durch die reaktiven Algorithmen im Aggregator kann auf unerwartete Änderungen im Netz reagiert werden. Somit ist eine Vermeidung von Über- oder Unterspannungen und eine effektivere Nutzung alternativer, dezentraler Energiequellen möglich.

Ein offener und noch zu klärender Punkt ist die Zuordnung des Aggregators zu einzelnen Stakeholdern. Aus derzeitiger Sicht ergeben sich zwei Möglichkeiten:

- Der Aggregator ist dem Infrastrukturbetreiber zugeordnet. In diesem Fall kann der Aggregator als Submodul in das IT-Backend der Ladeinfrastruktur integriert werden. Inwieweit Netzbetreiber und Energieversorger bereit sind, Daten über den Zustand von Energie und Netz zur Verfügung zu stellen, ist zu klären. Verfügt der Infrastrukturbetreiber über mehrere Netzbetreiber bzw. Energielieferanten, müssen die Daten auch diesen separat zur Verfügung gestellt werden.
- Der Vorteil einer Zuordnung des Aggregators zum EVU liegt in einem direkten Datenabgleich zwischen den Daten aus dem SCADA-System des Netzbetreibers, den Daten des Energielieferanten und den Daten aus der Elektromobilität. D.h. der Netzbetreiber kann alle Lasten in seinem Netzbereich visualisieren. Der Aggregator könnte über die IP-Adresse der Ladestation direkt schalten, einzige Bedingung ist ein Vertragsverhältnis zwischen Aggregator und Infrastrukturbetreiber, um den Zugriff auf die Ladestationen zu ermöglichen.

Einen wesentlichen Anteil an der Entscheidungsfindung werden die Security-Anforderungen an das System darstellen. Dieses Thema muss in die Diskussion unbedingt aufgenommen und erörtert werden. Zur Klärung dieser Fragen wurden im Zuge der Smart Grids Modellregi-

on Salzburg zwei Forschungsprojekte initiiert. Der Inhalt dieser Projekte wird in Folge kurz vorgestellt.

2.6.2 Umsetzungsprojekte der Smart Grids Modellregion Salzburg:

Die Smart Grids Modellregion in Salzburg nimmt mit all ihren Partnern in Österreich und auch europaweit eine Vorreiterrolle ein und ist auch innerhalb der vom Klima- und Energiefonds geförderten Projekte zum Thema Smart Grids eine Vorzeigeregion.

Ein wesentlicher Aspekt in der Untersuchung der Umsetzung und auch in der Sichtbarmachung der Thematik sind Leuchtturm- und Demonstrationsprojekte, wobei als wesentlichste Basis der Kundennutzen der zukünftigen Lösungen wissenschaftlich erforscht und durch Interaktion mit Kunden aus den Demoprojekten validiert werden wird – nur Lösungen, die den Kunden einen Mehrwert verschaffen und von ihnen angenommen werden, werden Lösungen und Dienstleistungen zum Thema marktfähig machen!

In der Modellgemeinde in Salzburg soll daher zu diesem Projekt ein Feldtest dieser Art aufgebaut und umgesetzt werden, das sicherlich europaweit (ggf. auch weltweit) als „Best-Practice-Modell“ etabliert werden kann.

Neben der Demonstration der technischen Machbarkeit besteht hier somit auch die Chance für das Land Salzburg und auch für die noch auszuwählende Gemeinde auf weiteren Gebieten aus der Demonstration Nutzen zu lukrieren: Bspw. durch entsprechende touristische Aufbereitung, durch Bewusstseinsbildung bei Gewerbetreibenden in der Region und in Salzburg und Vorbereitung auf die zukünftigen Marktanforderungen und Dienstleistungen, durch anschauliche Demonstration und Erklärung für die SalzburgerInnen (also den EnergiekundInnen), Journalisten etc. [63]

Die Smart Grids Modellregion setzt sich aus 12 Teilprojekten zusammen. Zwischen den Projekten bestehen inhaltliche, temporäre und aufbauende Zusammenhänge. Zwei dieser Projekte planen aufbauend auf das vorliegende Projekt, G2V-Interfaces, eine Umsetzung der gewonnenen Erkenntnisse.

1. DG DemoNet – Smart LV Grid
2. Häuser als interaktive Teilnehmer im Smart Grid.

2.6.2.1 DG DemoNet – Smart LV Grid:

- Projektleitung Austrian Institute of Technology – Energy Department
- Partner Siemens AG Österreich
Fronius International GmbH
Salzburg Netz GmbH
Energie AG Oberösterreich Netz GmbH
Linz Strom Netz GmbH

BEWAG Netz GmbH

TU Wien: Energy Economics Group + Institut für Computertechnik

- Projektart Industrial Research (IF)
- Projektkosten ca. 3,2 Mio € (Gesamtkosten rd. 5,6 Mio €)
- Förderanteil ca. 2,2 Mio €
- Zusatzförderung LOI Land Oberösterreich: 1 Mio €
LOI Land Salzburg: bis zu 0,5 Mio €
- Projekt-Laufzeit 36 Monate, Start 03/2011

Projektumsetzung Feldtest Salzburg:

In einem Ortsnetz werden eine so hohe Anzahl an dezentralen Einspeiseanlagen (Photovoltaik) eingebaut, dass technische Maßnahmen erforderlich werden, um das zulässige Spannungsband einzuhalten (rund 50% der Trafonennleistung an installierte PV-Leistung). Weiters wird an jedem Einspeisestandort ein Elektroauto als variabler Verbraucher situiert. Die erforderliche Kommunikationsinfrastruktur in diesem Ortsnetz wird aufgebaut. Dabei kann es sich um ein Smart-Metering-System handeln, das in seiner Funktionalität entsprechend erweitert wurde.

Eine oder mehrere technische Maßnahmen, welche zur Einhaltung der Netzqualität erforderlich sind, werden implementiert, wie z. B. ein regelbarer Ortsnetztransformator oder regelbare Batterieanlagen (ev. Elektroauto) bei den PV-Anlagen, welche Leistungsspitzen aufnehmen und die Energie zu einem späteren Zeitpunkt ins Netz abgeben.

Nach abgeschlossener Installation werden die im Projekt vorgesehen Tests durchgeführt und die Praxistauglichkeit der technischen Maßnahmen evaluiert. Es wird dabei die Wirksamkeit von Maßnahmen quantifiziert wie z.B. die gewonnenen Reserven im Netzbetrieb durch regelbare Ortsnetz-Trafos alleine, durch Ladestrategien von E-Fahrzeugen alleine, aber auch den Mehrwert bei Kombination beider Maßnahmen. Die Ergebnisse der Berechnungen werden durch Messungen bestätigt. Handlungsempfehlungen werden aus diesen Ergebnissen abgeleitet und auf allgemein gültige Aussagen in Netzen aggregiert bzw. abstrahiert.

Die große Herausforderung besteht darin, ein Ortsnetz zu finden, in dem die Kunden bereit sind, sich mit oben beschriebenen Einrichtungen ausstatten zu lassen. Dabei ist wesentlich, dass diese Kunden der Technologie gegenüber aufgeschlossen und die Rahmenbedingungen für sie interessant sind. In Abstimmung mit interessierten Kommunen und Hauseigentümern wird ein geeignetes Netzgebiet ausgewählt.

Mit den bestehenden Kunden sollen auch Verhaltensanpassungen (z.B. Einspeisung erneuerbare Energien und Energieeffizienzmaßnahmen, Mobilitätsverhalten, ...) diskutiert und

strukturiert abgefragt und ausgewertet werden. Erkenntnisse daraus sollen in die Umsetzung solcher Projekte in der Praxis einfließen. [63]

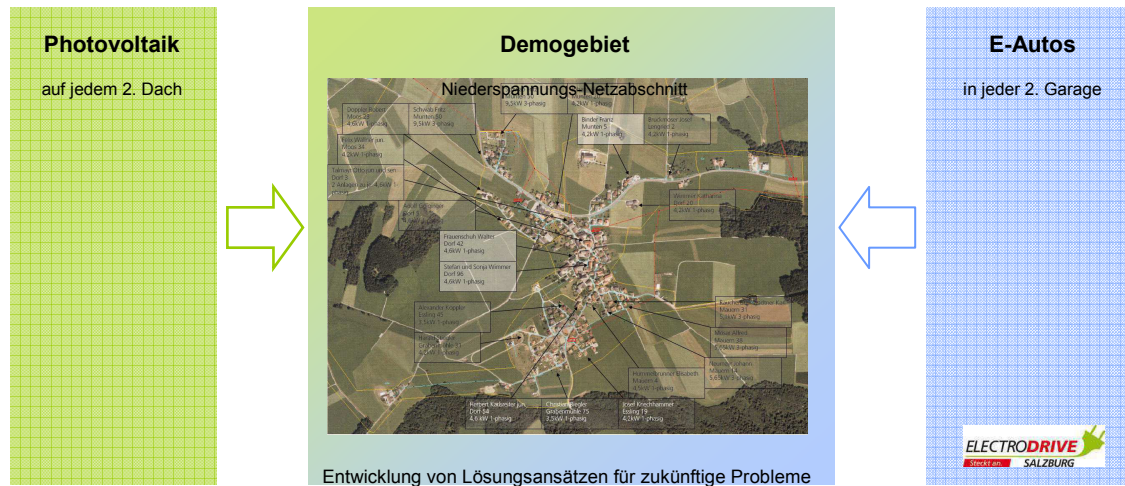


Abb. 45: Feldversuch in Salzburger Demogebiet: In einem Niederspannungs-Netzabschnitt in Salzburg soll eine so hohe Dichte an PV-Anlagen und E-Fahrzeugen installiert werden und mit neuen, intelligenten Lösungen der Netzbetrieb und die Versorgungsqualität sichergestellt werden.

Zum Zeitpunkt der Berichterstellung werden durch das Projektteam DG DemoNet mögliche Ortsnetze evaluiert und mit der notwendigen Bereitschaft aller Beteiligten abgeglichen. Ein mögliches Beispiel stellt das Ortsnetz Schleedorf dar. Diese sind in Abbildung 46 und 47 dargestellt.

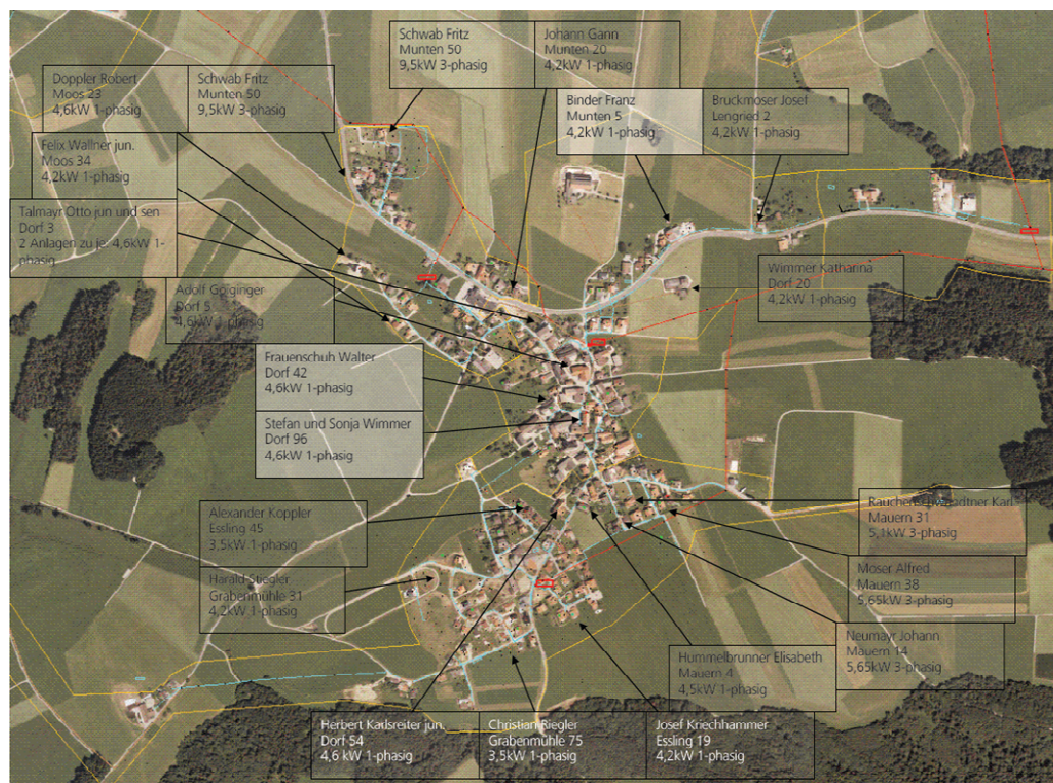


Abb. 46: Mögliches Beispiel für Feldtest in Salzburg – Ortsnetz Schleedorf

Eckdaten für das mögliche Demogebiet - Ortsnetz Schleedorf:

- 250-kVA-Trafo,
- Ortsnetz mit rd. 70 Häusern
- Bedarf 125 kW_{peak} =
- 16 PV-Anlagen 5 kW
- 15 PV-Anlagen 3 kW (entspricht 31 Anlagen = jedes 2. Haus!) etwa 450 T€
- 2 – 3 Batteriesysteme etwa 45 T€
- 31 E-Autos zu jeder PV-Anlage Mobilitätsmiete für 1 Jahr etwa 335 T€
- Summe: rd. 830 T€**
- Mehrkosten regelb. ON-Trafo, dezentraler Netzregler etwa 50 T€
- Smart Metering, Messtechnik, Kommunikationstechnik etwa 50 T€
- Summe: rd. 100 T€**

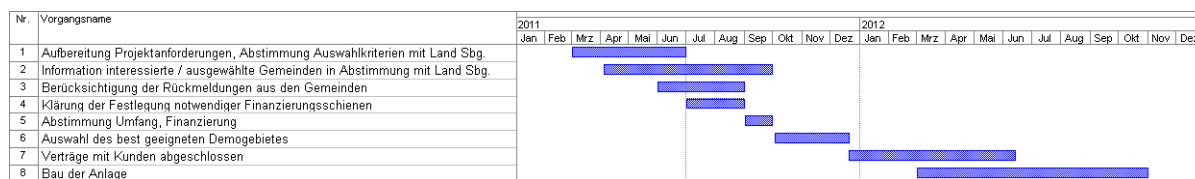


Abb. 47: Der Zeitplan für DG DemoNet – Smart LV Grid

2.6.3 Häuser als interaktive Teilnehmer im Smart Grid:

- Projektleitung: Salzburg AG für Energie Verkehr und Telekommunikation
- Partner: Siemens AG Österreich
Salzburg Wohnbau Planungs-, Bau- und Dienstleistungs GmbH
- Projektart: Demonstrations-Projekt
- Projektkosten: 1.413.584 €
- Förderanteil: 533.565 €
- Projekt-Laufzeit: 36 Monate, Start 01/2011

Im Fokus des Projekts steht die optimale Systemintegration der Gebäude in das Smart Grid (Lastmanagement in Kombination mit dezentraler, erneuerbarer Erzeugung inklusive gesteuertem Laden von Elektrofahrzeugen), wobei es in diesem Projekt möglich ist, schon von Beginn der Planung an durch wissenschaftliche Begleitung steuernd einzugreifen und wichtige Parameter frühzeitig zu beeinflussen. Für die Realisierung des SGMS-HiT Vorhabens wurde das von der Salzburg Wohnbau gemeinsam mit weiteren Bauträgern zu errichtende Projekt „Wohnen der Generationen – Rosa-Hofmann-Straße“ (145 Wohneinheiten für verschiedene Nutzergruppen von Senioren bis zu jungen Familien) in Salzburg Taxham ausgewählt. Die Planungsarbeiten beginnen im Herbst 2010, Baubeginn ist Ende 2011, Bezug ist bis Ende 2012 vorgesehen. Ab 2013 steht die Smart-Grid-optimierte Anlage für Demonstrationszwecke zur Verfügung.

Projektziel ist die Realisierung einer Demonstrationsanlage (Wohnanlage aus mehreren Gebäuden – Wohnen der Generationen) mit „Leuchtturm-Charakter“, das die Möglichkeiten und Nutzen von Smart Grids im Umfeld von Gebäuden im praktischen Einsatz erprobt und für eine breitere Öffentlichkeit (Kunden, Entscheidungsträger aus Politik und Wirtschaft, Journalisten, ...) demonstrierbar und „fühlbar“ macht. Damit wird ein greifbarer Bezug zum Thema Smart Grids als eine zentrale Maßnahme für das Erreichen der klima- und energiepolitischen Ziele (und damit zur Zukunft der Energiesysteme) hergestellt.

Im Fokus steht die optimale Systemintegration der Gebäude (Lastmanagement der Wohnanlagen sowie gesteuertes Laden von E-Fahrzeugen in Kombination mit dezentraler erneuer-

barer Erzeugung) und seiner Nutzer (persuasives, also überzeugendes Energiefeedback, nachhaltiges Nutzerverhalten, Car-Sharing für E-Fahrzeuge etc.) in das Smart Grid und die Erprobung von unterschiedlichen Smart Grid Technologien und Ansätzen – konzentriert an einem Ort und im realen Umfeld.

Car-Sharing ist als innovatives Konzept mit zeitgemäßen Verkehrsverhalten geplant: Der Hausverwalter stellt E-Fahrzeuge (Autos, Roller, Räder) und Tickets für den öffentl. Verkehr zur Verfügung, die Buchung erfolgt über eine Kommunikationsplattform, die Verrechnung über die Betriebskostenabrechnung.

Zur Umsetzung ist dabei in vielen Fällen eine direkte Interaktion der Nutzer „mit dem Smart Grid“ erforderlich, wofür vielschichtige sozioökonomische Aspekte auf die Einbindung des „human in the loop“ ins Smart Grid zu lösen sind, was in weiterer Folge aber auch geeignete Interfaces und Plattformen für die Kommunikation erfordert. Der Prototyp dieser Plattform wurde im vorliegenden Projekt entwickelt und soll hier implementiert werden.

Die SGMS-HiT-Gebäude sollen „Smart-Grid-optimiert“ konzipiert, geplant, realisiert und betrieben werden: Im Betrieb sollen die Gebäude als Demonstrationsobjekt und im Rahmen einer Begleitforschung als „living lab“ genutzt werden. Das Vorhaben wird in Abstimmung mit FFG in zwei Teilprojekte geteilt und ist als zusammenhängendes Projektbündel zu sehen:

- SGMS HiT Planung und Bau Simulation und wissenschaftliche Begleitung der Planung und Bauausführung, Errichtung und Demonstration
- SGMS HiT Begleitforschung: Wissenschaftliche Begleitung im Betrieb, Nutzeraspekte und technische Performance

Das Projekt *SGMS HiT Begleitforschung* startet nach Errichtung der Demonstrationsanlagen, ist bereits einreichfertig konzipiert und wird beim nächsten Call zu Neue Energien 2020 eingereicht. [64]

2.6.3.1 Status zur Einbindung der G2V-Interfaces in das Projekt DG DemoNet – Smart LV Grid und SGMS HiT:

Wie bereits oben erwähnt, müssen bis zur gesamtheitlichen Realisierung einer G2V-Interface Lösung noch folgende Bereiche geklärt und umgesetzt werden:

- Implementierung der IEC 15118 in die Ladestation (höherwertige Kommunikation zwischen Fahrzeug und Infrastruktur). Diese wird nach Freigabe der Norm durch den Infrastrukturhersteller Siemens Bacon in Form einer Platinenerweiterung realisiert. Die Umsetzung kann mit 6 Monaten ab Dokumentfreigabe genannt werden.
- Für die Realisierung des Aggregators gilt es in den betroffenen Projekten noch 4 wichtige Details abzuklären:
 - Welchem Stakeholder ist der Aggregator zugeordnet?

- Wie werden die Informationen über die Zustände von Netz und Energie in den Aggregator aggregiert?
- Gibt es Erweiterungen zu den Normenfamilien IEC 61850-X, die implementiert werden müssen? Hiervon beeinflusst ist vor allem die Steuerung von Lasten.
- Wie sind die Security Anforderungen für den Aggregator und die Kommunikation?
- Integration von IKT Architektur: In einzelnen Projekten wie Consumer-2-Grid, Vehicle-2-Grid und Building-2-Grid werden bzw. wurden Projekt-IKT-Architekturen entwickelt. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung erfolgt eine Projekt-übergeordnete Abstimmung dieser IKT Strukturen, um eine einheitliche Smart Grid Modellregion Salzburg IKT Architektur zu erhalten. An dieser Abstimmung sind auch alle Projektpartner der SGMS beteiligt. In weiterer Folge muss diese IKT Struktur in die bestehende IKT Strategie der Salzburg AG integriert werden.

Für eine Implementierung von Elektromobilität wurden in den 2 Projekten bereits Budgets reserviert, welches den Umsetzungscharakter und Erfolg des Projekts V2G Interfaces weiter unterstreicht.

- DG DemoNet – Smart LV Grid
 - E-Autos 335.000€
 - Smart Meter ring, Messtechnik, Kommunikationstechnik etwa 50.000€
- Häuser als interaktive Teilnehmer in Smart Grid:
 - Regelung 65.000€
 - E-Autos 90.000€
 - Ladeinfrastruktur 25.000€



3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die intelligente Integration der Elektrofahrzeuge in das Versorgungsnetz berücksichtigt das Mobilitätsverhalten des Nutzers, fahrzeugspezifische Eigenschaften zum Verbrauch und den Ladezustand der Fahrzeugbatterien. Weiters muss die aktuelle bzw. zukünftige Auslastung des Übertragungs-/Verteilnetzes sowie der Bereitstellung elektrischer Energie kommuniziert werden.

Für die Energieversorgung von 1 Million Elektrofahrzeugen in Österreich ist lediglich 3 % zusätzlicher Strom erforderlich (gemessen am Gesamtverbrauch) [65]. Im Worst Case könnte aber die Lastspitze einer Erhöhung von 170% unterliegen.

Aus ökonomischer Sicht macht es für den Kunden über die Laufzeit von 48 Monaten keinen großen monetären Unterschied, ob das Fahrzeug an der vorhandenen Schuko-Steckdose (Worst Case) oder an einer Home Ladestation (Start Case) geladen wird. Der bestehende monetäre Vorteil des Start und Future Cases gegenüber dem Worst Case kann vor allem durch Economies of Scale (höhere Stückzahlen im Einkauf der Elektroautos durch die ElectroDrive GmbH) und durch die Klima- und Energiefonds-Förderung erreicht werden. Jedoch ist im Worst Case kein Markt für die ElectroDrive GmbH vorhanden, wodurch auch für den Netzbetreiber ein größeres Risiko entsteht, da bei hoher Elektromobilitätsdurchdringung Netzverstärkungen notwendig werden können.

Der Start Case weist positive Barwerte aus ElectroDrive-Sicht auf, wenn die angestrebten Absatzzahlen der Autos erreicht werden. Die derzeit regulatorisch nicht erlaubte Subzählervariante würde die Barwertsituation deutlich verbessern; die Aufteilung der monetären Vorteile der Subzählervariante wäre zwischen ElectroDrive und Kunden zu klären.

Die Interfacekosten (für z. B. Smartphones oder Tablet PCs) im Future Case betragen aus Kundensicht rund 2% der Gesamtkosten der Elektromobilität, wenn diese Interfaces von den Kunden selbst angeschafft werden. Falls das Interface als Zusatzpaket von der ElectroDrive angeboten wird, bewirkt dies jedoch eine signifikante Barwertreduktionen (bis zu 30% in der Fallstudie). Daher ist die Nutzung vorhandener Geräte vorteilhaft.

Aus heutiger Sicht stellt sich für eine Umsetzung in der Smart Grids Modellregion Salzburg der Kommunikationsweg vom Aggregator über die Ladestation zum Fahrzeug als vorteilhaft dar, da in diesem Bereich derzeit die benötigten Standards entstehen. Das externe Interface kann dabei direkt an den Aggregator angebunden sein. In Zukunft ist eine Integration des Interfaces in das Fahrzeug auch eine denkbare Alternative.



4 Ausblick und Empfehlungen

Der aus dem Projekt abgeleitete Umsetzungsplan und die vorgesehene Implementierung in den Projekten HiT und DG DemoNetz LV Grid liefern einen entscheidenden Faktor für die Bewertung der Anwendbarkeit von Visualisierungslösungen als zukünftige Produkte von Mobilitätsdienstleistern. Folgende Punkte sind in diesen Projekten zu klären:

- Implementierung der IEC 15118 in die Ladestation (höherwertige Kommunikation zwischen Fahrzeug und Infrastruktur). Diese wird nach Freigabe der Norm durch den Infrastrukturhersteller Siemens Bacon in Form einer Platinenerweiterung realisiert. Die Umsetzung kann mit 6 Monaten ab Dokumentfreigabe genannt werden.
- Für die Realisierung des Aggregators gilt es in den betroffenen Projekten noch vier wichtige Details abzuklären:
 - e. Welchem Stakeholder ist der Aggregator zugeordnet?
 - f. Wie werden die Informationen über die Zustände von Netz und Energie in den Aggregator aggregiert?
 - g. Gibt es Erweiterungen zu den Normenfamilien IEC 61850-X, die implementiert werden müssen? Hiervon beeinflusst ist vor allem die Steuerung von Lasten.
 - h. Wie sind die Security Anforderungen für den Aggregator und die Kommunikation?
- Integration von IKT Architektur: In einzelnen Projekten wie Consumer 2 Grid, Vehicle 2 Grid und Building 2 Grid werden bzw. wurden Projekt-IKT-Architekturen entwickelt. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung erfolgt eine Projekt-übergeordnete Abstimmung dieser IKT Strukturen, um eine einheitliche Smart Grid Modellregion Salzburg IKT Architektur zu erhalten. An dieser Abstimmung sind auch alle Projektpartner der Modellregion beteiligt. In weiterer Folge muss diese IKT Struktur in die bestehende IKT Strategie der Salzburg AG integriert werden.

Inwieweit die im Projekt betrachteten Lösungen eine breite Anwendung finden werden, hängt vor allem von den ersten Testerfahrungen und der zu ermittelnden Nutzerakzeptanz ab. Das gegenständliche Projekt und auch der damit verbundene publizierbare Endbericht liefert dazu jedenfalls, wie auch im Projektantrag vorgesehen, einen Überblick zur technischen, organisatorischen und ökonomischen Machbarkeit von zukünftigen Visualisierungslösungen für Anwender der Konzepte Vehicle to Grid und Grid to Vehicle.

Auch zeigten die ökonomischen Bewertungen, dass die Installation einer Subzählervariante sowohl für Mobilitätskunden und Mobilitätsdienstleister von Vorteil sein kann. Variable Energie- und Netztarife werden vor allem für beide Konzepte Grid to Vehicle und Vehicle to Grid essentiell sein. Entsprechende rechtliche und regulatorische Möglichkeiten und gegebenenfalls notwendige Anpassungen sind daher zu diskutieren, um eine möglichst effiziente Integration von Elektromobilen, Tarifmodellen und Interfacelösungen sicherstellen zu können.



5 Literaturverzeichnis

- [1] Litzlbauer, M.: Erstellung und Modellierung von stochastischen Ladeprofilen mobiler Energiespeicher mit MATLAB, Diplomarbeit. Wien 2009.
- [2] Boehnke, J.; Wüstenhagen, R. (Hrsg.): Business Models for Distributed Energy Technologies - Evidence from German Cleantech Firms 2007.
- [3] Böcker, J.; Bösing, M.; Bredehorn, M.; u.a.: Elektrofahrzeuge. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf, VDE-Studie, Gesamttext. Frankfurt am Main.
- [4] Nischler, G.; Süßenbacher, W.; Oetzsek, S.; Gutschi, C.; Stigler, H.: Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft. Studie 2010.
- [5] Landau, M.; Nauck, E.: Elektrofahrzeuge intelligent am Netz (ELAN 2020). Marktübersicht Kommunikation/Steuerung, AP 5: Konzepte für die Installation öffentlicher Lade-stationen.
- [6] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Wien): Verkehr in Zahlen, Österreich 2007.
URL: <http://www.bmvit.gv.at/verkehr/gesamtverkehr/statistik/downloads/viz07gesamt.pdf>. Abrufdatum 03.03.2011.
- [7] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (Bonn, Berlin): Mobilität in Deutschland 2008. Ergebnisbericht : Strukturen - Aufkommen - Emissionen - Trends, Abschlussbericht. URL: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2008_Abschlussbericht_I.pdf. Abrufdatum 03.03.2011.
- [8] International Electrotechnical Commission (IEC): Electric vehicle conductive charging system (2010) IEC 61851-1 Ed. 2.0.
- [9] e-connected (Wien): Abschlussbericht. November 2009. URL: http://www.e-connected.at/userfiles/Abschlussbericht_e-connected.pdf. Abrufdatum 05.04.2011.
- [10] HANS-GERD JAHR GMBH (Bietigheim-Bissingen): Britischer Stecker nach BS 1363 A. URL: <http://katalog.cablestore-online.com/de085.html>. Abrufdatum 05.04.2011.
- [11] General Electronics Battery Co., L. (: Li-ion Battery Category - Charging Technology. URL: <http://www.gebattery.com.cn/geb/EN/ProductList.asp?SortID=137&SortPath=0,133,137,.> Abrufdatum 04.07.2011.
- [12] Landau, M.: Elektrofahrzeuge intelligent am Netz (ELAN 2020). Marktübersicht Kommunikation/Steuerung, Zusammenfassung der Studie.
- [13] Völlmin, B.: Auswirkungen der Elektromobilität auf die Versorgungsqualität. Brunnen (CH) 2010.
- [14] Herr, J.: Harmonische Oberschwingungen - Netzqualität. Auswirkung von Oberschwingungen. URL: http://www.energie.ch/harmonische-oberschwingungen#1_2_Auswirkung_von_Oberschwingungen. Abrufdatum 28.05.2011.
- [15] DIN Deutsches Institut für Normung e.V.: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen (2011) DIN EN 50160:2010 + Cor. :2010.
- [16] Padberg, K.: Gefährdung von Steuerungssystemen und Anlagen durch Unterspannung. URL: http://www.comat.ch/news/d/pdf/TA_Unterspannung_de.pdf. Abrufdatum 05.06.2011.

- [17] Schumacher, M.: Spannungsschwankungen – die unbekannten Computersaboteure? URL: http://www.securitymanager.de/magazin/artikel_1315_spannungsschwankungen_die_unbekannten.html. Abrufdatum 02.06.2011.
- [18] Statistik Austria (Wien): Strom- und Gaseinsatzbuch 2008. Strom- und Gaseinsatz sowie Energieeffizienz österreichischer Haushalte. URL: http://www.statistik.at/web_de/dynamic/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/035453. Abrufdatum 09.03.2011.
- [19] Salzburg AG: Synthetisches Lastprofil. Verschiedene Lastprofile für verschiedene Nutzer. URL: <http://www.salzburg-ag.at/energie/verweisseiten/vw-strom/synthetisches-lastprofil/>. Abrufdatum 01.04.2011.
- [20] Statistik Austria (Wien): Ausstattung privater Haushalte. Mobilität der privaten Haushalte 2004/05. URL: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/soziales/ausstattung_privater_haushalte/021851.html. Abrufdatum 04.04.2011.
- [21] Pumsenberger, R.; Bacher, H. J.: Projekt Zielbild E-Mobilität. Geschäftsmodell und IT Architektur 2011.
- [22] ABB (Österreich): Was ist Netzmanagement? URL: <http://www.abb.at/cawp/db0003db002698/53cd4fc918e3c248c125725f0054bf33.aspx>. Abrufdatum 18.04.2011.
- [23] Energie-Control GmbH (Wien): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR). Teil F: Technische Regeln für Zählwerterfassung und Zählwertübertragung, Version 2.2 2011. URL: http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=2221268. Abrufdatum 28.04.2011.
- [24] Bessere Verständigung. Funk-Rundsteuerung ist in Salzburg Alternative zu Tonfrequenzanlagen. In: ew - das magazin für die energiewirtschaft 107 (2008) 12, S. 48–50.
- [25] RWE AG (Essen): „Wir bringen grünen Strom auf die Straße.“. RWE präsentiert die Zukunft der Mobilität. URL: <http://www.rwe-mobility.com/web/cms/de/236726/rwemobility/>. Abrufdatum 22.06.2011.
- [26] forsa - Gesellschaft für Sozialforschung und statische Analysen mbH: Erfolgsfaktoren von Smart Metering aus Verbrauchersicht. Bericht. URL: http://www.vzbv.de/mediapics/smart_metering_studie_05_2010.pdf. Abrufdatum 09.05.2011.
- [27] Käbisch, S.; Schmitt, A.; Winter, M.; Heuer, J.: Interconnections and Communications of Electric Vehicles and Smart Grids: Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on 2010.
- [28] Piller, S.; Perriin, M.; Jossen, A.: Methods for state-of-charge determination and their applications: Journal of Power Sources.
- [29] Schwarz, K.: Offene Kommunikation nach IEC 61850 für die Schutz- und Stationsleittechnik. Berlin ;, Offenbach 2004.
- [30] Ruiz-Álvarez, A.; Cairó-Molins, J.; Sumper, A.; Sudrià-Andreu, A.: Proposal of a new IEC 61850 Logical Node for the EV automation system 2011.
- [31] Kress, R.: moma – Modellstadt Mannheim. Das Energiesystem wird intelligent. URL: <http://www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/de/home/index.html>. Abrufdatum 19.05.2011.

- [32] Plugs, socket-outlets and couplers for industrial purposes - Part 1: General requirements IEC 60309-1 ed4.0.
- [33] International Electrotechnical Commission - IEC: Newslog - 2011-02-03: A step forward for global EV roll-out. URL: <http://www.iec.ch/newslog/2011/nr0411.htm>. Abrufdatum 11.03.2011.
- [34] Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles - Part 2: Dimensional compatibility and interchangeability requirements for a.c. pin and contact-tube accessories IEC 62196-2 Ed. 1.0.
- [35] Society of Motor Manufacturers; Traders Limited - SMMT: Report on the Current Situation and Future Direction of Electric Vehicle Charger Standards. URL: <http://www.cars21.com/files/papers/smmt-ev-standardisation.pdf>. Abrufdatum 11.03.2011.
- [36] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V - VDE: VDE-AR-E 2623-2-2 Plugs, socket-outlets, vehicles. URL: <http://www.vde.com/en/dke/std/VDEApplicationguides/Publications/Pages/VDE-AR-E2623-2-2.aspx>. Abrufdatum 11.03.2011.
- [37] EV Plug Alliance: EV Plug Alliance announces availability of products and new members. URL: http://www2.schneider-electric.com/corporate/en/press/press-releases/viewer-press-releases.page?c_filepath=/templatedata/Content/Press_Release/data/en/shared/2010/09/20100920_ev_plug_alliance_announces_availability_of_products_and_new_members.xml. Abrufdatum 11.03.2011.
- [38] Anegawa, T.: Desirable characteristics of public quick charger. URL: http://www.emc-mec.ca/phev/Presentations_en/S12/PHEV09-S12-3_TakafumiAnegawa.pdf. Abrufdatum 19.05.2011.
- [39] CHAdeMO Association: DC Schnell-Ladestandard. URL: http://chademo.com/pdf/CHAdeMOleaflet_eCarTec2010.pdf. Abrufdatum 19.05.2011.
- [40] Plugs, socket-outlets, and vehicle couplers - conductive charging of electric vehicles - Part 3: Dimensional interchangeability requirements for pin and contact-tube coupler with rated operating voltage up to 1 000 V d.c. and rated current up to 400 A for dedicated d.c. charging IEC 62196-3 Ed. 1.0 (Draft).
- [41] van den Bossche, P.: Defining and Developing Standards. URL: http://www.ecs-five.ch/parkcharge/documents/P_Van_den_Bossche1.pdf. Abrufdatum 11.03.2011.
- [42] Plugs, socket-outlets, vehicle couplers and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles - Part 1: Charging of electric vehicles up to 250 A a.c. and 400 A d.c IEC 62196-1 ed1.0.
- [43] Schmutzler, J.; Wietfeld, C.: Analysis of message sequences and encoding efficiency for electric Vehicle-to-Grid interconnections: Vehicular Networking Conference (VNC), 2010 IEEE, title=Analysis of message sequences and encoding efficiency for electric vehicle to grid interconnections 2010.
- [44] International Electrotechnical Commission - TC69: Road vehicles - Vehicle to grid communication interface - Part 1: General information and use-case definition (2011) ISO/IEC 15118-1 Ed. 1.0.

- [45] International Electrotechnical Commission - TC57: Communication networks and systems in substations - ALL PARTS (2011) IEC 61850-SER ed1.0.
- [46] Styczynskim, Z. A.: Harz.ErneuerbareEnergien-mobility. URL: <https://www.harzee-mobility.de/>. Abrufdatum 11.03.2011.
- [47] Faschang, M.: System für die koordinierte Ladung von Elektrofahrzeugen, Diplomarbeit. Wien.
- [48] ELECTRODRIVE Salzburg: Mobilität im Paket. URL: <http://www.electrodrive-salzburg.at/electrodrive-pakete.php>. Abrufdatum 01.04.2011.
- [49] THINK (Fornebu/Norwegen): Elektroauto Think City. URL: <http://www.think.no/>. Abrufdatum 01.04.2011.
- [50] Ascott, E. J.: A Benefit-Cost Analysis of the Wonder World Drive Overpass in San Marcos, Texas.
URL: http://www.google.at/url?sa=t&source=web&cd=1&ved=0CBgQFjAA&url=http%3A%2F%2Fcommons.txstate.edu%2Fcgi%2Fviewcontent.cgi%3Farticle%3D1103%26context%3Darp&ei=XcPHTfDENI3dsgax_dHIDw&usg=AFQjCNHobl4O5pblG2BDr-D5eDGXTRv1xQ. Abrufdatum 01.04.2011.
- [51] Florio, M.; Finzi, U.; Genco, M.; Levarlet, F.; Maffii, S.; Tracogna, A.; Vignetti, S.: Anleitung zur Kosten-Nutzen-Analyse von Investitionsprojekten.
URL: http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/guides/cost/guide02_de.pdf. Abrufdatum 01.04.2011.
- [52] Lehrstuhl für Betriebswirtschaftslehre, T. U. D.: Kalkulationszinssatz.
URL: <http://studix.wiwi.tu-dresden.de/Wiki-fi/index.php/Kalkulationszinsfuß>. Abrufdatum 21.03.2011.
- [53] Lehrstuhl für Betriebswirtschaftslehre, T. U. D.: Kapitalwertmethode.
URL: <http://studix.wiwi.tu-dresden.de/Wiki-fi/index.php/Kapitalwertmethode>. Abrufdatum 21.03.2011.
- [54] Business Dictionary: Description of Intangible benefits.
URL: <http://www.businessdictionary.com/definition/intangible-benefits.html>. Abrufdatum 15.06.2011.
- [55] Schmidt, J.: Wirtschaftlichkeit in der öffentlichen Verwaltung. Grundsätze der Wirtschaftlichkeit und Sparsamkeit - Zielsetzung, Planung, Vollzug, Kontrolle - Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen - Kosten- und Leistungsrechnung, 5. Auflage. Berlin 2006.
- [56] Heise Zeitschriften Verlag GmbH & Co. KG (Hannover): Elektroauto im Kostenvergleich: doppelt so teuer wie ein Benziner. ADAC hat die Ausgaben für die Peugeot-Modelle iOn und 107 durchgerechnet.
URL: <http://www.heise.de/autos/artikel/Elektroauto-im-Kostenvergleich-doppelt-so-teuer-wie-ein-Benziner-1198426.html?bild=2;view=bildergalerie>. Abrufdatum 31.03.2011.
- [57] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; EnBW Transportnetze AG; TenneT TSO GmbH: Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. URL: <https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/>
<https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/>. Abrufdatum 06.04.2011.
- [58] Energie-Control Austria (Wien): Preisentwicklung. Haushaltsstrompreisentwicklung.
URL: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>. Abrufdatum 05.04.2011.

- [59] Erben, S.: Wirtschaftlicher, energetischer und ökologischer Vergleich von Technologien zur Speicherung elektrischer Energie, Diplomarbeit. Wien 2008.
- [60] Hultholm, C.: Energy storage systems for integration of renewable energy sources, Diplomarbeit. Wien 2008.
- [61] Dallinger, D.; Krampe, D.; Wietschel, M.: Vehicle-to-grid regulation based on a dynamic simulation of mobility behavior. In: Sustainability and Innovation (2010) S4.
- [62] Junginger, M.: Learning in renewable energy technology development, PhD thesis. Utrecht (NL) 2005.
- [63] Rieder, T.: DG Demonetz Smart LV grid. Beschreibung (2011).
- [64] Smart Grids Modellregion Salzburg – Häuser als interaktive Teilnehmer im Smart Grid - Planung und Bau, Einreichung.
- [65] Untersuchung über die Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die Stromwirtschaft 2009.
- [66] Kempton, W.; Tomic, J.: Vehicle-to-Grid power implementation. From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy.
- [67] Bicker, R.; Wetzel, A.: Anwendungen, Erfahrungen und Perspektiven - Einsatz der Funk- Rundsteuerung bei der E.ON Bayern AG.
URL: http://www.efr.de/CMS/ContentFiles/Internet4-EFR/Downloads/erfahrungsbericht_eon_bayern_ew_2002_20.pdf. Abrufdatum 07.04.2011.



6 Anhang

6.1 Möglichkeiten der Rundsteuerung

Für die Rundsteuerung gibt es die Möglichkeit der Ton- und der Funkfrequenz-Rundsteuerung (vgl. [24], vgl. [67]).

- Bei der Tonfrequenz-Rundsteuerung wird ein 1050-Hz-Signal auf den Wechselstrom aufmoduliert. Ein störungsfreier und somit zuverlässiger Empfang der Daten ist von der Konfiguration sowie der Beanspruchung des Netzes abhängig. So können durch schwankende Lasten oder Erzeuger die Rundsteuersignale am Empfangsort zu hoch oder zu niedrig ausfallen.
- Die Alternative dazu basiert auf die Rundsteuerung per Funkfrequenz. Gegenüber der Tonfrequenzsteuerung sind insbesondere folgende technische Vorteile zu nennen:
 - *Höhere Übertragungsgeschwindigkeit:* Schaltbefehle können zeitnah generiert und versendet werden. Innerhalb weniger Sekunden können so Anlagen ab- oder zugeschaltet werden, wodurch ein effektives Lastmanagement ermöglicht werden kann.
 - *Unabhängigkeit vom Netzzustand und Spannungsqualität:* Dadurch können Schaltbefehle frei von Netzzurückwirkungen – z. B. bei kritischen Netzsituationen – an den Empfänger übertragen werden.
 - *Einfachere Installation und Betriebsweise:* Durch die zentral organisierte Aussendung der Nachrichten ergibt sich durch die Einsparung der für die Tonfrequenz-Rundsteuerung erforderlichen Sendegeräte ein Kostenvorteil.

Das Prinzip der Rundsteuertechnik auf Basis von Funk ist in Abbildung 49 gezeigt. Rundsteuergeräte in elektrischen Netzen werden in der Regel durch den zuständigen Netzbetreiber gesteuert. Um Lasten entsprechend der Netzsituation zu steuern, wird die vor Ort genutzte Leittechnik mit der Rundsteuertechnik verbunden. Damit wird es möglich, ereignisabhängige Schaltbefehle automatisiert für das zu steuernde Energienetz zu generieren. Die Steuerungsbefehle werden dabei in Telegrammen zusammengefasst. Ein Telegramm umfasst dabei drei Teile:

- Der *Adressteil* dient dazu, dass der Empfänger zweifelsfrei die für ihn bestimmten Schaltaufgaben erkennt. Dabei hat jeder Empfänger seine eigene individuelle Adresse. Somit ist gesichert, dass jeder Nutzer (in diesem Fall der Netzbetreiber) nur seine Geräte anspricht. Über die Adresse lassen sich einzelne Empfänger in Gruppen zusammenschließen, welche durch einen Steuerungsbefehl gemeinsam angesprochen werden
- Im *Informationsteil* sind die Schaltaufgaben zusammengefasst. Mit dem Telegramm ist es nicht nur möglich einzelne Befehle auszulösen, sondern auch Programme an dem Empfänger zu übermitteln, die dieser selbstständig abarbeitet. In den Empfangsgeräten sind Schaltuhrprogramme hinterlegt, welche solange selbstständig ablaufen, bis ein neuer Befehl oder ein neues Programm eintrifft und dem Empfänger neu programmiert.

- Der *Sicherungsteil* dient zur Überprüfung, ob die Nachricht fehlerfrei übermittelt worden ist.

Die Telegramme werden per ISDN- oder Datex-P-Anbindung an einen Zentralrechner der Europäischen Funk-Rundsteuerung GmbH (EFR) übermittelt. Dieser verwaltet alle eingehenden Befehle und leitet sie an die Sendeanlagen in Sindelfingen und Burg in Deutschland sowie Lakihegy in Ungarn. Über Langwellen werden die Befehle an die Empfänger gesendet. Die Geräte identifizieren die für sie relevanten Nachrichten anhand des Adressteils des Telegrammes. Ein im Empfänger verbautes Relais führt anschließend den Schaltbefehl aus.

Abb. 48: Dargestellt ist die für die Auslösung von Schaltbefehlen erforderliche Kommunikationsweg der Funk-Rundsteuerung. Neben der Steuerung von Beleuchtungsanlagen und Tarifsteueranlagen besteht auch die Möglichkeit eines Lastmanagements. [24]

6.2 Kapitalwertmethode

Kapitalwertmethode

Dabei werden künftige Ein- und Auszahlungen auf den Beginnzeitpunkt t_0 des Projekts abgezinst. Dieser entstehende Cash Flow wird danach der Investitionssumme gegenübergestellt.

Zuerst wird der Zinsfuß berechnet, mit p dem Zinssatz, wie in Formel 25 gezeigt und dieser berechnete Zinsfuß wird im nächsten Schritt in Formel 26 benötigt, um den Barwert C_0 zu berechnen. E_n und a_n stehen dabei für die Einnahmen und Ausgaben im jeweiligen Jahr.

$$q = 1 + \frac{p}{100} \quad (25)$$

$$C_0 = \frac{(e_1 - a_1)}{q} + \frac{(e_2 - a_2)}{q^2} + \dots + \frac{(e_n - a_n)}{q^n} \quad (26)$$

Annuitätenmethode

Um die Ergebnisse der Barwertberechnung gegenzurechnen, wird wie oben beschrieben die Annuitätenmethode angewandt. Dazu wird der Annuitätenfaktor berechnet, wobei LD die Lebensdauer der berechneten Größen bedeutet (vgl. Formel 27). Anschließend wird, wie in Formel 28 gezeigt die jährliche Annuität berechnet.

$$\acute{a} = \frac{(1 + q)^{LD} * q}{(1 + q)^{LD} - 1} \quad (27)$$

$$A = \acute{a} * C_0 \quad (28)$$

IMPRESSUM

Verfasser

Salzburg AG
für Energie, Verkehr und
Telekommunikation

Bayerhamerstraße 16
A - 5020 Salzburg
Telefon +43/662/ 8884 - 0
Fax +43/662/ 8884 - 170
E-Mail: kundenservice@salzburg-ag.at
Web: www.salzburg-ag.at

Projektpartner

TU Wien, Institut für Computertechnik
Gußhausstraße 27-29/384, 1040 Wien
Tel.: +43 1 58801 38401
Fax: +43 1 58801 38499
Web: www.ict.tuwien.ac.at

TU Wien, Energy Economics Group

Gusshausstrasse 25-29/370-3, 1040 Wien
Tel: +43(0)1-58801-370303
Fax: +43(0)1-58801-370397
Web: eeg.tuwien.ac.at

Siemens AG Österreich

Siemensstraße 90, 1210 Wien
Tel: 051707 - 0
E-Mail: kontakt.at@siemens.com
Web: www.cee.siemens.com

Beteiligte Autoren

Dayo Adegbite
Hans Jürgen Bacher
Mario Faschang
Marion Glatz
Friederich Kupzog
Enrico Nauck
Wolfgang Prügler

Acknowledgements

Jörg Heuer
Andreas Lugmaier

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die
Weiternutzung der hier enthaltenen
Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH