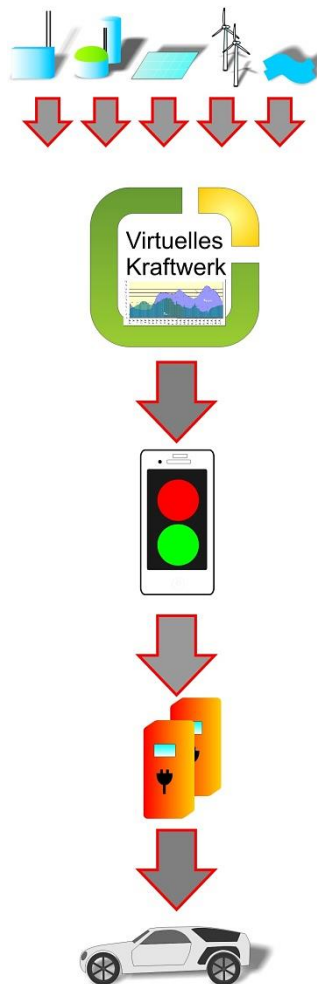




# Abschlussbericht

*Well2Wheel – Integration von Elektromobilität in Smart Grids*

## 2016



Aus Gründen der besseren Lesbarkeit und Übersichtlichkeit wurde in dem vorliegenden Abschlussbericht des Projekts Well2Wheel darauf verzichtet, jeweils die weibliche und die männliche Bezeichnung zu verwenden. Soweit neutrale oder männliche Bezeichnungen verwendet wurden, sind darunter jeweils weibliche und männliche Personen zu verstehen.



## Abschlussbericht 2016

*Well2Wheel – Integration von Elektromobilität in Smart Grids*

### Verbundpartner Well2Wheel



HEAG Südthessische Energie AG (HSE) jetzt ENTEGA AG  
Dipl.-Ing. Bernhard Fenn  
bernhard.fenn@hse.ag  
Tel.: 06151 701 8030  
Fax: 06151 701 8039



NTB Technoservice (NTB)  
Dr. Bernd-Michael Buchholz  
bernd.buchholz@ntb-technoservice.com  
Tel.: 09180 1407



Continental Automotive GmbH (Continental)  
Lutz-Wolfgang Tiede  
Lutz-Wolfgang.Tiede@Continental-corporation.com  
Tel.: 0941 790 5165  
Fax: 0941 79099 5165



EUS GmbH (EUS)  
Dr.-Ing. Volker Bühner  
Volker.Buehner@eus.de  
Tel.: 02301 18591 12  
Fax: 02301 18591 55



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
DARMSTADT

Technische Universität Darmstadt (TU)  
Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson  
jutta.hanson@e5.tu-darmstadt.de  
Tel.: 06151 16 24660  
Fax: 06151 16 24665



Frankfurt University of Applied Sciences (Frankfurt UAS)  
Prof. Dr.-Ing. Petra K. Schäfer  
petra.schaefer@fb1.fra-uas.de  
Tel.: 069 1533 2797



Fraunhofer-Institut für Betriebsfestigkeit und Systemzuverlässigkeit LBF (LBF)  
Prof. Dr.-Ing. Tobias Melz  
Dr.-Ing. Chalid el Dsoki  
Tel.: 06151 705 8490  
Fax: 06151 705 214  
chalid.el.dsoki@lbf.fraunhofer.de



Das Projekt Well2Wheel  
wird gefördert von:



Erneuerbar  
mobil



# Abschlussbericht 2016

Well2Wheel – Integration von Elektromobilität in Smart Grids

## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis	9
Projektübersicht „Well2Wheel“	10
Executive Summary – Project “Well2Wheel“	13
1. Projektmanagement	16
2. Rahmenbedingungen und Betriebsplattform	17
2.1. Systementwurf	17
2.2. Virtuelles Kraftwerk und Netzzellen	19
2.3. Fahrzeugintegration und Einbindung der fahrzeuginternen COM-Box	21
2.3.1. Tarifabbildung über Ampelsystem	21
2.3.2. Funktionen, Aufbau und Systemeinbindung der COM-Box	22
2.4. Steuerungsanforderungen	24
3. Systemeinbindung in das Versorgungsgebiet ENTEGA und Einflüsse auf den Netzbetrieb	26
3.1. Fahrzeuge und Ladestellen	27
3.1.1. Ist-Aufnahme Fahrzeugtypen und Fahrzeugflotte	27
3.1.2. Übersicht der Fahrzeugtypen und der technischen Fahrzeugdaten	28
3.1.3. Installation Ladesäulen	29
3.2. Visualisierung von aktuellen Tarifen (Ampelphasen) und Prognosen für Nutzer	30
3.2.1. Webseite im Internet	30
3.2.2. Nutzung von Smart Phone oder Tablet	31
3.2.3. Signalboxen und steuerbare Ladesäulen	32
3.3. Netzzellen ENTEGA	38
3.3.1. Zuordnung Ladestelle - Fahrzeug - Netzzelle	38
3.3.2. Bestimmung der Netzzelle aus GPS-Koordinaten	38
3.4. Feldtest „Netzzellenüberschreitungen“	39
3.4.1. Fahrstrecke und Messpunkte	39
3.4.2. Testlauf	39
3.4.3. Ergebnisse	40
3.5. Auswirkungen und Potenziale in Verteilnetzen	41
3.6. Einbindung in das Energiemanagement von Privathaushalten	54
3.7. Untersuchung zu Auswirkungen auf die Spannungsqualität	64
4. Bewirtschaftung des virtuellen Kraftwerks	71
4.1. Grundlagen der Optimierung im VK	71
4.2. Prognosequalität	74
4.3. Modellierungsbausteine	76
4.4. Simulationen	77
4.4.1. Eingangsdaten und Grenzleistungsbetrachtung	77
4.4.2. Variable Netzentgelte	79
4.4.3. Einfluss stationärer Speicher	85
4.4.4. Maximale Anzahl E-Mobile je Niederspannungszelle	87
5. Einsatz der fahrzeuginternen COM-Box	90
5.1. Betriebserfahrungen	90
5.2. App "Gesteuertes Laden"	90
5.2.1. Funktion	90
5.2.2. Anwendungserfahrung	91
5.3. Auswertung der COM-Box-Daten	92
5.3.1. Auswerteverfahren und beteiligte Fahrzeuge	92
5.3.2. Mobilitätsverhalten der Nutzer	93



# Abschlussbericht 2016

## Well2Wheel – Integration von Elektromobilität in Smart Grids

5.3.3. Erkenntnisse zum energetischen Verhalten	99
6. Sozialwissenschaftliche Begleitforschung und Nutzerverhalten	102
6.1. Vorstellung der Nutzer	102
6.2. Methodik	104
6.3. Auswertungen	107
6.3.1. Soziodemografische Daten	107
6.3.2. Mobilitätsverhalten	108
6.3.3. Ladeverhalten	113
6.4. Ergebnisse und Ausblick	116
7. Analyse der Zuverlässigkeit, Sicherheit und Nutzungsszenarien der Ladeinfrastruktur	118
7.1. Motivation	118
7.2. Systematische Analyse und Erfassung von Fehlermöglichkeiten	118
7.2.1. Konzept zur Untersuchung hinsichtlich Nutzungsszenarien und Fehlermechanismen	118
7.2.2. Fehleranalyse an der Peripherie des Ladesystems	118
7.3. Betriebsfestigkeitsbewertung des Ladesteckers	122
7.3.1. Analyse des Einsteckvorgangs	123
7.3.2. Ableitung von Lastkollektiven	125
7.3.3. Betriebsfestigkeitsbewertung	125
7.3.4. Einfluss äußerer Lasten	127
7.4. Experimentelle Analyse des Langzeitverhaltens der Steckverbindung	127
7.4.1. Prüfstands Aufbau	128
7.4.2. Ergebnisse	129
8. Ergebnisse und Empfehlungen zur Praxisumsetzung	131
8.1. Praxiseignung der technischen Entwicklungen	131
8.1.1. Kommunikationsbasiertes E-Mobilitätsmanagement	131
8.1.2. Tarifsignalisierung an Ladestellen	131
8.1.3. APPs für Mobilfunkgeräte und Web-Portal	132
8.1.4. COM-Box	132
8.1.5. Virtuelle Kraftwerke	132
8.2. Verteilnetzbetrieb mit E-Mobilität	133
8.3. VK-Geschäftsmodelle - regulatorische Voraussetzungen	133
8.4. Optimierungsergebnisse des VK und Empfehlungen	139
8.5. Möglichkeiten zur Beeinflussung des Nutzerverhaltens	140
8.6. Schlussfolgerungen zur Zuverlässigkeit und Sicherheit der Ladeinfrastruktur	140
8.6.1. Qualitative Bewertung des Gesamtsystems der Ladeinfrastruktur	140
8.6.2. Schlussfolgerungen aus der Betriebsfestigkeitsbewertung des Ladesteckers	142
8.6.3. Schlussfolgerungen aus experimentellen Untersuchungen der Steckverbindung	142
9. Öffentlichkeitsarbeit	143
9.1. Internet, Medien und Projektvideo	143
9.2. Veranstaltungen und Workshops	144
9.3. Publikationen	145
10. Referenzen	148



### Abbildungsverzeichnis

Abb. 1.1:	Projektfortschrittsdiagramm	17
Abb. 2.1:	Kommunikationsarchitektur W2W und Schnittstellen	18
Abb. 2.2:	Beeinflussung des Ladeverhaltens von E-Mobilen durch das virtuelle Kraftwerk	19
Abb. 2.3:	Netzzellen und Zuordnung von Ladestellen zu den VK	20
Abb. 2.4:	COM-Box (① = Telematikeinheit; ② = Ladeunterbrechung; ③ = Batteriewächter)	23
Abb. 3.1:	Integration von Elektromobilität in das Energieversorgungssystem der Zukunft	26
Abb. 3.2:	Ladesäule Dornheimer Weg, Darmstadt	29
Abb. 3.3:	Design der für gesteuertes Laden ausgerüsteten Ladesäulen mit Ampelanzeige	30
Abb. 3.4:	Abruf der Ampelphasen im Internet	30
Abb. 3.5:	Aktuelle Ampelphase	31
Abb. 3.6:	Prognose für heute und morgen	31
Abb. 3.7:	Smart-Phone- und Tablet-Darstellung der Ampelphasen	31
Abb. 3.8:	Tarifsignalbox mit Rot-Grün-Anzeige und Display	32
Abb. 3.9:	Unterschiedliche Designs der Signalboxen (links) und steuerbare Ladestation mit Raspberry Pi (rechts)	33
Abb. 3.10:	Signalbox im SurPLUShome	33
Abb. 3.11:	Modifizierte Mennekes Wandladestation zur Ladesteuerung mit Raspberry Pi	34
Abb. 3.12:	Frontansicht der modifizierten ABB Ladesäule mit Tarifsignalen (links) und Komponenten (rechts)	35
Abb. 3.13:	Schaltplan der direkten Ladesteuerung in einer Ladesäule	36
Abb. 3.14:	Modifizierte Ladesäule Mennekes Light 11	36
Abb. 3.15:	Schaltplan der WAGO "Pilot-Box"	37
Abb. 3.16:	Mennekes Amtron Wallbox (links), Versuchsaufbau zur Ladesteuerung (Mitte), Charging App (rechts)	37
Abb. 3.17:	Aufteilung der ENTEGA Netzzellen	38
Abb. 3.18:	Polygonbildung für die Netzzellengrenze	38
Abb. 3.19:	Fahrstrecke mit Messpunkten	39
Abb. 3.20:	Messpunkt Höchst (grün)	40
Abb. 3.21:	Messpunkt Zwingenberg (rot)	40
Abb. 3.22:	Aufzeichnung der Testfahrten durch die Netzzellengebiete	40
Abb. 3.23:	Verteilung der durchschnittlichen Ankunftszeiten eines Pkw (VDE 2010)	42
Abb. 3.24:	Vergleich von Standardladeprofilen privat genutzter E-Mobile E0 mit dem Standardlastprofil von Privathaushalten H0 [8]	42
Abb. 3.25:	Ladewahrscheinlichkeit gewerblich genutzter E-Mobile bei 11 kW Ladeleistung	43
Abb. 3.26:	Vergleich von Standardladeprofilen gewerblich genutzter E-Mobile E1 mit dem Standardlastprofil von Gewerbebetrieben G0 [9]	44
Abb. 3.27:	Aufgezeichnete Fahrprofile von privat (links) und gewerblich (rechts) genutzten E-Mobilen	44
Abb. 3.28:	Vereinfachte Netzstruktur des untersuchten Niederspannungsnetzes im Wohngebiet	45
Abb. 3.29:	Verlauf der Residuallast am Transformator am Tag der Jahreshöchstlast	45
Abb. 3.30:	Jahresverlauf der Residuallast im Wohngebiet bei Integration von 60 E-Mobilen	46
Abb. 3.31:	Lastverlauf im Wohngebiet bei Anwendung unterschiedlicher Ladestrategien (60 E-Mobile, 11 kW)	47
Abb. 3.32:	Industrie- und Gewerbegebiet inkl. Ortsnetzstationen in der Nähe von Darmstadt	47
Abb. 3.33:	Übersicht der Niederspannungsnetzstrukturen der untersuchten Industrie- und Gewerbegebiete	48
Abb. 3.34:	Simulierter Lastverlauf an den Ortsnetzstationen im Gewerbegebiet	48
Abb. 3.35:	Ladewahrscheinlichkeit gewerblich genutzter E-Mobile in Abhängigkeit von Ladeleistung (links) und unterteilt nach Werktag und Wochenende bei 11 kW Ladeleistung (rechts)	49
Abb. 3.36:	Residuallast am Transformator im Gewerbegebiet B bei Integration von 23 E-Mobilen	49
Abb. 3.37:	Residuallast am Transformator in Gewerbegebiet B bei 11 kW Ladeleistung und Photovoltaikanlagen	50
Abb. 3.38:	Mittelspannungsnetzstruktur im untersuchten Gewerbegebiet	51

Abb. 3.39: Auswirkungen einer erzeugungsorientierten Ladesteuerung (EoS) auf die Transformatorauslastung im Gewerbegebiet B in einer sonnenreichen Woche im Sommer (links) und sonnenarmen Woche im Winter (rechts)	52
Abb. 3.40: Auswirkungen einer verbrauchsorientierten Ladesteuerung (VoS) auf die Transformatorauslastung im Gewerbegebiet B in einer sonnenarmen Winterwoche	52
Abb. 3.41: Zentraler Ladeparkplatz für E-Mobile im Gewerbegebiet B	53
Abb. 3.42: Versuchsstand der TU Darmstadt zur Entwicklung des Energiemanagementsystems [15]	54
Abb. 3.43: Übersicht der eingebundenen Schnittstellen in die Bedienoberfläche des Energiemanagements	55
Abb. 3.44: Kombinierte Optimierungsstrategie des Energiemanagements in Well2Wheel [15]	56
Abb. 3.45: Einspeise- und Verbrauchsverlauf bei einem Energiemanagement mit kombinierter Optimierungsstrategie	57
Abb. 3.46: Startseite der Benutzeroberfläche des Energiemanagements am Versuchsstand [16]	57
Abb. 3.47: Kompatibilitätstest für gesteuertes Laden am Versuchsstand der TU Darmstadt	58
Abb. 3.48: Energieeffizienzhaus „SurPLUShome“ der TU Darmstadt	59
Abb. 3.49: Wetterstation (links) und Präsenzmelder (rechts) mit KNX-Schnittstellen am SurPLUShome	59
Abb. 3.50: Steuerbare Ladesäule (links) und Lithium-Ionen-Speicher (rechts) am SurPLUShome	60
Abb. 3.51: Übersicht über die IKT-Vernetzung am SurPLUShome	61
Abb. 3.52: Menüstruktur des Energiemanagements (links) und Bedienpanel (rechts) im SurPLUShome	61
Abb. 3.53: Homescreen und Lichtsteuerung des Energiemanagements im SurPLUShome	62
Abb. 3.54: Baumdiagramm für Anwesenheitsassistent (links) und Bedienoberfläche im SurPLUShome (rechts)	62
Abb. 3.55: Bedienoberfläche der prognosebasierten Optimierung im Energiemanagement im SurPLUShome	63
Abb. 3.56: Oberfläche des Programms zur prognosebasierten Optimierung	64
Abb. 3.57: Übersicht über die Messpunkte zur Untersuchung der Spannungsqualität	65
Abb. 3.58: Spannungsdifferenz der Oberschwingungen $\Delta U_h$ für die der E-Mobile am Versuchsstand	67
Abb. 3.59: Spannungsänderungen durch Ladevorgänge am SurPLUShome	68
Abb. 3.60: Spannungsunsymmetrie (links) und Spannungsdifferenz $\Delta U_h$ der Harmonischen (rechts) am SurPLUShome	69
Abb. 3.61: Maximalwert der Spannung der Oberschwingungen beim Laden von E-Mobilen am SurPLUShome	69
Abb. 4.1: Tageslast- und Erzeugerprofile in einer Netzzelle [MW]	71
Abb. 4.2: Tageslastprofile der Netzzelle Darmstadt	73
Abb. 4.3: Optimierung der Ampelphasen im VK	74
Abb. 4.4: Beispiel für erfasste Daten aus der COM-Box und entsprechende zeitliche Verläufe	75
Abb. 4.5: Netzzellenbezogene Positionsaufzeichnung für ein E-Mobil über 5 Monate	75
Abb. 4.6: Modell des VK mit seinen aggregierten Teilnehmern und Einflüssen	76
Abb. 4.7: Eingangsdaten der Simulation	77
Abb. 4.8: Erzeugung des Erdgas- und Biogas-BHKW	78
Abb. 4.9: Leistungsfluss über den Transformator bei verschiedenen Grenzleistungen	78
Abb. 4.10: Ladeleistung der E-Mobile bei verschiedenen Grenzleistungen	79
Abb. 4.11: Sollfahrplan des stationären Speichers (Batterie) bei verschiedenen Grenzleistungen	79
Abb. 4.12: Simulierte Netzentgelte in der Beispielwoche	80
Abb. 4.13: Erzeugungsleistung der BHKW bei verschiedenen Netzentgelten	81
Abb. 4.14: Bezugsleistung über den Transformator bei verschiedenen Netzentgelten	81
Abb. 4.15: Sollladeleistung der E-Mobile bei verschiedenen Netzentgelten	82
Abb. 4.16: Füllstandverlauf des stationären Speichers bei verschiedenen Netzentgelten	82
Abb. 4.17: HT/NT-Tarif mit hoher Differenz im Vergleich zum Standard-HT/NT-Tarif	83
Abb. 4.18: Erzeugungsleistung der BHKW bei extremen Netzentgelten	83
Abb. 4.19: Erzeugungsleistung der BHKW bei extremen Netzentgelten	84
Abb. 4.20: Ladeleistung der E-Mobile bei extremen Netzentgelten	84
Abb. 4.21: Sollfüllstand des stationären Speichers bei extremen Netzentgelten	84

Abb. 4.22: Erzeugung des Erdgas- und Biogas-BHKW (ohne stationärem Speicher)	85
Abb. 4.23: Leistungsfluss über den Transformator bei verschiedenen Grenzleistungen (ohne stationäre Speicher)	86
Abb. 4.24: Ladeleistung der E-Mobile bei verschiedenen Grenzleistungen (ohne stationäre Speicher)	86
Abb. 4.25: Simulierte Ladeenergien der E-Mobile in der Niederspannungszelle	87
Abb. 4.26: BHKW-Stromerzeugung bei steigendem Ladebedarf der E-Mobile	87
Abb. 4.27: Bezug aus dem Mittelspannungsnetz bei steigender Ladeenergie der E-Mobile	88
Abb. 4.28: Sollladeleistung der E-Mobile (in Summe) bei steigendem Ladeenergiebedarf	88
Abb. 4.29: Bezug aus dem Mittelspannungsnetz bei steigender Ladeenergie der E-Mobile	89
Abb. 5.1: Screenshots der App AutoLinQ for EV „Gesteuertes Laden“	91
Abb. 5.2: Beispiel zur Anwendung der App „Gesteuertes Laden“	92
Abb. 5.5: Ladestarts und Ladestopps in Abhängigkeit vom Batterieladezustand SOC	95
Abb. 5.8: Nutzung von Ladepotenzial während längerer Parkzeiten	97
Abb. 5.9: Monatliche mittlere Ladeenergieaufnahme je E-Mobil-Typ im Zeitraum 6-12/2015 nach Ampelphasen	98
Abb. 5.10: SOC-Reichweiten-Abhängigkeit aus Vergleich LT1 und COM-Box	99
Abb. 5.11: Energiebedarf und Fahrgeschwindigkeit	99
Abb. 5.12: Saisonabhängigkeit des Energiebedarfs (i-MiEV)	100
Abb. 5.13: Abhängigkeiten der Energieaufnahmen bei den Amperas	100
Abb. 5.14: Auswertungen von Batteriemessungen (i-MiEV)	101
Abb. 6.1: Aufbau des Mobilitätstagebuchs MT0	106
Abb. 6.2: Modal Split MT0; n = 48; Fahrten = 1420	108
Abb. 6.3: Fahrzwecke mit E-Mobil und konventionellem Pkw; Pkw: n = 48; Fahrten = 981/ E-Mobil: n = 50; Fahrten = 740	109
Abb. 6.4: Durchschnittliche gefahrene Distanz mit dem E-Mobil und konventionellem Pkw [km]; Pkw: n = 48, Fahrten = 764/ E-Mobil: n = 50, Fahrten 740	110
Abb. 6.5: Wären Sie bereit, für ein E-Mobil mehr oder weniger als für ein konventionelles Fahrzeug zu bezahlen? n = 140	111
Abb. 6.6: Wie beurteilen Sie das Fahrverhalten des E-Mobils? n = 48; Mehrfachantworten möglich	112
Abb. 6.7: Persönliche Einsatzmöglichkeiten für E-Mobile; Mehrfachantworten möglich n = 20 (Nur Poolfahrzeugnutzer)	112
Abb. 6.8: Welche Voraussetzungen sind bei der Nutzung von E-Mobilen wichtig? n = 20, Mehrfachantworten möglich	113
Abb. 6.9: Ladevorgänge nach Phasen; n = 28, Ladevorgänge = 145	114
Abb. 6.10: Wo wurde geladen? n = 22, Ladevorgänge 141	114
Abb. 6.11: Haben Sie eine Abstellmöglichkeit für Pkw am Wohnort? n=121	114
Abb. 6.12: Haben Sie eine Abstellmöglichkeit für Pkw am Arbeitsort? n = 128	115
Abb. 6.13: Akkustand vor der Ladung; LT0: n = 4; 26 Ladevorgänge/ LT1: n = 17; 83 Ladevorgänge	115
Abb. 7.1: Strukturdarstellungen von Ladesystem (links) und Ladeprozess (rechts)	119
Abb. 7.2: Übersicht der ermittelten potenziellen Fehlzustände im Kontext des Aufladeprozesses. Aufgrund der Größe des Fehlernetzes kann nur ein Teil daraus visualisiert werden.	120
Abb. 7.3: Auszug potenzieller Ursachen und Folgen für Kontaktierungsfehler am Ladestecker	121
Abb. 7.4: Auszug potenzieller Folgen für E-Mobil und Ladestation durch Defekt am Ladestecker	121
Abb. 7.5: Auszug potenzieller Fehler mit möglichem Personenschaden als Folge	122
Abb. 7.6: Auszug potenzieller Fehler mit Ausfall der Ladefunktion	122
Abb. 7.7: Videoanalyse des Einsteckvorgangs	124
Abb. 7.8: Darstellung der per Videoanalyse für jeden Probanden ermittelten Neigungswinkel des Steckers in Abhängigkeit vom Einsteckweg	124
Abb. 7.9: Unterschiedliche Beanspruchungszustände der Buchse und Ringfeder	126
Abb. 7.10: Vergleich zwischen numerischen und experimentellen Ergebnissen	126
Abb. 7.11: Einfluss äußerer Lasten	127
Abb. 7.12: Schematische Darstellung des axialen Fügen	128
Abb. 7.13: Schematische Darstellung des Fügen mit Fluchtungsfehler	128

Abb. 7.14: Belastungseinheit zur experimentellen Analyse der Werkstoffpaarung von Stecker und Hülse (Temperaturkammer ist ausgeblendet)	128
Abb. 7.15: Belastungseinheit zur experimentellen Analyse von Stecker und Steckdosen mit Beachtung der Steckdosensteifigkeiten (Temperaturkammer ist ausgeblendet)	128
Abb. 7.16: Einpresskraft beim ersten Fügevorgang	129
Abb. 7.17: Vergleich der Einpresskurven der ersten 250 Steck-Wiederholungen	129
Abb. 7.18: Vergleich der Einpresskurven der Steck-Wiederholungen 250 bis 500	130
Abb. 7.19: Vergleich der Einpresskurven für die Steck-Wiederholungen 500 bis 1100	130
Abb. 8.1: Stündlicher Spotpreis an der Börse EPEX	134
Abb. 8.2: Verlauf des reBAP in 2015	135
Abb. 8.3: Verlauf des Minutenreserve-Leistungsbreitstellungspreise (Mittelwert über alle bezuschlagten Gebote)	137
Abb. 8.4: Verlauf des Minutenreserve-Arbeitspreises (Mittelwert über alle bezuschlagten Gebote)	137
Abb. 9.1: Übersicht Internetpräsenz	143
Abb. 9.2: Übersicht der Pendlerströme aus Film am Morgen (oben) und am Abend (unten)	144
Abb. 9.3: Wichtige Tagungsbeiträge des Projektteams	145
Abb. 9.4: Dr. Buchholz, Herr Franz und Dr. Bühner auf dem Podium des CIGRE-Kongresses	146

## Tabellenverzeichnis

Tab. 1.1: Projektmeetings nach Projektjahren	16
Tab. 2.1: Mögliche Geschäftsmodelle VK und E-Mobilität	20
Tab. 2.2: Datenaustausch COM-Box – Continental-Backend	24
Tab. 2.3: Übersicht über die Datenflüsse zwischen den Systemkomponenten	25
Tab. 3.1: Auszug aus der Übersicht „Fahrzeugtypen“ - Technische Daten	28
Tab. 3.2: Auszug aus der Übersicht „Fahrzeugtypen“ - Standort, Verfügbarkeit, Netzzelle	29
Tab. 3.3: Plausibilität der Ampelsignale an den Messstellen	41
Tab. 3.4: Ladezeiten zum Wiederaufladen des mittleren Tagesenergieverbrauchs eines privat genutzten E-Mobils [7]	42
Tab. 3.5: Mittlere tägliche Verkehrsbeteiligungsdauer eines privat genutzten Pkw (VDE 2010)	46
Tab. 3.6: Prozentuale Häufigkeit der Unterschreitung des 5% Spannungskriteriums in Abhängigkeit von der Ladeleistung im Gewerbegebiet B mit E-Mobilen und Photovoltaik	50
Tab. 3.7: Auswirkungen von E-Mobil-Typen auf die Spannungsqualität am Versuchsstand	66
Tab. 3.8: Übersicht der durchgeführten Messungen zur Spannungsqualitätsuntersuchung	67
Tab. 4.1: Erneuerbare Erzeugerleistungen in den Netzzellen	72
Tab. 4.2: Prozentuale Anteile von Ladeleistungsansprüchen	73
Tab. 5.1: E-Mobile mit COM-Box und erfasste Daten (Stand Februar 2016)	93
Tab. 7.1: Vergleich der Charakteristika relevanter Arbeitsschritte zur Fehlermöglichkeitsanalyse	119
Tab. 8.1: Abgebildete Geschäftsmodelle im VK	133
Tab. 8.2: Exemplarische Zusammenstellung von Aspekten und Beispiele möglicher Maßnahmen zur zuverlässigkeits- und sicherheitsbewussten Gestaltung von Ladeplätzen	141
Tab. 9.1: Übersicht über die W2W-Aktivitäten auf Veranstaltungen	144
Tab. 9.2: Überblick zu projektbezogenen Veröffentlichungen	146

### Abkürzungsverzeichnis

AF	Arbeitsfelder
BS	Bergstraße
Can-Bus	Controller Area Network
CAPEX	Capital expenditures (Kapitalkosten)
COM-Box	Kommunikationsbox
CSV	Comma separated values
DA	Darmstadt
DMS	Dehnungsmessstreifen
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energie
E-Mobile	Elektrofahrzeuge
EPEX	European Power Exchange
FTP	Filetransferprotokolle
GPRS	General Packet Radio Service
GPS/GSM	Global Positioning System/ Global System for Mobile Communications
ID	Identifikation
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KNX	Gebäudesteuerungstechnik
kW	Kilowatt
LT0	Ladetagebuch 0
LT1	Ladetagebuch 1
LWL	Lichtwellenleiter
MIV	Mobiler Individualverkehr
MP1	Messpunkt 1
MP2	Messpunkt 2
MS	Meilensteine
NO	Nördlicher Odenwald
NT-Zeit	Niedertarifzeit
OPEX	Operational expenditure (Betriebskosten)
PV	Photovoltaikanlage
RMS	Root Mean Square
SEM	Smart-Energy-Manager
SO	Südlicher Odenwald
SOC	State of charge
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
SW	Software
THD	Total Harmonic Distortion
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UTC	Universal Time Coordinated (Weltzeit)
UW	Umspannwerk
VK	Virtuelles Kraftwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
W2W	Well2Wheel



### Projektübersicht „Well2Wheel“

Das vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) geförderte Projekt „Well2Wheel“ wurde zwischen Mai 2013 und April 2016 bearbeitet. Ziel des Projektes war es, mit wissenschaftlichen Untersuchungen und praxisnahen Anwendungen zur flächendeckenden Einführung elektrisch betriebener Fahrzeuge beizutragen. Neben der Zuverlässigkeit standen die netzkonforme und die vorrangige Nutzung erneuerbarer Energien im Fokus.

Das Projekt wurde von einem Konsortium unter Leitung der ENTEGA AG (ENTEGA) getragen. Mitglieder des Konsortiums waren die Continental Automotive GmbH (Continental), die Frankfurt University of Applied Sciences (FRA-UAS), das Fraunhofer Institut für Betriebsfestigkeit und Systemzuverlässigkeit LBF (LBF), die EUS GmbH (EUS), NTB Technoservice (NTB) und die Technische Universität Darmstadt (TU). Zusätzlich nahmen die assoziierten Partner Handwerkskammer Rhein-Main, Hessisches Immobilienmanagement und Stadt Darmstadt mit ihren E-Mobil-Nutzenden an den Untersuchungen und Auswertungen teil.

Zu den Aufgaben des Projektes gehörten:

- Einbindung einer Flotte von 46 E-Mobilen in das Projekt,
- Ertüchtigung des vorhandenen „Virtuellen Kraftwerks“ (VK) durch EUS zur Generierung von Tarifsignalen „Rot-Grün“ (aktuell und Prognosen), um das Ladeverhalten unter Berücksichtigung der Aspekte „Verfügbarkeit erneuerbarer Energie“, „Netzbelastung“ und „Energiepreis“ getrennt für fünf Netzzellen innerhalb und am Rande des Versorgungsgebietes der ENTEGA zu beeinflussen,
- Aufbau einer Ladeinfrastruktur durch TU und ENTEGA mit Anzeigen der vom VK erzeugten Tarifsignale an eigens entwickelten Signalboxen, die 22 ausgewählten Ladestellen zugeordnet wurden, an sechs speziell modifizierten, kommerziellen Ladesäulen sowie mittels SMS oder Aufruf des Web-Portals des Projektes,
- Entwicklung, Einbau in 16 E-Mobile und Auswertungen einer fahrzeuginternen Kommunikationsbox (COM-Box) von Continental für Aufzeichnungen von Fahrprofilen, Ladegewohnheiten und energetischen Daten sowie zur Ausführung gesteuerter Ladevorgänge in Verbindung mit einer auf Mobilfunkgeräte geladenen App von Continental,
- gemeinsame Entwicklung und Erprobung eines Informations- und Kommunikationssystems (IKT) mit den Kommunikationsteilnehmern VK – Netzleitwarte der ENTEGA – Ladestellen mit Tarifsignalisierung – COM-Boxen via T-Systems von Continental – E-Mobil-Nutzenden über Web und Mobilfunk - Datenbank mit Zugriffsberechtigungen für alle Konsortialpartner,
- Analyse des Fahr- und Ladeverhaltens von E-Mobilnutzenden unter marktwirtschaftlichen, technischen und sozialwissenschaftlichen Aspekten auf Basis von Mobilitätstagebüchern, mehrstufigen Befragungen, Interviews und Workshops durch FRA-AUS, aber auch anhand der Aufzeichnungen der COM-Box (Continental, NTB),
- Aufbau von Testständen und Prüftechnik für umfangreiche Untersuchungen der Betriebsfestigkeit von Ladesteckverbindungen sowie Analysen zur Systemzuverlässigkeit bei LBF,
- Netzsimulationen zur Untersuchung der Integration von Elektromobilität in die Verteilnetze und Entwicklung intelligenter Ladestrategien durch TU mit Unterstützung durch ENTEGA,
- Messungen zur Beeinflussung der Spannungsqualität durch die Ladevorgänge durch TU,
- Entwicklung eines intelligenten Energiemanagementsystems für Privathaushalte und Erprobung im Energieeffizienzhaus „SurPLUShome“ der TU,
- Untersuchungen der EUS zur optimalen Betriebsführung des VK, auch in Verbindung mit verschiedenen Geschäftsfällen und mit simulierten variablen Einflüssen wie Netzkapazität und Netzentgelte,
- intensive Öffentlichkeitsarbeit zur Propagierung von Zielen, Inhalten und Ergebnissen des Projektes,
- effizientes und strategisch ausgerichtetes Projektmanagement durch ENTEGA und NTB.

Die Ziele und Aufgaben des Projektes „Well2Wheel“ wurden termingerecht und in hoher Qualität erfüllt. Systemdesign, Betriebsplattform, Erprobungsszenarien, Auswertungen und Ergebnisse wurden in jährlichen Projektberichten sowie im Abschlussbericht ausführlich dokumentiert.

Im Ergebnis des Projektes wurden neue Techniken entwickelt und im speziell aufgebauten modernen IKT-System erfolgreich getestet. Die Schlussfolgerungen und Empfehlungen des Projektes sind darauf ausgerichtet, die Breitereinführung der Projektergebnisse zu fördern.

Es wurde gezeigt, dass das entwickelte IKT-System die für das künftige E-Mobilitätsmanagement anstehenden Aufgaben gemäß Projektzielen robust und sicher ausführen kann. In der künftigen Anwendung wird es aber nicht um die Übermittlung von Ampelphasen gehen, sondern um konkrete dynamische Tarife für elektrische Energie, sowie um personenbezogene Daten bezüglich der Ladeanforderungen, des Verbrauchs und der Kosten. Hierfür werden höhere Anforderungen an die Informationssicherheit relevant und die Datenübertragung muss verschlüsselt erfolgen.

Dazu gehört auch, dass künftig die Ladestellen mit Zählern und Signalboxen ausgerüstet werden, die nicht nur Rot oder Grün anzeigen, sondern auf einem Display im Text die aktuellen Tarife und entsprechenden Prognosen ablesbar, sowie an das Lademanagement übertragbar werden.

Die im Projekt entwickelten Tarifsinalboxen auf Basis von Mikrocontrollern mit UMTS-Sticks zur Tarifübermittlung haben sich als funktionsfähig erwiesen, besaßen jedoch im Dauerbetrieb und unter wechselnden Wetterbedingungen eine zu geringe Zuverlässigkeit, weshalb hier robustere Lösungen auf Basis von Industriekomponenten zu empfehlen sind. Die umgesetzten Lösungen über modifizierte Ladesäulen zur direkten Ladesteuerung konnten hingegen als zuverlässig bestätigt werden.

Es konnte nachgewiesen werden, dass eine große Zahl E-Mobil-Nutzer mit den Informationen des Web-Portals, sowie mit den Anzeigen auf Mobilfunkgeräten, umgehen können und diese auch aktiv nutzen. Es wurde auch gezeigt, dass eine Steuerung der Ladevorgänge an modifizierten Ladesäulen über Mobilfunk-App realisierbar ist und stabil funktioniert. Uneinheitliche Ladekonzepte verschiedener Automobilhersteller erschweren allerdings die Umsetzung des gesteuerten Ladens. So ist es häufig nicht möglich, bestimmte Fahrzeugtypen an bestimmten Ladestationen zu laden. Selbst wenn die Möglichkeit besteht, sind hierfür oft verschiedene Ladestecker notwendig, was als großer Nachteil für den Nutzerkomfort einzustufen ist. Es ist dringend erforderlich, die internationale Standardisierung auf dem Gebiet der Ladeprozesse zu forcieren.

Die COM-Box und deren Auswerteverfahren wurden von Continental speziell für die Projektziele entwickelt und ausgiebig getestet. Es wurde hiermit auch ermittelt, dass die E-Mobile die größte Zeit des Tages am Netz angeschlossen verblieben, nachdem der Ladevorgang abgeschlossen wurde. Diese Erkenntnis weist auf enormes Flexibilitätspotenzial hin, Ladevorgänge im Sinne der Nutzung erneuerbarer Energien und der Vermeidung von Überlastungen im Netz zeitlich zu verschieben.

Diese Form einer fahrzeuginternen Informations- und Kommunikationseinrichtung wird unbedingter Bestandteil eines künftigen E-Mobilitätsmanagements werden. Es wird empfohlen, die Funktionen derartiger COM-Boxen erweitert zu spezifizieren und entsprechende Produkte als integralen Bestandteil von E-Mobilen zur Produktreife zu bringen.

Virtuelle Kraftwerke sind im Rahmen nationaler oder EU-geförderter Innovationsprojekte entstanden und werden inzwischen auch in wenigen Fällen kommerziell betrieben. Dabei wurde gezeigt, dass die entsprechenden Softwarelösungen, die digitale Steuer- und Automatisierungstechnik und die IKT-Systeme aus technischer Sicht praxistauglich und ausgereift sind. Im Rahmen des Projektes Well2Wheel wurden vier Geschäftsmodelle eines VK als Markt mit Kosten und Erlösen modelliert: Bilanzkreisausregelung und Minimierung der Bilanzabweichungskosten, kostenbewusstes Laden, Vermeidung von Netzentgelten durch Senkung der maximalen Leistungsanspruchnahme und Teilnahme am Markt für Sekundär- und Minutenreserven. Optimierungspotenzial wird vor allem darin gesehen, dass sich die Last an die verfügbare preiswerte und erneuerbare Energie anpasst, indem sie mittels dynamischer Tarife und Energiemanagementsystemen auf Verbraucherebene beeinflusst wird. Das wird aufgrund der hohen Leistungsaufnahmen insbesondere für das Lademanagement von E-Mobilen relevant. Eine tarifliche Beeinflussung der Last bringt aber heute weder Händlern noch Kunden einen merklichen Nutzen. Planung und Einkauf erfolgen üblicherweise nach analytischen- oder Standardlastprofilen. Die Tarifbildung erfolgt nach mittleren Marktpreisen für elektrische Energie ohne marktgerechte Dynamik. Anreize und Möglichkeiten, zum Beispiel mittels variabler Netzentgelte als Bestandteile der Tarife auf die Netzbelastung Einfluss zu nehmen, sind beim Verteilnetzbetreiber nicht vorhanden.

Die regulatorischen Erfordernisse für den nachhaltigen und breitgefächerten Praxiserfolg VK und des E-Mobilitätsmanagements sind in verschiedenen Expertenstudien von Verbänden wie VDE, VDI, BDEW u.a. im Hinblick auf eine perspektivischen Marktordnung erarbeitet. Diese Erkenntnisse wurden auf politischer Ebene allerdings bisher nicht beachtet.



Netzengpässe aufgrund gleichzeitiger Ladevorgänge werden bei einer stärkeren Verbreitung von Elektromobilität hauptsächlich in den Niederspannungsnetzen und dort vorrangig in den meist schwächer dimensionierten ländlichen und vorstädtischen Netzgebieten mit Wohnbebauung erwartet. Durch E-Mobile werden sich die bisher zur Netzplanung verwendeten Lastprofile der Verbraucher grundsätzlich ändern. Aufgrund der robusteren Auslegung von Industrie- und Gewerbegebieten wegen der hohen Leistungsaufnahme industrieller Verbraucher wirkt sich der zusätzliche Leistungsbedarf von E-Mobilen verhältnismäßig weniger stark aus als in den Niederspannungsnetzen von Wohngebieten. Thermische Engpässe durch E-Mobile sind bei einer moderaten Verbreitung in Gewerbegebieten zunächst nicht zu erwarten, dennoch kann es bei zeitgleichen Ladevorgängen, ebenso wie in den Niederspannungsnetzen von Wohngebieten, zu großen Spannungsabfällen entlang der Abgänge kommen. Abhilfe können zentrale Ladeparkplätze mit eigener Einspeisung schaffen. Auf die vorgelagerten Mittelspannungsnetze haben E-Mobile relativ geringe Auswirkungen.

Treten allerdings lokal Engpässe in Form von Spannungsbandverletzungen oder Überlastungen von Netzelementen auf, so ist ein lokaler Flexibilitätsmarkt zur Umgehung eben dieser durch die Ladestellen und den Ladebedarf der E-Mobile induzierten Probleme geeignet, um durch operative Maßnahmen wie Lastverschiebung teure Investitionen in Primärtechnik wie Transformatoren und Kabel zu vermeiden bzw. zu verschieben. Ebenfalls zeigt sich hierbei der Wert stationärer Speicher. Diese können ebenfalls lokal erzeugte, auch regenerative Energie aufnehmen und rückspeisen, um Netzelemente vor Überlastung zu bewahren. Diese Aspekte bedingen allerdings ein VK, in dem nicht nur ein Batteriemangement, sondern ein aggregierendes Energiemanagement aller lokalen Erzeuger, Speicher und der direkt steuerbaren sowie der beeinflussbaren Lasten ausgeführt wird.

Die Nutzerdatenerhebungen auf quantitativer und qualitativer Ebene haben ergeben, dass die Nutzenden ein hohes Interesse an der Thematik Elektromobilität haben und demgegenüber offen eingestellt sind. In den Workshops hat sich gezeigt, dass vor allem unter den Teilnehmenden ein hoher Informations- und Erfahrungsaustausch stattfand. Nach den Auswertungen musste jedoch festgestellt werden, dass die Nutzenden im Alltag kaum bereit sind, ihr Mobilitätsverhalten an die momentanen Rahmenbedingungen der Elektromobilität, wie beispielsweise die oft als ungenügend empfundene Reichweite und das Fehlen einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur, anzupassen. Ähnlich verhält es sich mit der Beeinflussung des Ladeverhaltens. Die Bereitschaft besteht zwar, sich an den Rot-Grün-Phasen zu orientieren und dementsprechend Ladevorgänge und Fahrten zeitlich zu verschieben, allerdings konnte durch die Ladetagebücher und COM-Box-Auswertungen festgestellt werden, dass weniger als die Hälfte der Ladungsvorgänge tatsächlich in einer Grünphase stattfanden. Die Nutzenden möchten das Laden so unkompliziert wie möglich und idealerweise automatisiert in den Alltag integrieren. Nutzerinformations- und Steuersysteme wie die Lade-App, die im Projekt in einer prototypischen Version von Nutzenden getestet wurde, werden positiv wahrgenommen und lassen sich gut in die technische Umgebung des Alltags integrieren. Die Workshops unterstrichen, dass in diesem Bereich hohes Potenzial für die energieeffiziente Netzintegration der E-Mobilität steckt. Aus den Betriebsfestigkeitsuntersuchungen der Steckverbindungen geht hervor, dass der Ladestecker durch das Gehäuse der Hülse geführt wird, bevor die stromleitenden Komponenten in Kontakt kommen. Dadurch entstehen nur geringe Fluchtungsfehler beim Einstecken des Kontaktstiftes in die Kontaktbuchse. Die am Kontaktstift und der Kontaktbuchse entstehenden Beanspruchungen sind daher unabhängig von dem Neigungswinkel des Ladesteckers beim Einstecken.

Der Nachweis zur Ermüdungsfestigkeit auf Basis der numerischen Simulation ergab für die Steckverbindung eine zulässige Einsteckhäufigkeit von 40.000 Zyklen. Es wird generell empfohlen, für eine konkrete Steckverbindung eine analoge Betriebsfestigkeitsbewertung vorzunehmen und dann die ermittelte ertragbare Einsteckhäufigkeit mit der im Betrieb zu erwartenden Häufigkeit gegenüberzustellen. Werden die Auswirkungen der mechanischen Belastung über die Lebensdauer analysiert, so sind drei unterschiedliche Stadien relevant:

1. Abreiben der Zinnbeschichtung am Pin und Zunahme der erforderlichen Einpresskraft,
2. konstante Einpresskraft aufgrund des Einschleifens von Stecker und Hülse,
3. Senkung der Einpresskraft aufgrund eines Nachgebens der Flächenpressung infolge der Relaxation der Hülse.

Der Schädigungsverlauf im ersten Stadium lässt sich durch eine Variation der Beschichtung beeinflussen. Weiterhin sind die Schädigungsverläufe im ersten und dritten Stadium abhängig von der lokalen Flächenpressung. Diese wiederum ist u.a. durch die Dimensionierung der Passung von

Steckerpin zu Hülse abhängig. Eine weitere Beeinflussung der Relaxation im dritten Stadium kann nur durch einen Austausch der Kupferlegierung erfolgen.

Die Analyse zur Zuverlässigkeit des Systemdesigns beruhte auf qualitativen Annahmen grundsätzlicher Fehlermöglichkeiten. Die rein qualitativ betrachteten möglichen Fehler mit potenziell gefährlichen Folgen, insbesondere infolge von unsachgemäßer Handhabung bzw. versehentlicher Fehlnutzung oder widriger Umgebungseinflüsse, darf prinzipiell nicht vernachlässigt werden. Dies gilt insbesondere angesichts entsprechender Zukunftsszenarien mit höherer Anzahl kommerziell verfügbarer Ladestationen, die in entsprechender Frequenz und mitunter überhöhter Intensität genutzt werden. Eine systematisch auf Sicherheit und Zuverlässigkeit ausgerichtete Gestaltung von Ladeeinrichtung und umgebenden Anlagen, sowie angemessener Instandhaltungs- und Prüfungsroutinen werden erforderlich. Die Fehleranalysen wurden hinsichtlich solcher Aspekte, die einen Einfluss auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit haben können, ausgewertet und zu einer Liste allgemeiner zuverlässigkeits- und sicherheitsrelevanter Aspekte für kabelgebundene Ladestationen zusammengefasst.

Die Projektergebnisse „Well2Wheel“ wurden mit Erfolg und großer Resonanz einer breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht - mittels Webseite, Pressekonferenzen, Flyer, Video, eigenen Veranstaltungen und Workshops, Beiträgen auf Ausstellungen und Foren (7), internationalen und nationalen Konferenzbeiträge (8) sowie Aufsätzen in der Tages- und Fachpresse (6).

Neue Erkenntnisse für die Breitereinführung des Elektromobilitätsmanagements stehen mit Projektabschluss allen Interessenten zur Verfügung.

## Executive Summary – Project “Well2Wheel”

The project “Well2Wheel” was funded by the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety. The project started in May 2013 and was completed in April 2016. The main scope of the project was to support the broad introduction of electric vehicles (EVs) in such a way that network congestions can be avoided and renewable energy resources are mainly used for the charging processes. Robust solutions were developed and approved in practice based on scientific research. The work was executed by a consortium coordinated by the energy supply company ENTEGA AG (ENTEKA). Partners were the Continental Automotive GmbH (Continental), the Frankfurt University of Applied Sciences (FRA-UAS), the Fraunhofer Institute of Structure Durability and System Reliability LBF (LBF), the EUS GmbH (EUS), NTB Technoservice (NTB) and the Technische Universität Darmstadt (TU). Furthermore, the associated partners “Chamber of Commerce Rhine-Main”, “Real Estate Management of the country Hesse” and “City of Darmstadt” were participating with their EVs and the related drivers to enhance and support the investigations within the project.

The main tasks of the project were defined:

- integration of 46 (electrical vehicles) EVs into the project,
- enhancement of the existing virtual power plant (VPP) by EUS to create current and forecasted tariff signals “red – green” related to five separate network sections of the supply area of ENTEKA with the goal to influence the charging processes in the contexts “use of renewable energy”, “network loading” and “energy price”,
- establishment of a charging infrastructure by TU and ENTEKA with visualization of tariff signals at specially developed display boxes assigned to 22 selected charging locations, at six modified commercial charging stations and also by SMS or WEB presentation.
- development of an EV-integrated communication box (COM-box) by Continental, its implementation in 16 EVs for analysis of the recorded characteristics like driving profiles, charging behavior or energetic parameters and for the realization of controlled charging procedures using a smart phone App of Continental,
- common development and test of a system for data exchange based on innovative information and communication technologies (ICT) with the communication partners: VPP – network control centre of ENTEKA - charging locations with tariff visualization – COM-boxes (via T-systems of Continental) - EV drivers via WEB or smart phone – data base with access allowance for all consortium partners,

- investigations of the driving and charging behaviors under technical, market related and sociological points of view: first of all based on mobility diaries, multiple interviews and workshops provided by FRA-UAS and, secondly, by analyzing the records of the COM-box (Continental, NTB),
- development of verification technologies and establishment of test beds to investigate the durability of the charging connections and to analyze the general system reliability by LBF,
- power system simulations regarding the potential of different types of distribution networks to integrate charging stations for EVs by TU with the support of ENTEGA,
- measurements regarding the influences of charging processes on voltage quality by TU,
- development of a smart energy management system for private households and examination in the context with the low-energy building “SurPLUShome” of the TU,
- investigations of EUS regarding the optimized scheduling of the VPP applying different business cases and with simulated dynamic influences like network loading or charges for network usage,
- intensive public engagement to present the objectives, contents and results of the project,
- efficient and strategic project management by ENTEGA and NTB.

To achieve the goals, tasks of the project “Well2Wheel” were conducted in accordance with the planned schedule at high standard. System design, infrastructure for data exchange, test procedures, various analysis and results of verifications were described in details in the annual reports and the final general report respectively. New technologies and solutions were developed and approved after their successful implementation into the especially established ICT system. The conclusions and the recommendations of the project are focussed on the broad dissemination of the project results.

It was shown that the established ICT system was able to fulfil all the tasks of prospective electromobility management in a robust and secure way.

However, the future application will not be only limited to the communication of red and green traffic light tariffs. Transfer of concrete tariffs for electric energy and personal data regarding to charging requests, the consumption of energy and costs would also be required. Higher requirements regarding to information security shall be applied if such tasks are necessary. The data transfer should be performed by using encryption methods. Furthermore, the charging stations shall be equipped with meters and displays showing the current and forecasted tariffs as electricity prices instead of traffic lights only.

The functions of the developed display boxes based on microprocessors with UMTS interfaces for the communication tasks were successfully approved. However, the reliability of the boxes was not in line with the requirements during the long term application under changing weather conditions. For real applications it will be necessary to use more mature solutions by using industrial components.

On the other hand, the modified charging stations were operated without reliability problems during the whole project run-time.

It was shown that the majority of EV drivers could match with the information presented in the WEB or on smart phone and they did use it actively. Furthermore, it was demonstrated that controlled charging at modified charging stations is possible and works stable by using a particular App on smart phone. Controlled charging was complicated by various EV producers. It happened that some types of EV could not be charged at several types of charging stations. Often different plugs are necessary to perform the connection, which is decreasing the convenience of usage. The enforcement of international standards concerning the charging equipment is urgently required.

The COM-box and the related evaluation methods were especially developed by Continental for this project. The permanent application and the evaluations of the records have demonstrated that EVs that EVs stay connected to the power system for several hours after finishing the charging process. This result underlines the high potential for a flexible shift of the charging processes in accordance with the availability of renewable energy and the avoidance of critical network loading. This kind of EV integrated intelligent electronic devices will become a mandatory part of the prospective electromobility management. It is recommended to specify the extended functions of such COM-boxes and to bring mature products to the markets.

Virtual power plants were established in the context of national or European innovation projects. In a small number of cases VPPs are currently operated under commercial conditions. It was demonstrated that the software solutions, the digital control and automation technology and the ICT systems are ready and mature for a broad roll-out from the technical point of view. Four business

cases were simulated as established markets with expenses and earnings within the project “Well2Wheel”: minimizing the expenses for deviations from the day-ahead schedules within the balancing processes, cost saving charging, avoidance of charges for network use by peak load reduction, participation on the markets for reserve power.

Optimization potential was seen by managing load according to the availability of renewable power through dynamic tariffs and energy management systems at the consumer side. This approach is very important for the charging of EVs because of their high power consumption. However, the introduction of dynamic tariffs does not create benefits for the suppliers or the consumers under the current market conditions. Power system planning and the electric energy market are mainly based on standard load profiles. The tariffs correspond with the energy market prices of the electric energy without market related dynamics. Opportunities to influence the demand in the context with the network loading by time-depending network charges as a component of dynamic tariffs do not exist.

Various studies by the experts from associations like VDE, VDI, BDEW and others have investigated regulatory needs to guarantee a sustainable and broad introduction of VPPs and electro-mobility management systems within prospective market rules. This expert knowledge was still not recognised at the regulatory level.

Congestions caused by simultaneous charging processes of EVs are mainly expected in the residential low voltage networks of rural areas and suburbs. The traditionally residential load profiles, used for network planning tasks, will change fundamentally by the integration of EVs. The impact of the electro-mobility on networks supplying industrial and commercial areas is significantly weaker because of the stronger dimensioning of these networks. Thermal overloading of grid equipment is not expected in case of a small number of EVs.

However, the simultaneous fast power demand from a large number of EVs can lead to voltage drops along the feeders in the same way as it may happen in the residential networks. Voltage problems can be avoided by the establishment of central parking places with charging stations directly connected to the secondary substation. The overlaying medium voltage networks are only hardly effected.

However, if local congestions occur like violations of the voltage bandwidth or overloading of grid equipment, a local flexibility market will be useful to avoid such problems caused by the charging demand of EVs. Operative market related actions are able to avoid or shift expensive networks enhancements like the change of transformers or the laying of additional cables.

In this context, the benefit of using stationary accumulators is obvious. They are able to consume power generated locally or feed it into local energy storage systems to reduce network congestion. These aspects require the operation of a VPP which manages not only the schedules of the accumulators but also provides an aggregated energy management of all involved local energy sources, accumulators and demand side capabilities.

The evaluation of the drivers' behaviour on the qualitative and quantitative levels has shown that the EV users possess high interests concerning the features of electro-mobility. An intensive exchange of information and experiences happened between the participants during the workshops.

The analysis of the mobility diaries underlined that the users often not intended to adapt their mobility behaviours to the current framework conditions of the electro-mobility – like the short reach or the absence of an overall coverage of charging infrastructure. This also concerns the charging procedures. The readiness to react on the red and green intervals and to shift the charging was often expressed. However the evaluations of the diary registrations and of the COM-box records have shown that less than 50 % of the charging procedures were performed within green intervals.

The users' desire to integrate the charging procedures into their everyday life uncomplicated and automated as much as possible. Driver information systems and controlled charging (as it was approved using a prototype of a smart phone App) are seen positively and can easily be applied in the daily routines. The workshops demonstrated that a great potential for the energy efficient network integration of the electro-mobility is related with such approaches.

The investigations of the connection durability showed that the plug was led through the housing of the socket before the electric contact can be performed. Only small misalignment may occur during the plug in of the contact pin into the contact socket. In this context, the forces acting at the pin and the socket are independent on the angle of inclination of the plug.

Digital simulation to test fatigue strength was performed and it showed a permissible frequency of 40 000 plug-in cycles. In general, it is recommended to execute similar tests on fatigue strength for different types of connections. In addition, it is also suggested to compare the evaluated bearable plug-in frequency against the expected frequency related to the application.

The analysis of mechanical stress effects over the life time has detected three stages:



1. rub-off the zinc coating of the pin and increase of the needed plug-in forces,
2. constant plug-in forces related to the grinding of pin and socket,
3. reduction of the plug-in forces caused by the lower surface pressure in the context of the socket relaxation.

The damage characteristics within the first stage may be influenced by variations of the coating. Furthermore, injury histories depend on the surface pressure at the first and the third stages. The pressure is a result of the fitting dimensioning of pins and socket. An impact on the relaxation at the third stage can be generated by exchanging the copper alloy.

The analysis of the system reliability is based on the qualitative assumptions on basic fault opportunities. The qualitative evaluation proved that possible faults resulting in severe consequences are normally caused by inappropriate handling or use. This is especially important for prospective scenarios when there are a large number of commercial charging stations. The construction of charging stations and surrounding plants should comply with security and reliability standards. Reasonable maintenance and examination routines are necessary. The fault analyses were evaluated regarding such aspects, which may have impact on security and reliability. An overview of general reliability and security related items for cable connected charging stations was documented.

The results of the project "Well2Wheel" were presented to a broad and worldwide public with success and positive responses by means of a WEB portal, press conferences (2), flyers, a project related movie, own events and workshops, contributions on exhibitions and forums (7), papers with presentations on international and national conferences (8), reports in newspapers and technical journals (6).

Innovative knowledge supporting the broad dissemination of the electro-mobility management is now, after the project conclusion, accessible for all interested stakeholders.

## 1. Projektmanagement

Während der gesamten Projektlaufzeit „Well2Wheel“ (W2W) wurde das, im ersten Projektjahresbericht ausführlich dargestellte, Projektmanagement konsequent umgesetzt.

Für jedes Arbeitsfeld wurde vor Beginn der Bearbeitung ein Projektsteckbrief erarbeitet und in einem Review bestätigt. Mit der Erstellung und Freigabe der Arbeitspaketsteckbriefe wurde ein effizientes Arbeitsmittel geschaffen, um die Aufgaben- und Zielstellung, Verantwortlichkeiten und Termine für jedes Paket in den Arbeitsfeldern (AF) klar zu umreißen.

Der Erfüllungsstand des abgestimmten Projektablaufplans mit den 80 wesentlichen Meilensteinen (MS), Terminen und Verantwortlichkeiten wurde zu den Projektmeetings (Tabelle 1.1) jeweils überprüft.

**Tab. 1.1: Projektmeetings nach Projektjahren**

Projektjahr 1	7.5.2013	10.7.2013	4.9.2013	21.11.2013	4.2.2014	
Inhalte der AF	0/1/2/6/8	1/2/3/6/8	1/2/3/6/8	1/2/3/4/6/8	2/3/4/6/8	
Projektjahr 2	8.5.2014	9.7.2014	10.9.2014	27.11.2014	12.2.2015	23.4.2015
Inhalte der AF	2/3/4/6/7/8	2/3/4/6/7/8	3/4/6/7/8	3/4/5/6/7/8	3/4/5/6/7/8	4/5/6/7/8
Projektjahr 3	11.8.2015	15.10.2015	14.1.2015	19.4.2015		
Inhalte der AF	4/5/6/7/8	4/5/6/7/8	0/5/6/7/8	0/7/8		

Es kam zu keinen wesentlichen Terminabweichungen, so dass ein Abweichungsmanagement nicht erforderlich wurde. In jedem Projektmeeting wurden notwendige Aktivitäten mit Festlegung von Terminen und Verantwortlichkeiten besprochen und in einer „ToDo-Liste“ festgehalten. Die ToDo-Liste erhielt in jeder Projektbesprechung eine aktualisierte Version: Es wurden abgeschlossene Aktivitäten entfernt, nicht zeitgerecht erledigte Arbeiten terminlich/inhaltlich angepasst und neue Aktivitäten aufgenommen. Terminabweichungen wurden auch in einem Projektfortschrittsdiagramm (Abbildung 1.1) fortlaufend grafisch dokumentiert.

Alle Arbeitsfelder konnten termin- und qualitätsgerecht abgeschlossen werden. Bei den Meilensteinen gab es im ersten und zweiten Projektjahr kleinere Rückstände, im dritten Projektjahr aber auch vorfristige Abschlüsse.

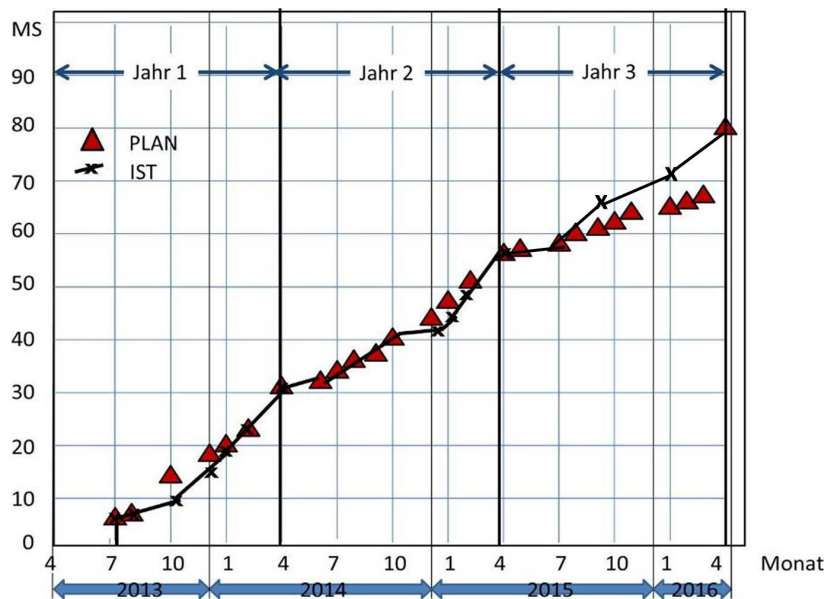


Abb. 1.1: Projektfortschrittsdiagramm

Die Projektergebnisse wurden jährlich nach Arbeitsfeldern in zusammenfassenden Berichten dokumentiert [1,2].

## 2. Rahmenbedingungen und Betriebsplattform

Die ursprüngliche Vorhabenbeschreibung des Projekts W2W wurde, durch die Festlegung der Rahmenbedingungen für die Realisierung im Detail umgesetzt. Darauf aufbauend wurden die Komponenten und Schnittstellen der Betriebsplattform definiert.

### 2.1. Systementwurf

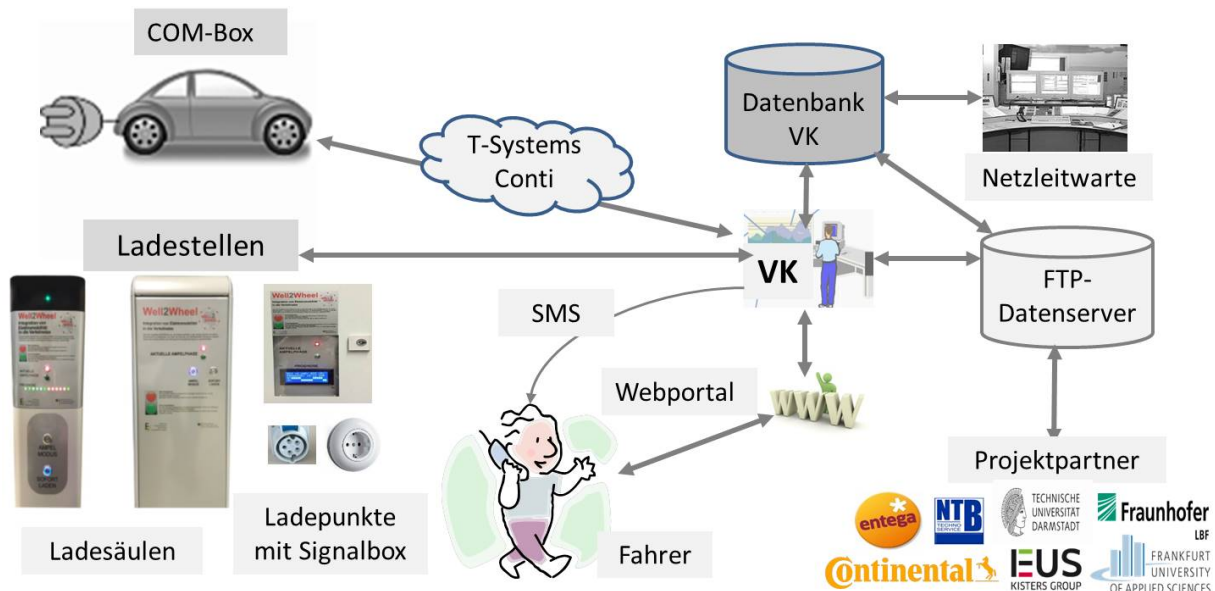
Neben den Konsortialpartnern ENTEGA und Fraunhofer LBF haben auch die assoziierten Partner Hessisches Immobilienmanagement, EAD-Stadt Darmstadt und Handwerkskammer Rhein-Main Fahrzeuge für die Teilnahme am Projekt bereitgestellt. Alle Nutzer sind in die Auswertungen des Mobilitäts- und Ladeverhalten eingebunden worden. Es waren entsprechende Infrastrukturen zu schaffen, mit der die Nutzer in das beabsichtigte Tarifsysteem eingebunden werden konnten, welches vom Virtuellen Kraftwerk (VK) gebildet wird. Entsprechend wurden Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) für den Datenaustausch eingesetzt.

Um die elektrischen Netze der Zukunft zuverlässig betreiben zu können, wird die Kommunikation zwischen den am Versorgungsprozess beteiligten Leitwarten, Umspannwerken, Netzstationen, Dienstleistern und Nutzern des Netzes (Erzeuger und Verbraucher) stark an Bedeutung gewinnen. Im Falle des Projektes Well2Wheel (W2W) war die Kommunikation von Daten zwischen den am E-Mobility-Prozess beteiligten Komponenten (Netzleitwarte–VK–Ladestelle–Nutzer) die Voraussetzung für die Umsetzung der Projektziele. Dementsprechend erfolgte die Kommunikation zwischen dem VK, den Ladestellen, dem Internetportal des Projektes, den Mobilfunkgeräten der Nutzer, sowie der in einigen Fahrzeugen eingebauten COM-Box.

Abhängig vom Standort konnten unterschiedliche Technologien der heute lokal bereits vorhandenen IKT-Infrastruktur wirtschaftlich effizient genutzt werden: UMTS/GPRS-Funkverbindungen, Telekommunikationskabel auf Basis von Kupferadern oder Glasfaser-Lichtwellenleitern (LWL).

Bei der Festlegung der Kommunikationsanbindung war darauf zu achten, dass sie sich mit relativ einfachen Mitteln in die bereits bestehende IKT-Infrastruktur einbinden lässt. Die Auswahl der Kommunikationsanbindungen nutzte somit die verfügbaren Netze gemäß der Anforderung an die Datenübertragung. Die Kommunikationsmöglichkeiten im Versorgungsgebiet der ENTEGA, sowie die Anbindung von Ladestellen im Netz der TU Darmstadt, wurden entsprechend aufgenommen und bewertet.

Die für W2W definierte Kommunikationsarchitektur ist in Abbildung 2.1 mit den Schnittstellen zwischen den Kommunikationsteilnehmern und Nutzern der Daten vorgestellt.



**Abb. 2.1: Kommunikationsarchitektur W2W und Schnittstellen**

Die Schnittstellen können wie folgt beschrieben werden:

Netzleitwarte - VK-Datenbank: Von dem Leitsystem der ENTEGA wurden zyklisch Dateien zu den Einspeisungen der erneuerbaren Erzeugeranlagen für den Import ins VK abgelegt.

VK-Datenbank – FTP-Datenserver ENTEGA: Der Datenaustausch für die Datensicherung erfolgte über Filetransferprotokoll (FTP) von Dateien im csv-Format (comma-separated values). Das Basisverzeichnis war auf dem FTP-Server hinterlegt für alle Partner zugänglich.

VK – fahrzeuginterne COM-Box: In ausgewählten E-Mobilen wurde die vom Partner Continental entwickelte COM-Box als Schnittstelle zwischen dem fahrzeuginternen Can-Bus und der Kommunikation mit dem VK eingesetzt. Die Kommunikation zwischen dem VK und den in den Fahrzeugen installierten COM-Boxen erfolgte über WEB-Services mit csv-Dateien zum internen System des Partners Continental und von dort zu den Fahrzeugboxen. Das VK stellte regelmäßig, mindestens einmal je Tag und bei Bedarf alle 15 Minuten aktualisiert, für jedes mit einer COM-Box ausgestattete E-Mobil die Vorschau der Ampelphasen in stündlicher Auflösung für mindestens die nächsten 48 Stunden zur Verfügung.

Ladestellen – VK: Über die Schnittstelle wurden csv-Dateien über GPRS/UMTS abgerufen und gesendet. Dazu gehörten:

- Abruf Ampelphasen,
- Senden von Adhoc-Fehlermeldungen,
- Senden von Messwerten ( $\frac{1}{4}$ -Stunden-Werte zu Leistung, Spannung, Leistungsfaktor  $\cos \varphi$ ),
- Arten der Ladestelle (ID-Kennung in Bezeichnung der csv-Datei)
- Typ1: Tarifierungsbox,
- Typ2: Tarifierung + Ladesteuerung,
- Typ3: Tarifierung + Ladesteuerung + Messdaten.

Fahrerinformation: Der Nutzer des E-Mobils konnte die Ampelphasen seines Standortes auch im Webportal des Projektes abfragen.



### 2.2. Virtuelles Kraftwerk und Netzzellen

Im 20/0,4 kV-Netzgebiet der ENTEGA wurde während des EU-Projektes „Web2Energy“ ein virtuelles Kraftwerk (VK) betrieben und in mehreren Ortsnetzstationen fernauslesbare Messpunkte eingerichtet [2]. Diese Infrastruktur wurde auch im Projekt „Well2Wheel“ genutzt, um den Zeitpunkt und die Intensität von Ladevorgängen der im Projekt beteiligten E-Mobile zu beeinflussen. Im Netzgebiet wurden dafür verschiedene „Heimatladepunkte“ von E-Mobilen mit informations- und kommunikationstechnischen Komponenten ausgerüstet, die dem Nutzer durch ein Ampelsystem (Rot – Grün) aktuell sowie in der Prognose Hinweise gaben, wann ein Laden des E-Mobiles am gegebenen Standort vorteilhaft (Grün) und wann unerwünscht (Rot) war. Die Ampelphasen wurden vom VK aufgrund eines Optimierungsmodells ermittelt und berücksichtigten die regional erzeugte erneuerbare Energie, die Netzbelastung und den aktuellen Energiepreis am Markt.

Das erläuterte Grundprinzip für die Beeinflussung des Ladeverhaltens ist in Bild 2.2 dargestellt.

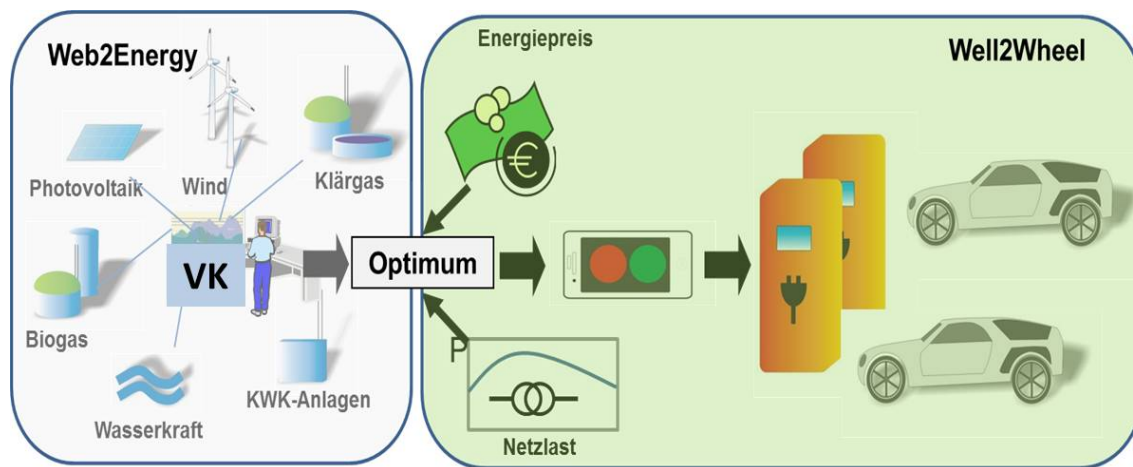
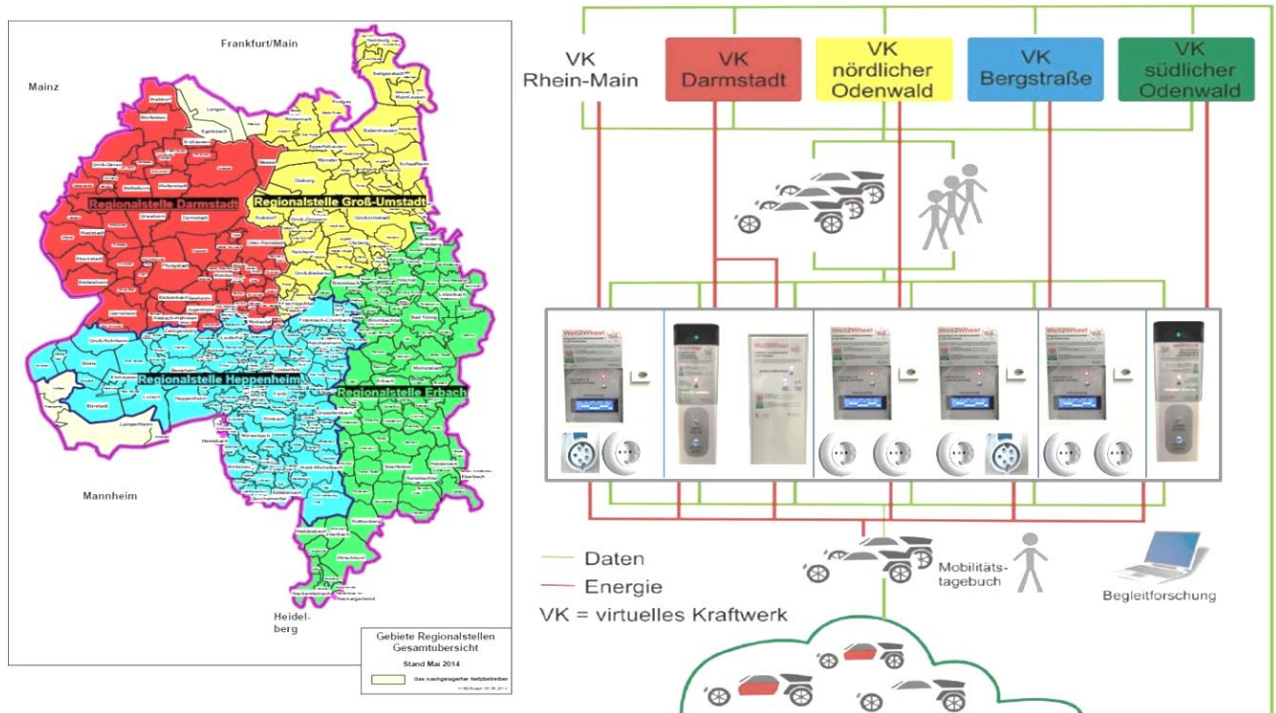


Abb. 2.2: Beeinflussung des Ladeverhaltens von E-Mobilen durch das virtuelle Kraftwerk

Das Netzgebiet wurde in fünf Netzzellen unterteilt, für die unabhängige Ampelphasen ermittelt und an die Ladestellen kommuniziert wurden.

Für das Virtuelle Kraftwerk bzw. die Einbeziehung der E-Mobile in dieses, mussten die Fahrzeuge, die Ladestellen, die Anzahl und Größe der Netzzellen sowie die Geschäftsmodelle des VK modelliert und systemintegriert werden. Für die Bestimmung des Ladebedarfs (Menge und Zeitpunkt) der Fahrzeuge wurden Prognosealgorithmen benötigt. Die dazu notwendigen Anforderungen wurden in einem Anforderungsprofil zusammengestellt, das als Basis der nachfolgenden Spezifikationen im Pflichtenheft [3] diente.



**Abb. 2.3: Netzzellen und Zuordnung von Ladestellen zu den VK**

Da die Ladestellen fünf verschiedenen Netzzellen zugeordnet waren, wurde für jede Netzzelle ein eigenes virtuelles Kraftwerk definiert, in dem die jeweilige Netz- und Erzeugungssituation individuell für die Netzzelle abgebildet werden konnte. Die Rot-Grün-Phasen wurden somit für jede Zelle getrennt bestimmt und konnten voneinander abweichen.

Den Fahrzeugen konnte eine Heimatsteckdose und damit eine Heimatnetzzelle zugeordnet werden, sie konnten aber auch in andere Zellen fahren und dort laden.

Die in Tabelle 2.1 zusammengefassten Geschäftsmodelle wurden im Virtuellen Kraftwerk als Markt mit Kosten und Erlösen modelliert.

**Tab. 2.1: Mögliche Geschäftsmodelle VK und E-Mobilität**

Geschäftsmodell	Kriterium	Nutzen
Bilanzkreisausregelung	Subbilanzkreis von VK und Ladesäulen	Minimierung Kosten für Bilanzabweichungen
Spotpreisgeführtes Laden	Bezug außerhalb Subbilanzkreis	Kostenbewusstes Laden
Vermiedene Netznutzung	Leistungspreis	Senkung der maximalen Leistungsanspruchnahme
Minutenreserve	Simulation Regelkraftwerk	Zusätzliche Erlöse

Eine Voraussetzung für den Erfolg der Geschäftsmodelle war die Prognosegüte.

Für die Erstellung und die Adaption einer Prognose wurden historische Daten benötigt. Zur Identifikation wurden daher fahrzeugspezifische Zeitreihen, wie km-Stände, Durchschnittsgeschwindigkeiten, Außentemperatur, Ladezustand und Energiebedarf benötigt.

Es waren grundsätzlich zwei Ansätze anwendbar: Ein modellbasierter Ansatz, bei dem über eine Modellannahme eine Beziehung zwischen Profil der Strecke (Stadt, Land, Autobahn), Außentemperatur, Streckenlänge und Fahrzeugtyp ein Energiebedarf berechnet wurde.

Alternativ wurde eine Korrelationsanalyse auf historische Zeitreihen ausgeführt, bei der ein Prognosealgorithmus die Lastdaten sowie die Eingangsdaten analysierte und ein Modell erstellte.

In jedem Fall war die Umgebungstemperatur, bei der geladen wurde, relevant.

Aus Sicht des Netzbetreibers war die aus dem Netz aufgenommene Leistung wichtig. Dabei mussten nicht nur das von der Fahrleistung abhängige Laden sondern auch andere laufende Verbräuche des Fahrzeugs mit berücksichtigt werden (z.B. Heizung).

Die Ampelphasen sollten mit einem Vorlauf für die nächsten 48 Stunden ermittelt werden, daher war der Ladebedarf für mindestens diese Zeit zu prognostizieren.

Die Optimierung im VK führte die Einsatzplanung aller modellierten Elemente für den Day-ahead-Prozess gleichzeitig und in einem Schritt durch. Der Prozess stellte sich wie folgt dar:

1. Bereitstellen Prognosen (Lasten, Wetter, Preise),
2. Bereitstellen der Ladebedarfsprognosen (E-Mobile, an welchem Standort),
3. Bereitstellen von Verfügbarkeitsinformationen (z.B. Revisionen / Ausfälle von Erzeugern),
4. Bereitstellen des aktuellen Zustandes von Batterien und Erzeugern als Startbedingung der Optimierung,
5. Bestimmung der Ampelphasen, des Fahrplans / Prognosen für die Erzeugungsanlagen, und des Fahrplans der Batterien durch das Virtuelle Kraftwerk,
6. Export der so erzeugten Fahrpläne an die Ladesäulen und die Leitwarte.

Die Prognose des Day-ahead-Prozesses weicht normalerweise im Tagesverlauf ab. Die Prognosegüte wurde durch Intra-day-Korrekturen deutlich verbessert.

Die Optimierung im VK führte die Einsatzplanung aller modellierten Elemente für den Intra-day-Prozess gleichzeitig und in einem Schritt durch. Die Prozessabläufe der Intra-day-Prognose waren identisch zur Day-ahead-Prognose.

## 2.3. Fahrzeugintegration und Einbindung der fahrzeuginternen COM-Box

### 2.3.1. Tarifabbildung über Ampelsystem

Bei den im Projekt eingebundenen Ladestellen wurde zwischen Ladesäulen und Ladepunkten unterschieden.

Für die Fahrzeugintegration in das Mobilitätsmanagement wurden verschiedene Verfahren angewendet:

- Rot-Grün-Visualisierung an den Ladesäulen und Ladepunkten,
- Fahrerinformation per E-Mail oder Web über die Ampelphasen an seiner Ladestelle bzw. an Ladestellen in Standortnähe,
- gesteuertes Laden mittels Fernsteuerung der Fahrzeugelektronik über Cloud-Services.

Die Ladesäulen waren für den Anschluss von E-Mobilen verschiedener Herstellern standardisiert und öffentlich zugänglich. Die kommerziell erworbenen Ladesäulen im Projekt Well2Wheel wurden für die Kommunikation und Visualisierung der Ampelphasen modifiziert.

Die Ladepunkte waren normale AC-Steckdosen, die mit Boxen zur Visualisierung der Ampelphasen und Kommunikation zum VK ausgestattet wurden. Ladepunkte waren in Privathaushalten und in den Partnerunternehmen zu finden.

Im Projekt wurden die bereits bestehenden Ladesäulen und – punkte eingebunden und kommunikationstechnisch an das virtuelle Kraftwerk der ENTEGA gekoppelt. Die Ampelphasen aus dem virtuellen Kraftwerk wurden an Ladesäule und Ladepunkt je nach Standort dem Nutzer netzzellenbezogen visualisiert.

Die Hochrüstung der Ladesäulen und die Gestaltung der Zusatzboxen wurden von der TU Darmstadt konzipiert.

Die Integration der E-Mobile über Ladestellen beeinflusste die Betriebsweise des elektrischen Verteilungsnetzes. Bei der Analyse dieser Einflüsse wurde ein systemischer Ansatz verfolgt, durch welchen Einflüsse und Potentiale von E-Mobilen im gesamten ENTEGA-Smart-Grid-Umfeld betrachtet wurden. Durch den systemischen Ansatz wurden nicht nur z.B. eventuelle wirtschaftliche Vorteile von E-Mobilen für die Eigentümer ermittelt, sondern auch Potentiale für die Netzstützung im Verbund eines virtuellen Kraftwerkes.

### 2.3.2. Funktionen, Aufbau und Systemeinbindung der COM-Box

Die Aufzeichnungen von Daten aus den Fahrzeugen durch die COM-Box vermittelten ein komplexes Bild über Fahrten und Ladevorgänge der Nutzer, aber auch zu energetischen Daten. Folgende Auswertungsmöglichkeiten waren gegeben:

#### 1. Fahrverhalten

- Anzahl der Fahrten / Tag, Woche, Monat,
- Fahrstrecke / Tag, Woche, Monat,
- Fahrzeit / Tag, Woche, Monat,
- Strecke pro Fahrt, Mittelwerte / Tag, Woche, Monat,
- Mittlere Geschwindigkeit,
- Parkdauer / Tag, Woche, Monat,
- Parkdauer mit Netzanschluss ohne Laden / Tag, Woche, Monat,
- Nutzungsart (Fahren, Laden, Parken mit und ohne Netzanschluss)/ Tag, Woche, Monat.

#### 2. Ladeverhalten

- Ladevorgänge / Tag, Woche, Monat,
- Ladezeit / Tag, Woche, Monat,
- Geladene Energie / Tag, Woche, Monat,
- Energie zum Fahren / Tag, Woche, Monat,
- Fahrstrecke zwischen dem Laden / Tag, Woche, Monat,
- Ladewahrscheinlichkeit/ Tag, Woche, Monat,
- Ladezeit-Netzanschlusszeit-Verhältnis (PugTimeRatio),
- Verteilung SOC- Status bei Ladestart und Ladestopp.

#### 3. Energetische Kennziffern

- Mittlerer Energieverbrauch / Tag, Woche, Monat,
- Energieverbrauch über Strecke,
- Energieverbrauch über Geschwindigkeit,
- Reichweitenanzeige / Fahrstrecke,
- Mittlere Außentemperatur,
- Batteriekapazität über Temperatur.

Bei den eingesetzten Opel Ampera war es außerdem interessant zu analysieren, wie sich die Fahrstrecken zwischen Nutzung des Elektromotors und des Verbrennungsmotors aufteilen.

Darüber hinaus wurde eine App „Gesteuertes Laden“ (siehe auch Kapitel 5.2. Gesteuertes Laden) so an die Projektanforderungen angepasst, dass es mit deren Hilfe ermöglicht wurde, Ladefahrpläne aufzustellen, damit weitgehend in der grünen Ampelphase geladen werden konnte.

Die COM-Box wurde in der Projektlaufzeit in all ihren Funktionen ausgiebig getestet.

Die Bezeichnung COM-Box beschreibt ein komplettes System, das in die Fahrzeuge eingebaut wurde und neben den notwendigen Kabelsätzen aus 3 aktiven Haupt-Komponenten bestand:

1. Telematikeinheit
2. Ladeunterbrechung
3. Batteriewächter



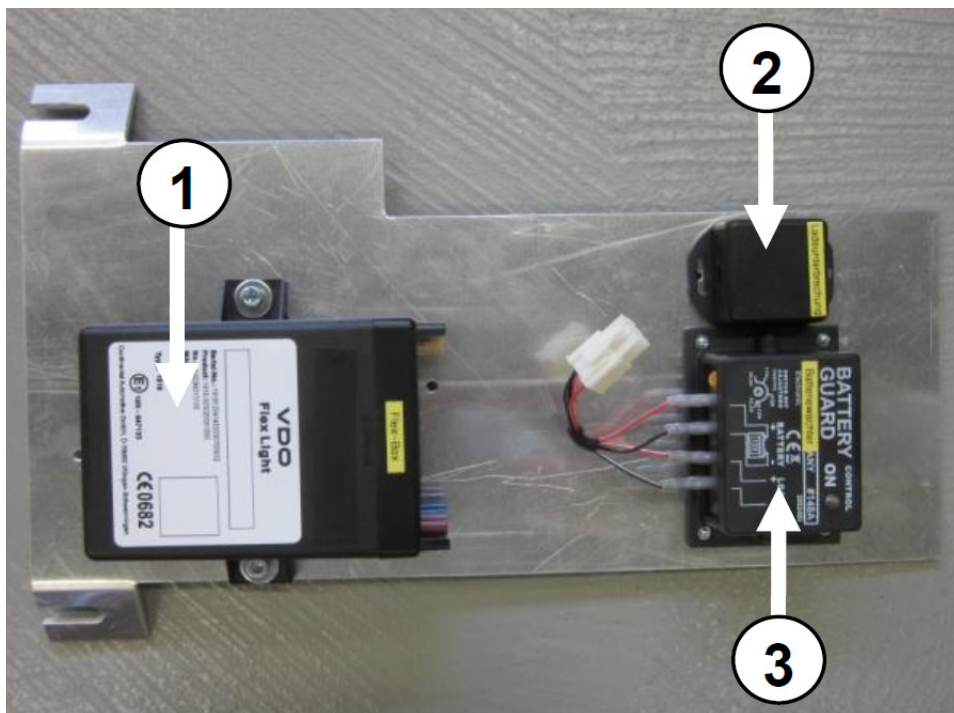


Abb. 2.4: COM-Box (① = Telematikeinheit; ② = Ladeunterbrechung; ③ = Batteriewächter)

Zum einfachen Einbau wurden die Haupt-Komponenten auf einer an den Fahrzeugtyp angepassten Trägerplatte montiert. Zusätzlich zu den abgebildeten Komponenten wurde für jeden Fahrzeugtyp ein entsprechender Kabelbaum entwickelt. Des Weiteren wurde auch eine GPS/GSM Kombi-Antenne verbaut.

Die Telematikeinheit (1) enthielt einen Prozessor mit einem Embedded-Linux Betriebssystem. Ein integriertes GSM-Modul, inkl. SIM-Karte, wurde für die Kommunikation mit dem Backend eingesetzt. Die Anbindung an das Fahrzeug-Bussystem erfolgte über CAN. Für die Positionsbestimmung wurde ein GPS-Empfänger ebenfalls im System integriert.

Die Software wertete die Fahrzeug- und Positionsdaten aus und übertrug erkannte Statusänderungen ans Backend. Über das Backend konnten Kommandos zur Ladesteuerung an die Telematikeinheit übertragen werden. Sollte ein aktiver Ladevorgang unterbrochen werden, steuerte die Telematikeinheit die Ladeunterbrechung (2) entsprechend an. Zur Vermeidung ungewollter Unterbrechung von Ladevorgängen wurde das System so aufgebaut, dass der Zustand „nicht Laden“ der aktiv angesteuerte Zustand war. Fiel die GSM-Verbindung aus oder gab es Fehler in der Telematikeinheit, so wurde automatisch der Ladevorgang weiter ausgeführt.

Die im Fahrzeug integrierte und über das Backend kontrollierte Ladesteuerung ermöglichte ein gesteuertes Laden, z.B. Laden nur in Grün-Phasen, unabhängig von der Technik der Ladeinfrastruktur.

Der Batteriewächter (3) stellte sicher, dass es auch bei langen Standzeiten des Fahrzeugs nicht zu einer Tiefenentladung der 12 V-Batterie kam. Fiel die Bordspannung unter 11,25 V, wurde die Telematikeinheit komplett spannungsfrei geschaltet.

Die Telematikeinheit speicherte keine Daten intern, sondern übertrug beim Erreichen eines Trigger-Punktes einen kompletten Datensatz ans Backend. Die Daten wurden im Backend gespeichert und konnten für die Datenauswertung ausgelesen werden.

Die Datentypen für den Austausch der Dateien zwischen der COM-Box und dem internen Continental-Backend sind in Tabelle 2.2 beschrieben.

Tab. 2.2: Datenaustausch COM-Box – Continental-Backend

ID	Bedeutung	Format	Trigger
Date	Datum und Uhrzeit, zu der die Daten im Fahrzeug ermittelt wurden	TT.MM.JJ hh:mm:ss	> 5min (ign-off) > 1min (ign-on)
Chrg	Flag, das anzeigt, ob das Fahrzeug aktiv lädt	0/1	Wechsel
RtC	Ready to Charge - dieses Flag zeigt an, dass das Fahrzeug mit einer externen Stromquelle verbunden wurde, und somit bereit ist, das Laden zu beginnen	0/1	Wechsel
SoC	State of Charge - Ladestand der Hochvolt-Batterie (wird von Fahrzeug-CAN gelesen). Unter bestimmten Bedingungen können auch Werte leicht über 100% auftreten.	%	$\Delta > 1\%$
RR	Remaining Range - verbleibende Reichweite (wird von Fahrzeug-CAN gelesen)	km	
Odo	Odometer - Kilometerstand des Fahrzeugs (wird von Fahrzeug-CAN gelesen)	km	
TBatt	Battery Temperature - Temperatur der Hochvoltbatterie (wird von Fahrzeug-CAN gelesen, wenn verfügbar)	°C	
ECons	Energy consumed - akkumulierte Energie, die bei der Fahrt aus der Batterie entnommen wird. Der Wert wird kontinuierlich weitergeführt. Die Basis liefert die momentane elektrische Leistung, die vom Fhz-CAN gelesen wird.	kWh	> 100Wh
EChrg	Energy charged - akkumulierte Energie, die beim Ladevorgang in die Batterie geführt wird. Der Wert wird kontinuierlich weitergeführt. Die Basis liefert die momentane elektrische Leistung, die vom Fhz-CAN gelesen wird.	kWh	> 100Wh
ERecu	Energy recuperated - akkumulierte Energie, die beim Fahren in die Batterie geführt wird. Der Wert wird kontinuierlich weitergeführt. Die Basis liefert die momentane elektrische Leistung, die vom Fhz-CAN gelesen wird. Anmerkung: möchte man den Energieverbrauch des Fahrzeugs pro 100km bestimmen: $E\_Verbrauch\_pro\_km = (\delta\_ECons - \delta\_ERecu) / (\delta\_Odo) \mid \delta = \text{Endwert} - \text{Startwert}$	kWh	> 10Wh
Ign	Ignition – Flag, das anzeigt, ob das Fahrzeug "fahrbereit" (im Kombiinstrument wird "ready" angezeigt) ist.		Wechsel
TOut	Außentemperatur - (wird von Fahrzeug-CAN gelesen, falls dort verfügbar)	°C	
GPS Lat	Geo-Koordinaten aus dem systeminternen GPS-Empfänger	GRAD / double	
GPS Long	Geo-Koordinaten aus dem systeminternen GPS-Empfänger	GRAD / double	

Die Auswertedaten der COM-Box wurden über das interne WAN des Partners Continental kommuniziert, wo die Daten in den Backend-Server abgelegt und nach bestimmten Kriterien ausgewertet wurden (siehe Abschnitt 5). Die Tarifinformationen (Rot-Grün) wurde vom VK zunächst über WEB-Services an das interne Auswertesystem von Continental übermittelt und von hier an alle in den Fahrzeugen installierten und eingeschalteten COM-Boxen übertragen.

## 2.4. Steuerungsanforderungen

Für die aktive Ladesteuerung der E-Mobile musste die in Abschnitt 2.1 erläuterte Kommunikation zwischen den Komponenten VK, Ladestellen und Fahrern/Fahrzeugen etabliert werden. Die Anforderungen an diese Steuerung bzw. Kommunikation wurden definiert.

Vom Leitsystem der ENTEGA wurden zyklisch Dateien für den Export zum VK abgelegt und von dem VK hier abgeholt. Abgeholte Dateien wurden verschoben und somit aus diesem Verzeichnis entfernt.

Die Dateien enthielten jeweils mindestens die Werte der letzten ¼ h und maximal für einen Tag. In Gegenrichtung erfolgten die Übergaben der Sollfahrpläne für die im ENTEGA-Netz angeschlossenen steuerbaren Erzeuger und Batterien.

Der Abruf und das Senden der csv-Dateien zwischen den Ladestellen und dem VK erfolgte über Funk (GPRS/UMTS).

Der Abruf der Ampelphasen seitens der TU Darmstadt vom VK (via FTP-Server) erfolgte täglich um 18:00 Uhr. Die TU Darmstadt legte täglich um 19:00 Uhr auf dem FTP-Server die erfassten Messwerte ab (¼ h-Werte Leistung, Spannung, Leistungsfaktor). Auftretende Fehlermeldungen wurden spontan in einer Datei abgelegt.

Da die Fahrzeuge mobil waren und zwischen den Netzzellen wechselten, stellte das VK dem Backend-Server von Continental in der Regel alle 15 Minuten (in Tests auch im Raster 5 Minuten) je Fahrzeug eine Datei mit der netzzellenbezogenen Ampelphase entsprechend den GPS-Koordinaten des Fahrzeugs zur Verfügung.

Diese Dateien wurden in dem Unterverzeichnis „Ampelphasen“ auf dem FTP-Server abgelegt.

Für die verschiedenen Kommunikationswege fiel ein Datenvolumen gemäß Tabelle 2.3 an:

**Tab. 2.3: Übersicht über die Datenflüsse zwischen den Systemkomponenten**

Quelle	Senke	Werte je Stunde	Werte je Datei	Dateien je Tag	Werte je Tag	Werte je Jahr
Continental-Backendserver	VK (via FTP)	Je 1/4h und je Fahrzeug (20), 18 Werte je Zeitstempel	360	96	34.560	12.614.400
VK	Continental-Backendserver (via FTP)	Alle 1/4h Ampelphasen je Fahrzeug (20) für nächsten 96 1/4h	1.920	96	184.320	67.276.800
Leitwarte	VK (via FTP)	9 Batterien, 9 PV, 10 Einspeiser, jeweils Istwerte P, im Mittel 4 Zeitstempel je Datei	112	96	10.752	3.924.480
VK	Leitwarte (via FTP)	Sollwerte als 1/4h Fahrplan für die nächsten 96 1/4 h für 9 Batterien, 9 PV und 10 Einspeiser	2.688	96	258.048	94.187.520
Ladesäulen (TUD-Server)	VK (via FTP)	1/4h Messwerte P, cos phi, U für 9 Säulen, einmal täglich	2.592	1	2.592	946.080
VK	Ladesäulen (TUD-Server)	Ampelphasen (5) für die nächsten 96 1/4h, einmal täglich abgeholt	96	5	480	175.200

Die Datenzugriffe waren je Projektpartner durch die Zugangsberechtigungen zu den relevanten Servern geregelt. Für jeden beteiligten Partner wurde mindestens ein User eingerichtet.

Für das W2W-System wurden die Testfälle zur Verifizierung des plausiblen und sicheren Datenverkehrs unterteilt in Modultests für alle Systemkomponenten bis hin zum Systemintegrationstest definiert [4].



### 3. Systemeinbindung in das Versorgungsgebiet ENTEGA und Einflüsse auf den Netzbetrieb

Die ENTEGA AG engagiert sich gemeinsam mit seiner Tochtergesellschaft e-netz Südhessen GmbH & Co. KG als Verteilnetzbetreiber aktiv in zahlreichen Projekten für die Energieversorgung von morgen. Im Rahmen des Projektes Well2Wheel übernahm die ENTEGA die Rolle des Projektkoordinators und brachte das bereits vorhandene Know-how und die Infrastruktur aus vorangegangenen Forschungsprojekten mit ein.

Ziel des Projektes Well2Wheel war es, die Elektromobilität in das Verteilnetz als aktive Komponente zu integrieren und über die Grenzen eines Netzbetreibers hinweg zu steuern.

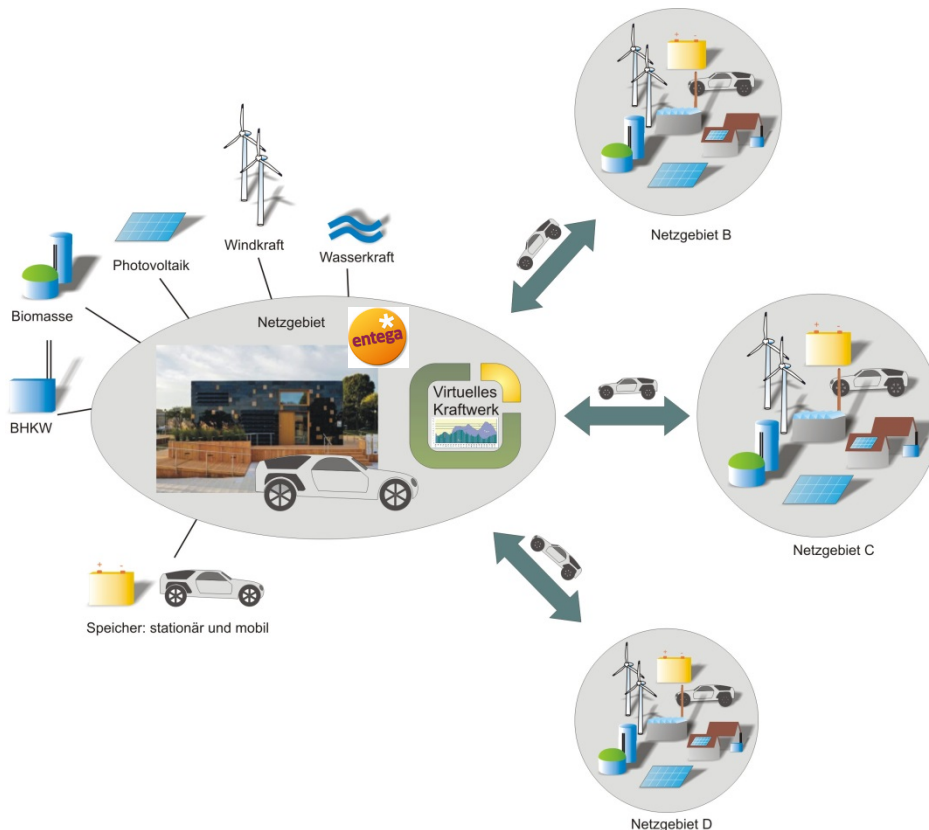


Abb. 3.1: Integration von Elektromobilität in das Energieversorgungssystem der Zukunft

Neben der rein primären Netztechnik rückt die Informations- und Kommunikationstechnik immer weiter in den Vordergrund und leistet einen entscheidenden Beitrag zur optimalen Integration neuer Netznutzer.

Innerhalb des Projektes wurde das Augenmerk jedoch nicht nur auf die technischen Komponenten gelegt, auch die Praxistauglichkeit und das Nutzerverhalten lagen im Fokus der Untersuchung. Mit Hilfe der sozialwissenschaftlichen Begleitforschung wurden diese genau betrachtet und ausgewertet. Die Realisierung des Projektes fand im Netzgebiet der ENTEGA statt. Dieses Gebiet bot aufgrund der bereits bestehenden Infrastrukturen für intelligente Energieversorgungsnetze der Zukunft (Smart Grids) eine geradezu ideale Testumgebung. Die Erweiterung dieser Infrastruktur und die Einbindung der mobilen Speicher in die Verteilnetze können den erforderlichen Netzausbau im Zuge der Energiewende mindern und leisten somit einen Beitrag zur Nachhaltigkeit.

### 3.1. Fahrzeuge und Ladestellen

Im Projekt wurde vorwiegend auf vorhandene Fahrzeuge und Ladestellen zurückgegriffen. Einige assoziierte Partner beschafften im Laufe des Projektes Fahrzeuge und installierten weitere Ladestellen. Die Bereitstellung dieser Fahrzeuge und Ladestellen erfolgte außerhalb des Projektes und belastete daher nicht das Projektbudget.

Darüber hinaus wurden durch die Projektpartner spezielle Ladesäulen beschafft und an ausgewählten Punkten in den Netzzellen installiert. Die ENTEGA beschaffte insgesamt 4 Ladesäulen, die in Darmstadt (Dornheimer Weg 24 und Frankfurter Straße 110), Mörfelden und Walldorf installiert wurden. Von der TU modifizierte Ladesäulen wurden an folgenden Standorten installiert:

- SurPLUShome (Darmstadt, El-Lissitzky-Straße 3A, Mennekes Light 11)
- Versuchsstand (Darmstadt, Landgraf-Georg-Straße 6, Mennekes Light 11)
- ENTEGA Querverbundleitstelle (Darmstadt, Dornheimer Weg 24, ABB eCharger AC 11 kW)
- Electromobility Center (Darmstadt, Ottilie-Bock-Straße 2A, ABB eCharger AC 11 kW)
- ETA-Fabrik (Darmstadt, Franziska-Braun-Straße, ABB eCharger AC 11 kW)
- Verfügungsgebäude Elektrotechnik (Darmstadt, Fraunhoferstraße 4, Mennekes Amtron Xtra 22 C2 Wallbox)

Der Markt wurde dabei hinsichtlich der Anbieter von Ladesäulen geprüft. Ausgewählt wurden Hersteller, die bereit waren, die Anforderungen des Projektes in Bezug auf die Weiterentwicklung der Ladesäulen zu erfüllen. Auf Basis dieser Kriterien erfolgte die Auftragsvergabe. Die TU prüfte den Markt insbesondere nach möglichen Anbietern von Ladesäulen, mit deren Hilfe ein gesteuertes Laden von E-Mobilen umgesetzt werden konnte. Auch die Eignung zur Anbindung an die vorhandene KNX-Gebäudesteuerungstechnik vom Versuchsleitstand „SurPLUShome“ (verfügbare Datenaustauschprotokolle, Platzangebot in Ladesäulen für Einbau von Zusatzkomponenten wie Schaltaktoren) spielte diesbezüglich eine wichtige Rolle.

#### 3.1.1. Ist-Aufnahme Fahrzeugtypen und Fahrzeugflotte

Die Fahrzeugflotte für dieses Projekt setzte sich aus den Fahrzeugen unterschiedlicher Unternehmen und Institutionen zusammen, die sich vor allem in der Art der Nutzung wesentlich unterschieden. Die nachfolgende Auflistung gibt einen Überblick zu den während der gesamten Projektlaufzeit eingesetzten Fahrzeugen. Im Verlauf des Projektes wurden zusätzlich zeitweise noch weitere Fahrzeuge eingesetzt.

##### ENTEGA-Konzern:

2 Opel Ampera  
2 Mitsubishi i-MiEV  
6 Renault Kangoo

##### Handwerkskammer Rhein-Main:

2 Opel Ampera

##### Stadt Darmstadt (EAD):

4 Aixam Mega Kleinlastwagen als Müllsammler

##### Fraunhofer LBF Darmstadt:

1 eSmart  
1 Nissan Leaf  
2 Govecs Roller

##### Hessisches Immobilienmanagement (Hessische Landesregierung):

20 Opel Ampera  
6 eSmart

### 3.1.2. Übersicht der Fahrzeugtypen und der technischen Fahrzeugdaten

In nachfolgender Tabelle 3.1 ist ein Auszug aus der Übersichtstabelle „140212-1-1-Fahrzeuge-Module-V9.xls“ zu den technischen Daten der einzelnen Fahrzeugtypen enthalten.

Die Tabelle diente als Grundlage für die Planung zur Ausstattung der Fahrzeuge mit der COM-Box (Continental). Die COM-Boxen ermöglichten es festzustellen, wo das jeweilige Fahrzeug sich gerade aufhält (genaue Adresse), ob es fährt, parkt oder lädt und wie hoch der aktuelle Ladezustand ist (siehe Abschnitt 2.3.3 und Kapitel 5).

**Tab. 3.1: Auszug aus der Übersicht „Fahrzeugtypen“ - Technische Daten**

#### Allgemeine Fahrzeugdaten

Hersteller	Nissan	Daimler
Fahrzeugtyp	Leaf	e Smart
Beschleunigung 0 - 100 km/h [s]	11,9	11,5

#### Motordaten elektrisch

Motor/Bauart	Synchron- Elektromotor, permanenterregt	Synchron- Elektromotor, permanentmagnet
Antrieb	front	heck
Stromart	Wechselstrom	Wechselstrom
Leistung [kW]	80 (109 PS)	55 (75 PS)
bei U/min	2730-9800	
Drehmoment [Nm]	280	130
bei U/min	0-2730	
Energieverbrauch [kWh/100km]	17,3 (im Test 17,4)	14,3-15,1
Reichweite NEFZ [km]	199 (im Test 160)	145
max. Geschwindigkeit [km/h]	145	125
Ladeleistung [kW]	50	
Ladestrom [A]	10	13; 16 (bei 400 V Wallbox)
Speicherkapazität [kWh]	24	17,6
Speichertyp	Li-Ion	Li-Ion
Ladezeit [hh:mm]	08:00 Gleichstrom- Schnellladung (0% auf 80%)	06:00 (01:00 Schnellladung 22kW)
Betriebsspannung [V]	360	339-391

#### Motordaten Otto

Zylinder		
Hubraum [cm³]		
Leistung [kW]		
bei U/min		
Drehmoment [Nm]		
bei U/min		
Energieverbrauch [l/100km]		
Reichweite [km] (gesamt)		
max. Geschwindigkeit [km/h]		

Die Fahrzeuge der einzelnen Projektpartner und assoziierten Partner wurden in der Übersichtstabelle (Tabelle 3.2) auch bezüglich Standort und Verfügbarkeit näher beschrieben und anhand der benannten „Heimatsteckdose“ einer Netzzelle zugeordnet.

Tab. 3.2: Auszug aus der Übersicht „Fahrzeugtypen“ - Standort, Verfügbarkeit, Netzzelle

Fahrzeugflotte HI							
Fahrzeug	Ampera	Ampera	Ampera	Ampera	Ampera	Ampera	Ampera
Eigentümer							
Hersteller	Opel	Opel	Opel	Opel	Opel	Opel	Opel
Fahrzeugtyp	Ampera	Ampera	Ampera	Ampera	Ampera	Ampera	Ampera
Baujahr							
Kennzeichen	WI-HI 1100	WI-HI 1102	WI-HI 1103	WI-HI 1104	WI-HI 1105	WI-HI 1106	WI-HI 1200
Ansprechpartner	Herr Presser	Herr Presser	Herr Presser	Herr Presser	Herr Presser	Herr Presser	Herr Maaz
Abteilung	NL Darmstadt	NL Darmstadt	NL Darmstadt	NL Darmstadt	NL Darmstadt	NL Darmstadt	NL Frankfurt
Leasingdauer	bis Januar 2016	bis Juni 2015	bis Juni 2015	bis Juni 2015	bis Juni 2015	bis Juni 2015	bis Januar 2016
Heimatsteckdose	64293 Darmstadt Kasinostraße 9	64293 Darmstadt Kasinostraße 9	64293 Darmstadt Kasinostraße 9	64293 Darmstadt Kasinostraße 9	64293 Darmstadt Kasinostraße 9	64293 Darmstadt Kasinostraße 9	60327 Frankfurt Gutleutstraße 116-124
	Tiefgarage, nicht öffentlich	Tiefgarage, nicht öffentlich	Tiefgarage, nicht öffentlich	Tiefgarage, nicht öffentlich	Tiefgarage, nicht öffentlich	Tiefgarage, nicht öffentlich	Tiefgarage, nicht öffentlich
Nutzung							
zu erwartende Pendlerstrecken	Bereich Darmstadt	Bereich Darmstadt	Bereich Darmstadt	Bereich Darmstadt	Bereich Darmstadt	Bereich Darmstadt	Bereich Frankfurt
tägl. Kilometerleistung	50	50	50	50	50	50	25
Art der Nutzung	Poolfahrzeug	Poolfahrzeug	Poolfahrzeug	Poolfahrzeug	Poolfahrzeug	Poolfahrzeug	Poolfahrzeug
Standort	Darmstadt	Darmstadt	Darmstadt	Darmstadt	Darmstadt	Darmstadt	Frankfurt
Netzzellen	Darmstadt	Darmstadt	Darmstadt	Darmstadt	Darmstadt	Darmstadt	Rhein-Main

Neben der rein technischen Bestandsaufnahme und lokalen Zuordnung war es ebenfalls wichtig, die Nutzer der Fahrzeuge über die Vorhaben zu unterrichten und in das Projekt zu integrieren. Wichtig in diesem Zusammenhang war das Einverständnis der Nutzer, dass die erhobenen Daten für Forschungszwecke verwendet werden dürfen. Diese Information wurde den einzelnen Nutzern jeweils durch Ansprechpartner des assoziierten Projektpartners mitgeteilt und in einem Gestattungsvertrag schriftlich fixiert.

### 3.1.3. Installation Ladesäulen

Die für die projektspezifischen Anwendungen beschafften Ladesäulen der Projektpartner wurden in den verschiedenen Netzzellen installiert. Nachfolgend ein Beispiel einer installierten Ladesäule bei ENTEGA. An den Standorten der ENTEGA in Darmstadt (Dornheimer Weg 24 und Frankfurter Straße 110) wurden speziell für das Projekt zwei unterschiedliche Ladesäulen installiert, unter anderem mit einer direkten Anzeige der Rot-Grün-Phasen.



Abb. 3.2: Ladesäule Dornheimer Weg, Darmstadt



Abb. 3.3: Design der für gesteuertes Laden ausgerüsteten Ladesäulen mit Ampelanzeige

Die Auswahl der Standorte erfolgte anhand technischer und rechtlichen Gegebenheiten. Einige Ladesäulen wurden seitens der TU Darmstadt speziell für das Projekt mit einer Hardware zur zeitlichen Steuerung der Ladezyklen ausgestattet und kommunikationstechnisch angebunden. Diese Ladesäulen erhielten zusätzlich eine Ampelanzeige (Rot - Grün).

### 3.2. Visualisierung von aktuellen Tarifen (Ampelphasen) und Prognosen für Nutzer

Für die Auswahl von Ladezeiten und die Umsetzung von Ladestrategien gibt es zwei unterschiedliche Möglichkeiten: die Steuerung der Ladung und die direkte Ladung, die beide im Rahmen des Projektes erprobt wurden.

Die Steuerung der Ladung basiert auf Preisanreizen. Dem Nutzer wurde dabei über die Visualisierung eines variablen Stromtarifs (Ampelphasen) ein Anreiz zur zeitlichen Verschiebung des Ladevorgangs gegeben. Es lag keine automatische Steuerung des Ladevorgangs vor. Zur Tarifvisualisierung wurde im Projekt auf unterschiedliche Möglichkeiten zurückgegriffen. Zum einen hatten die Nutzer über ihr Mobiltelefon oder auf der Projekt-Homepage die Möglichkeit, die aktuell gültigen Ampelphasen sowie eine Prognose für den kommenden Tag einzusehen. Zusätzlich wurden für öffentliche Ladepunkte wie Parkhäuser im Projekt spezielle Tarifvisualisierungsboxen entwickelt, die den Besitzern von E-Mobilen an öffentlichen Ladeparkplätzen den aktuell gültigen Ampeltarif sowie eine Vorschau für die kommenden 18 Stunden signalisierten.

#### 3.2.1. Webseite im Internet

Im Internet konnte die derzeitige Ampelphase wie auch die Prognose für den gesamten Tag und den Folgetag über die Adresse <http://well2wheel.de/map.php> abgefragt werden. Das Eingangsmenü zum Webportal ist in Abbildung 3.4 gezeigt. Nach Auswahl der Netzzelle oder Eingabe der Postleitzahl für den entsprechenden Ladepunkt wurde die aktuelle Prognose angezeigt, auf Wunsch auch die Prognose für den Folgetag. Die Ansichten sind nachfolgend in den Abbildungen 3.5 und 3.6 dargestellt.

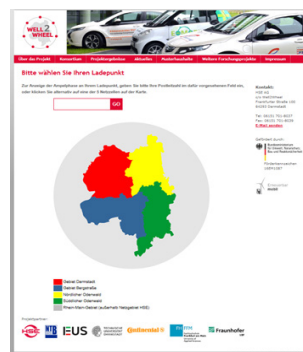


Abb. 3.4: Abruf der Ampelphasen im Internet



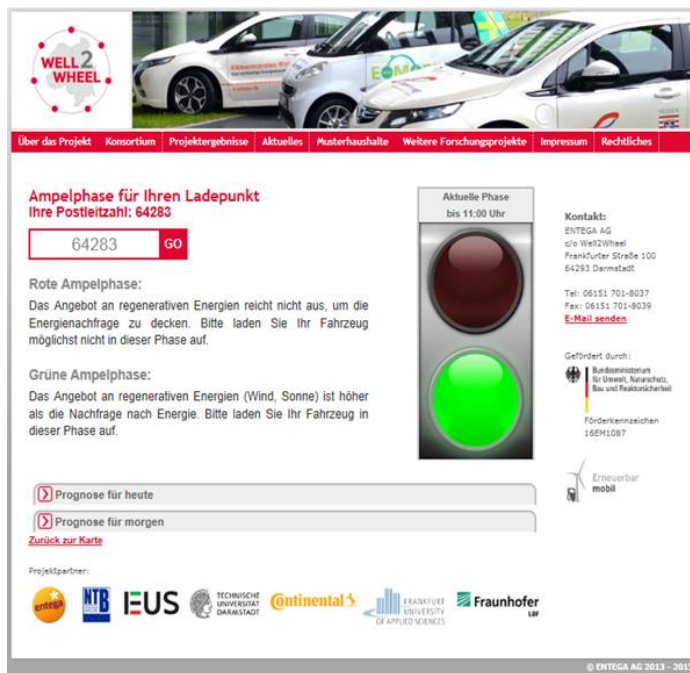


Abb. 3.5: Aktuelle Ampelphase

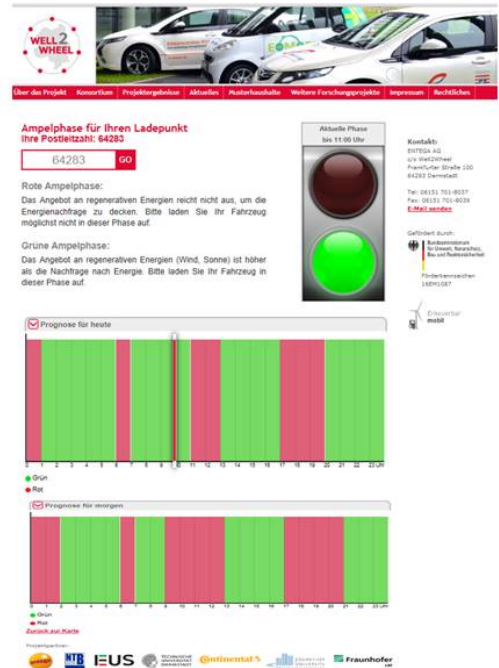


Abb. 3.6: Prognose für heute und morgen

### 3.2.2. Nutzung von Smart Phone oder Tablet

Speziell für Smartphones und Tablets wurde im Rahmen des Projektes eine mobile Darstellung entwickelt, mit der die aktuelle Ampelphase und die Prognose für den derzeitigen und den Folgetag abgefragt werden konnte. Nach Standortwahl anhand von Postleitzahlen erhielt der Nutzer die netzzellenspezifischen Ampelphasen.

Die Visualisierung der Ampelphasen per Smart Phone wurde zunächst als Pilotierung entworfen, den Nutzern vorgestellt und mit ihnen diskutiert. Das Design wurde mit Hilfe des Nutzer-Feedbacks entsprechend gewählt und implementiert.

Die Möglichkeit der Ampelphasendarstellung über das Smart Phone oder Tablet ist in Abbildung 3.7 gezeigt.

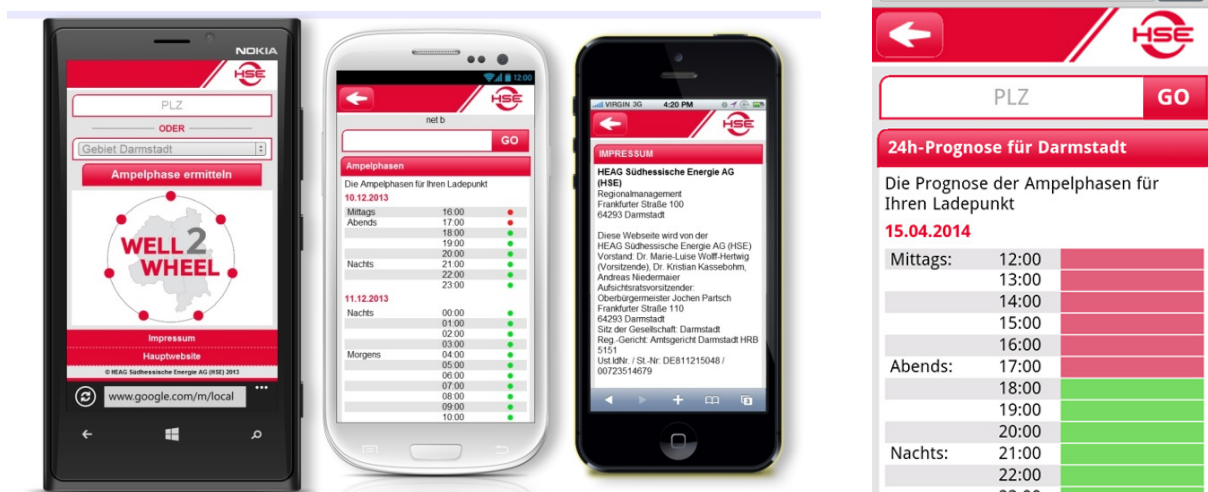


Abb. 3.7: Smart-Phone- und Tablet-Darstellung der Ampelphasen

Der Nutzer wählt im Eingangsменю seinen Standort nach Postleitzahl aus, womit die Zuordnung zur Netzzelle erfolgen konnte. Im darauf folgenden Display wurden die aktuelle Ampelphase sowie die prognostizierten Änderungen im Tagesverlauf angezeigt. Eine Erläuterung der Bedeutung der Ampelphasen wurde gegeben.

### 3.2.3. Signalboxen und steuerbare Ladesäulen

Wie bereits unter 3.1. beschrieben wurden spezielle Tarifsignalboxen und Ladesäulen installiert, die anhand einer Ampelanzeige die jeweils aktuellen (Rot/Grün) Tarife anzeigen.

Ein Teilaspekt bei der Entwicklung der Tarifsignalboxen war eine kostengünstige Umsetzung. Aus diesem Grund wurde bei der Entwicklung auf einen Mikrocontroller und nicht auf eine robustere SPS-Lösung zurückgegriffen. Der Einplatinencomputer „Raspberry Pi“ stellte sich dabei als geeignetste Basisplattform heraus. Dies lag an der großen Anzahl an Schnittstellen, die die Ansteuerung eines Displays erlauben, der kostengünstigen Beschaffung, der geringen Größe der Platine sowie der frei zugänglichen Software zur Programmierung.

Diese Signalboxen (Abbildung 3.8) wurden an verschiedenen Standorten der Konsortialpartner, wie auch der assoziierten Partner installiert. Die Auswertung des Verhaltens der Nutzer auf diese Signale ist in Kapitel 7 enthalten.

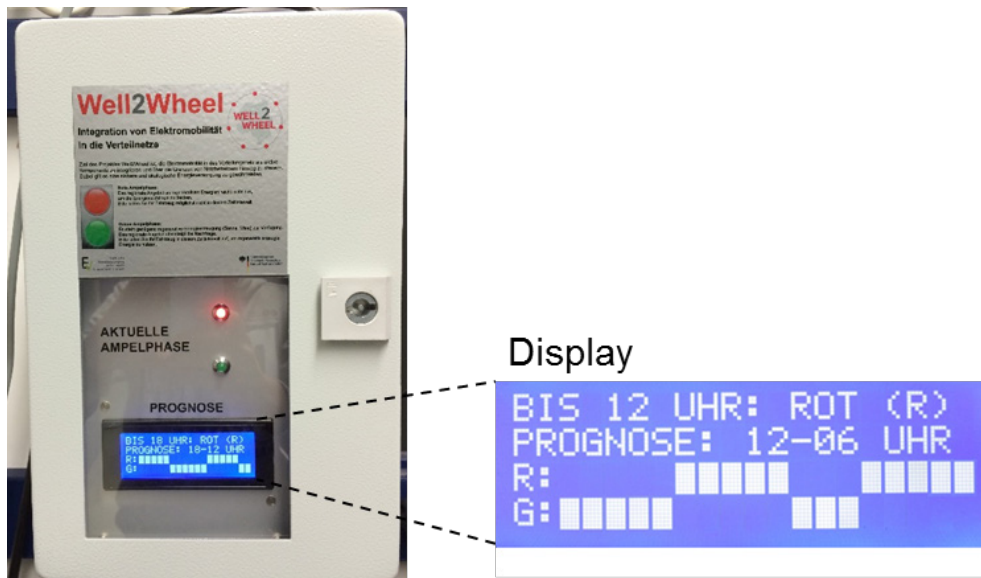


Abb. 3.8: Tarifsignalbox mit Rot-Grün-Anzeige und Display

Neben der technischen Umsetzung in den verschiedenen designten Tarifsignalboxen wurde auch die Modifikation einer Ladestation zum steuerbaren Laden über eine Raspberry Pi, als ökonomische Variante, untersucht und auf Praxistauglichkeit getestet (Abbildung 3.9).





Abb. 3.9: Unterschiedliche Designs der Signalboxen (links) und steuerbare Ladestation mit Raspberry Pi (rechts)

Auf dem Display der Visualisierungsboxen wurden neben der Ampeltarifvorschau für die kommenden 18 Stunden auch Statusmeldungen wie interne Fehler oder eine fehlerhafte Tarifabfrage angezeigt. Die Signalboxen bestanden lediglich aus dem Mikrocontroller, einem kompakten Display, LEDs zur Tarifanzeige sowie einem UMTS-Stick mit Router, der als Kommunikationsmedium für die Tarifabfrage diente. Die Visualisierungsboxen konnten somit ortsunabhängig verwendet werden, es musste im Vorfeld lediglich zur korrekten Tarifabfrage die Netzzelle eingestellt werden, in der die jeweilige Box zum Einsatz kam. Der ortsunabhängige Aufbau erweiterte auch den Bereich möglicher Anwendungen, weshalb die Tarifanzeigen neben der Elektromobilität auch im Haushalt für energieintensive, flexible Verbraucher wie Waschmaschinen zum Einsatz kommen könnten. Zu Demonstrationszwecken wurde eine der Tarifsinalboxen im SurPLUShome der TU Darmstadt installiert (3.10).



Abb. 3.10: Signalbox im SurPLUShome

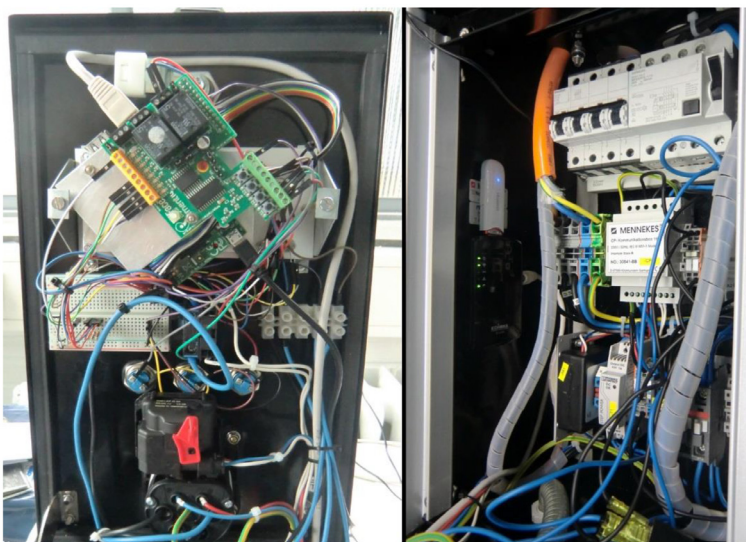
Die Signalboxen sollten als kostengünstige Alternative für die Anzeige der Ampelphasen an öffentlichen Ladeparkplätzen dienen. Dies konnte vollständig umgesetzt werden, jedoch hat sich im Dauerbetrieb gezeigt, dass eine Lösung auf Basis des Mikrocontrollers im permanenten Einsatz nur eine geringe Zuverlässigkeit besaß. Dies begann mit der Verkabelung der einzelnen Komponenten (z.B. zwischen Platine und LEDs), welche sich äußeren Einflüssen gegenüber als nicht robust genug erwiesen hat. Das größte Problem war jedoch die Hitzebeständigkeit der UMTS-Sticks. Diese überhitzen im Dauerbetrieb schnell, was zu Verbindungsunterbrechungen führte und häufig einen

manuellen Neustart notwendig machte. Wetterbedingte Einflüsse bei einem Betrieb außerhalb der Laborumgebung, wie starke Kälte oder Hitze, verringerten die Zuverlässigkeit weiter.

Unabhängig von der Art der Umsetzung einer indirekten Lastverschiebung über Preisanreize haben unterschiedliche Forschungsvorhaben gezeigt, dass die langfristigen Effekte auf das Nutzerverhalten auf Basis einer indirekten Steuerung durch Anreize nur gering ausfallen [4]. Aus diesem Grund wurde auf eine indirekte Ladesteuerung über Tarifvisualisierung nur an Standorten zurückgegriffen, an denen eine direkte Ladesteuerung aus ökonomischer oder technischer Sicht nicht möglich war, beispielsweise wenn an einem Ladeplatz das Laden des E-Mobils über eine konventionelle 230-V-Steckdose erfolgt.

Da über indirekte Steuerungsansätze nur geringe Lastverschiebungspotenziale ausgeschöpft werden können, wurde im Projekt bei neu installierten Ladepunkten auf eine direkte Steuerung zurückgegriffen. Bei der direkten Ladesteuerung wurden die Ladevorgänge automatisch durch ein Fernsteuersignal gesteuert, welches den Ladevorgang freischaltet, beendet oder auch die Höhe der Ladeleistung anpasst. Hierfür wurde eine bidirektionale Kommunikation zwischen Ladestation und Kontrollzentrum benötigt, um die Steuersignale zu übermitteln oder das Vorhandensein eines Fahrzeugs zu bestätigen. Zur Umsetzung einer direkten Ladesteuerung wurden im Projekt Ladestationen modifiziert, um die Ladevorgänge automatisiert entsprechend der Ampelsignale des virtuellen Kraftwerks zu steuern. Hierbei wurde zum Vergleich zum einen auf unterschiedliche Hersteller und Modelle von Ladestationen zurückgegriffen, zum anderen zwei unterschiedliche Ansätze bei der technischen Umsetzung verfolgt. Um die Akzeptanz der Nutzer zu erhöhen, wurde in allen Ladesäulen neben dem Modus „Ampel-Modus“ ein sogenannter „Sofort-Lademodus“ implementiert, der dem Fahrzeugbesitzer bei dringendem Ladebedarf ein sofortiges Laden seines E-Mobiles ermöglichte, selbst wenn ein rotes Ampelsignal vorlag.

In der nachfolgenden Abbildung 3.11 ist die bereits erwähnte Umsetzung der Mennekes Wandladestation Basic mit einer Raspberry Pi dargestellt. Es ist zu sehen, wie mit Hilfe einer Relais-Schaltung in den Ladekreislauf der Ladestation eingegriffen wurde. An der Innenseite des Gehäuses der Ladestation wurde der UMTS-Stick für die bidirektionale Kommunikation angebracht. Wie zuvor bei den Tarifsinalboxen beschrieben hat sich eine Raspberry Pi Einheit als nicht beständig genug für den Dauerbetrieb herausgestellt. Bei dieser Umsetzung waren aufwendige Kontrollen und regelmäßige Wartung notwendig, weshalb weitere Entwicklungen nicht mehr betrachtet und SPS-Lösungen favorisiert wurden.

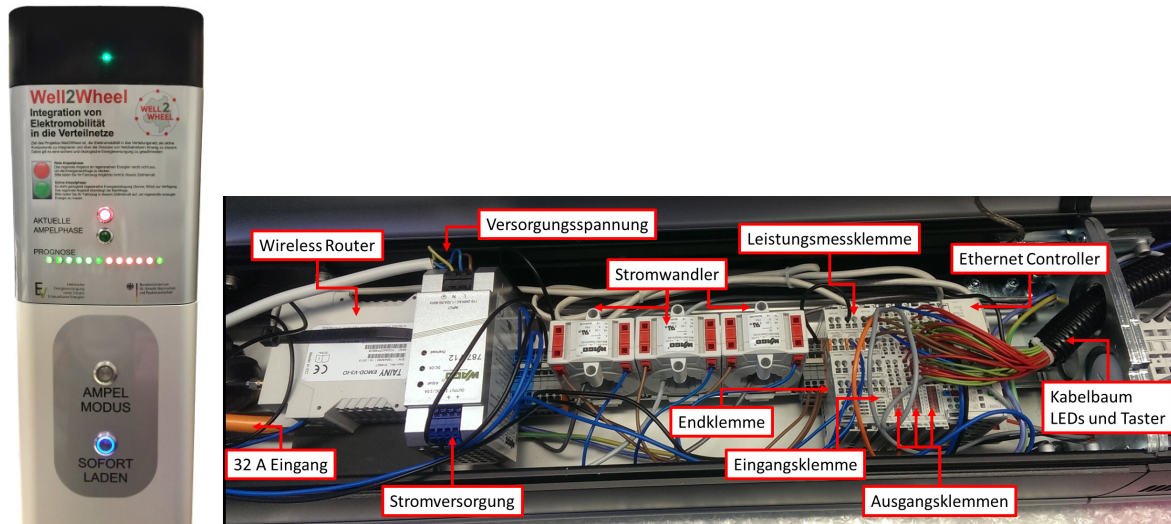


**Abb. 3.11: Modifizierte Mennekes Wandladestation zur Ladesteuerung mit Raspberry Pi**

Die erste modifizierte Ladestation für ein gesteuertes Laden basierte auf einer Ladesäule des Modells ABB eCharger. Zur Realisierung der Ladesteuerung wurde eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) des Herstellers WAGO gewählt. In Abbildung 3.12 (links) ist die Frontansicht der modifizierten Ladesäule von ABB zu sehen. Die rechte Abbildung zeigt das Innere der modifizierten Ladesäule mit den implementierten Steuerungskomponenten. Es ist zu sehen, dass die Kommunikation, wie bei den

Tarifsignalboxen, über das mobile Datennetz erfolgte. Allerdings wurde hier ein leistungsfähigerer Wireless Router verwendet, der im Vergleich zu einem UMTS-Stick über eine höhere Sende- und Empfangsleistung verfügt. Die SPS zur Steuerungskontrolle verfügte über eine Vielzahl an Aus- und Eingängen, um sowohl die LEDs, welche zur Visualisierung des Ampeltarifs dienen, als auch die Relais zur Steuerung des Schaltkreislaufes der Ladevorgänge, zu schalten.

Eine weitere Modifikation im Vergleich zur Grundausstattung der Ladesäule, sind die in Abbildung 3.12 zu sehenden Stromwandler je Phase, welche zur Messung elektrischer Größen, wie der Phasenspannung oder dem Leistungsfaktor, dienen. Diese Messdaten konnten an das Kontrollzentrum übermittelt und dort zur Netzführung verwendet werden. Gespeist wurde die SPS aus der Stromversorgung der Ladesäule und benötigte somit keine separaten Stromanschlüsse.



**Abb. 3.12: Frontansicht der modifizierten ABB Ladesäule mit Tarifsignalen (links) und Komponenten (rechts)**

Nachfolgend wird die technische Umsetzung der Schaltsteuerung genauer erläutert. Der Eingriff in den Schaltkreis der Ladesäulen ist bei beiden Typen vom Prinzip her ähnlich und wird deshalb an dieser Stelle exemplarisch anhand des Schaltplans der ABB Ladesäule erläutert (Abbildung 3.13).

Innerhalb der Ladesäule ist der Ladeschutz die technische Komponente, die den Ladestrom für ein E-Mobil freigibt. Deshalb wurde für die Modifizierung die Ladesteuerung an dieser Stelle integriert. Ziel war es, mit Hilfe eines Signales aus der Steuereinheit, hier der SPS, den Ladeschutz zu schalten und darüber den Ladevorgang freizugeben. Um eine Freigabe durch die SPS zu implementieren, wurde die Steuerspannung, die zu den Spulen des Ladeschützes führt, unterbrochen. Dies geschah durch den Einsatz eines Relais (Steuer Relais), welches Spannungen bis 230 V AC schalten konnte und dazu eine Steuerspannung von 24 V DC benötigte, welche die SPS zur Verfügung stellen konnte. Um zu überprüfen, ob die Ladestation bereit war (ob ein E-Mobil fehlerfrei angeschlossen war), wurde ein weiteres Relais (ESB Relais) eingesetzt, welches parallel zum Ladeschutz verbaut war. Hier wurden die Steuerkontakte dieses Relais verwendet, da eine Gleichspannung erkannt werden sollte.



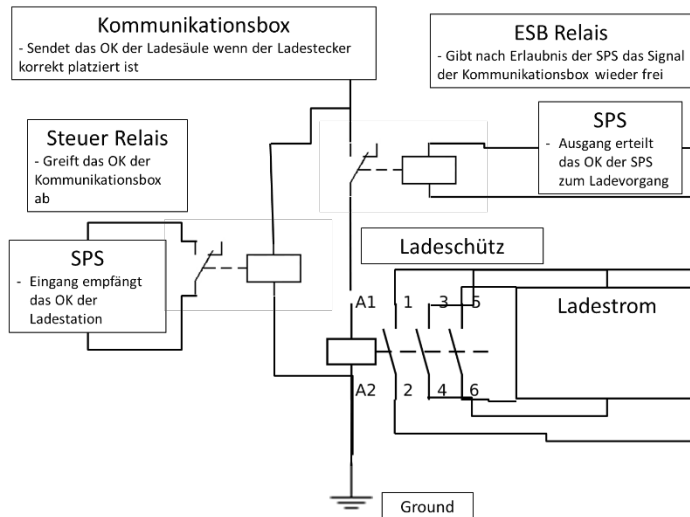


Abb. 3.13: Schaltplan der direkten Ladesteuerung in einer Ladesäule

Der zweite für ein gesteuertes Laden modifizierte Typ von Ladesäule war eine Mennekes Light 11. Der große Unterschied bei der Umsetzung im Vergleich zu der ABB Variante war die Integration in das Energiemanagement eines Gebäudeautomatisierungssystems. Mit Hilfe des Gebäudeautomatisierungsnetzwerks KNX konnte die Ladesäule in das Energiemanagement eines Hauses integriert werden. Die Steuerungsbefehle bzw. Ampeltarife wurden entsprechend über den KNX-Feldbus übertragen. Abbildung 3.14 zeigt die fertige Ausführung der modifizierten Mennekes Ladesäule. Auch hier konnte über Taster zwischen dem „Ampel-Modus“ und einem „Sofort-Lademodus“ gewählt werden. Die Ladesäule besaß nur eine Anzeige der aktuellen Tarifphase und keine Prognose für die kommenden Stunden, da davon ausgegangen wurde, dass alle Schalthandlungen über das intelligente Energiemanagement des Hauses durchgeführt bzw. vom Nutzer von dort aus komfortabel bedient wurden.

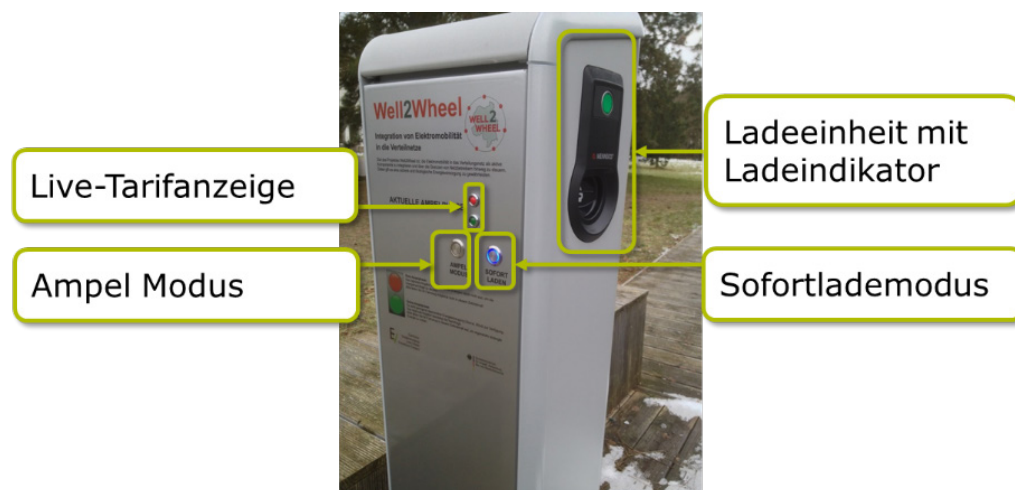


Abb. 3.14: Modifizierte Ladesäule Mennekes Light 11

Technisch war die direkte Ladesteuerung innerhalb der Mennekes Ladesäule ähnlich gelöst wie bei der ABB Variante. Anstatt der beiden Relais wurde hier jedoch die „Pilot-Box“ des Herstellers WAGO verwendet. (Schaltplan in Abbildung 3.15) Diese Box überprüfte selbstständig, ob ein Fahrzeug an der Säule angeschlossen war („Plugin\_Detection“) und ermöglichte über ein Steuer-Signal des KNX-Netzwerkes („Release“) die Freigabe des Ladeschützes der Ladestation („Charge“). Zusätzlich ließ sich mit der „Pilot-Box“ ein maximaler Ladestrom („Act\_Max\_Curr“) festlegen, über den die Ladestromstärke, entsprechend der gewählten Optimierungsstrategien im Energiemanagement des Hauses (Abschnitt 3.6), freigegeben wurde.

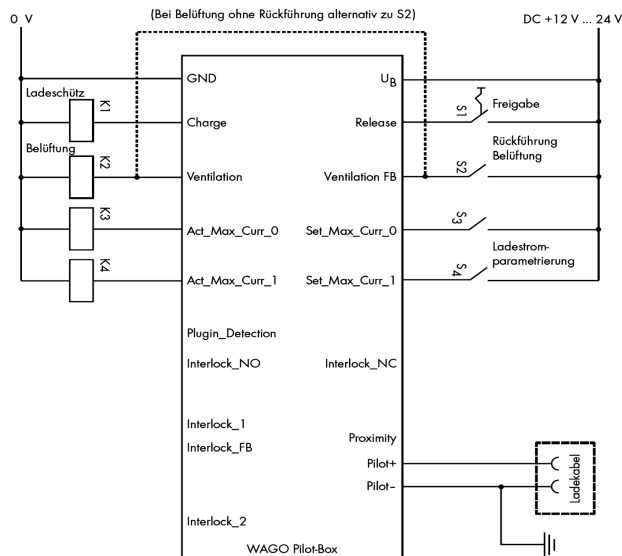


Abb. 3.15: Schaltplan der WAGO "Pilot-Box"

Im Laufe des Projektes wurde die neu auf dem Markt erschienene Amtron Wandladestation der Firma Mennekes als preisgünstige Alternative identifiziert (Abbildung 3.16). Daraus ergab sich die Fragestellung, ob diese Ladestation mit ihrer kompakteren Bauform kostengünstig für eine Ladesteuerung modifiziert werden kann. Es stellte sich heraus, dass sich mit dem neuen Modell eine Steuerung des Ladevorgangs über die Ampeltarife durchaus kostengünstig realisieren lässt, da die Ladestation bereits von Haus aus über einen Steuereingang zur Anpassung der Ladeleistung verfügt. Für die Übermittlung von Tarifdaten und die Generierung des Steuerungssignals sind jedoch zusätzliche Komponenten (24 V DC Stromversorgung, SPS, Funkrouter) wie in der modifizierten ABB Ladesäule eCharger notwendig. Diese sind aus Platzgründen nur schwierig in der kompakten Wandladestation unterzubringen.



Abb. 3.16: Mennekes Amtron Wallbox (links), Versuchsaufbau zur Ladesteuerung (Mitte), Charging App (rechts)

Zusätzlich bot der Hersteller eine App an, über welche die Ladeleistung zeitlich variabel angepasst werden konnte. Jedoch war hierüber gegenwärtig nur eine manuelle Anpassung und keine automatisierte Ladesteuerung mittels Day-Ahead-Tarifsignalen eines Energieversorgers oder virtuellen Kraftwerks möglich.



### 3.3. Netzzellen ENTEGA

Ziel der Aufteilung in Netzzellen war es, das Pendlerverhalten der Zukunft darstellen zu können, da sich die Mobilität der Nutzer in den letzten Jahrzehnten bereits deutlich verändert hat. Um im Projekt unterschiedliche Netzbetreiber mit virtuellem Kraftwerk darzustellen, war es notwendig, die Rhein-Main-Neckar-Region in fünf Netzzellen einzuteilen. Für jede Zelle wurde ein eigenes Datenmodell im virtuellen Kraftwerk modelliert. Aus diesem Grund musste bei der Auswahl der Standorte für Ladesäule und Fahrzeuge, wie auch der Nutzer, die modellierte Netzstruktur berücksichtigt werden.

#### 3.3.1. Zuordnung Ladestelle - Fahrzeug - Netzzelle

Das Projekt sollte zeigen, dass eine Integration dieser Fahrzeuge in das Verteilnetz und der Verbrauch regional regenerativ erzeugter Energie auch über die Grenzen eines Energieversorgers hinaus möglich sind. Gemäß dem zellularen Ansatz von in Deutschland verteilten selbstbilanzierenden Verteilnetzzellen [5] wurde das Netzgebiet der ENTEGA in vier Bereiche eingeteilt, die je über ein virtuelles Kraftwerk mit eigenem Datenmodell verfügen. Aufgrund der unterschiedlichen Struktur der Gebiete ergaben sich auch jeweils andere Ampelphasen, die als Orientierung zum Laden der Fahrzeuge dienen sollten.

Im Projekt wurden die folgenden Netzzellen (Abbildungen 2.3 und 3.17) definiert:

- Darmstadt (DA)
- Bergstraße (BS)
- Nördlicher Odenwald (NO)
- Südlicher Odenwald (SO)
- Rhein-Main (außerhalb des ENTEGA Netzgebietes)

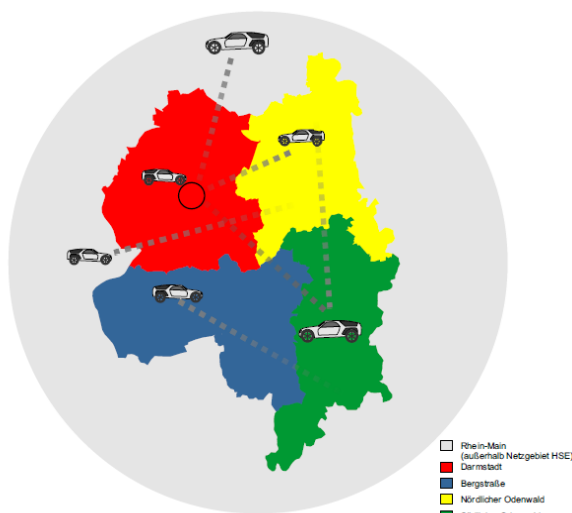


Abb. 3.17: Aufteilung der ENTEGA Netzzellen

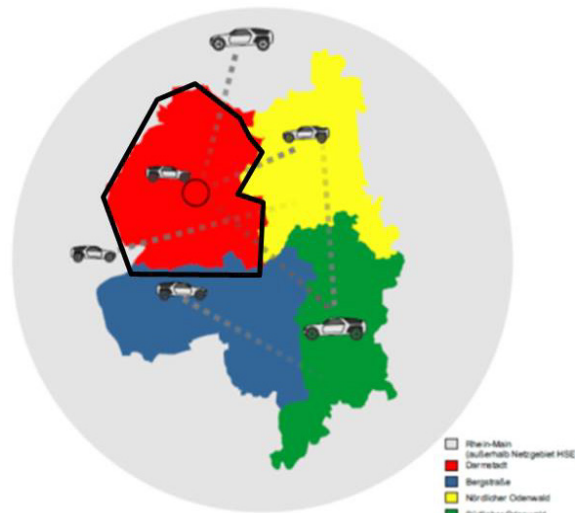


Abb. 3.18: Polygonbildung für die Netzzellengrenze

#### 3.3.2. Bestimmung der Netzzelle aus GPS-Koordinaten

Die Bestimmung der Netzzelle, in der sich das jeweilige Fahrzeug gerade befand, erfolgte anhand von GPS-Koordinaten. Im virtuellen Kraftwerk wurde eine Polygongrenze (Abbildung 3.18) anhand der Koordinaten und eine Formellogik zur Auswertung hinterlegt, anhand derer die aktuelle Netzzelle bestimmt werden kann.

### 3.4. Feldtest „Netzzellenüberschreitungen“

Die Durchführung des Feldtests dokumentierte die Sicherstellung der Mobilität unabhängig vom jeweiligen Netzbetreiber. Die Netzzellenstruktur diente stellvertretend als Beispielfall für ein System, das in Ballungszentren genutzt werden kann.

Die Verbundpartner EUS, Continental und ENTEGA führten den Feldtest nach vorbereitenden Maßnahmen gemeinsam und in Absprache durch.

#### 3.4.1. Fahrstrecke und Messpunkte

Zur Durchführung des Feldtests mit Netzzellenüberschreitungen wurde vorab eine Fahrstrecke festgelegt, die verschiedene Messpunkte aus allen Netzzellen enthielt.

Die einzelnen Messpunkte wurden wie folgt festgelegt:

- Darmstadt (DA)
- Roßdorf (NO)
- Groß-Umstadt (NO)
- Wiebelsbach (NO)
- Höchst (NO)
- Langenbrombach (SO)
- Beerfurth (BS)
- Lindenfels (BS)
- Zwingenberg (BS)
- Bickenbach (DA)

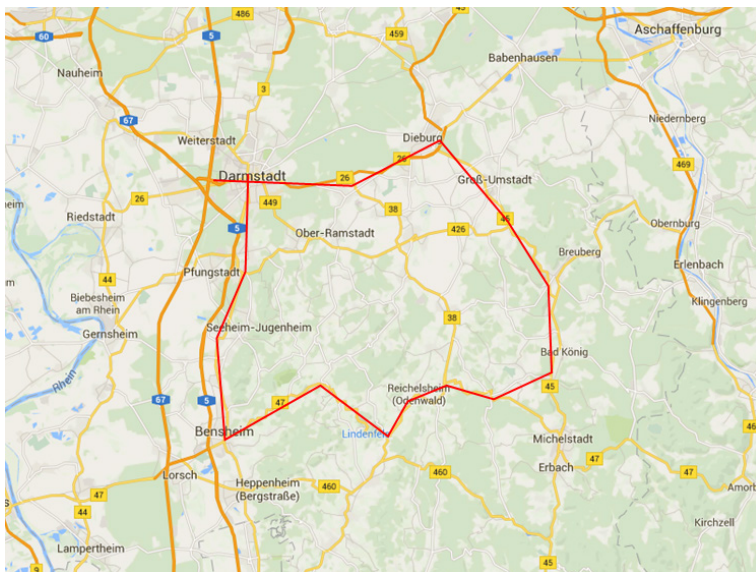


Abb. 3.19: Fahrstrecke mit Messpunkten

#### 3.4.2. Testlauf

In Absprache mit EUS wurden entsprechende Testfahrten durchgeführt, in denen mehrfach die Grenzen der verschiedenen Netzzellen überschritten wurden und somit eine genaue Analyse erfolgen konnte, wie diese Grenzüberschreitungen sich im System darstellen. Der Projektpartner Continental stellte für den Test die Frequenz der Abfrageraten auf 2 Minuten ein, um detaillierte Ergebnisse auswerten zu können.

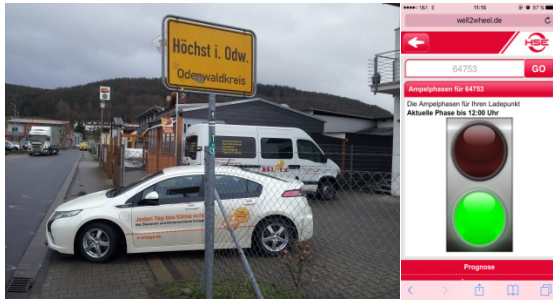


Abb. 3.20: Messpunkt Höchst (grün)

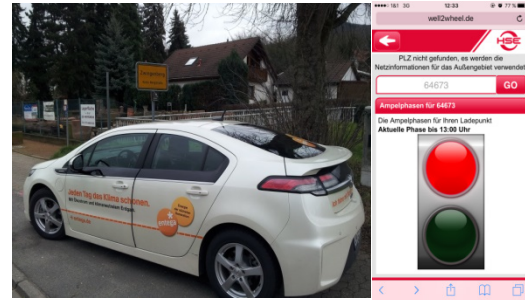


Abb. 3.21: Messpunkt Zwingenberg (rot)

In den Abbildungen 3.20 und 3.21 sind die Messungen an zwei Standorten dargestellt. Die Grafik in Abbildung 3.22 stellt den Wechsel der Netzzellen während der Testfahrt dar.

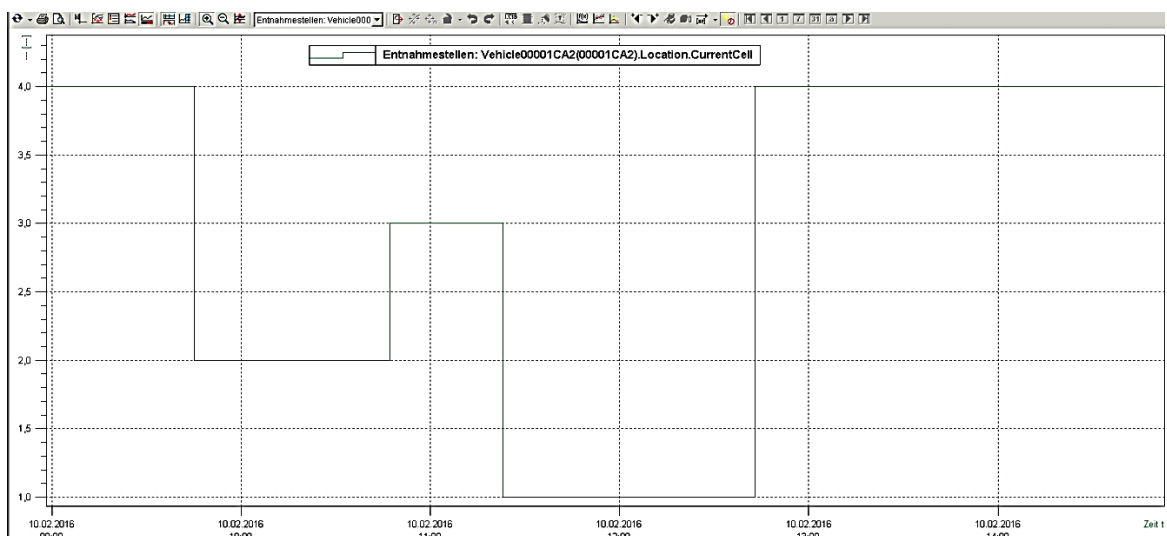


Abb. 3.22: Aufzeichnung der Testfahrten durch die Netzzellengebiete

Die Zellennummern stehen für: 1=Bergstraße, 2=nördlicher Odenwald, 3=südlicher Odenwald, 4=Darmstadt, 5=außerhalb ENTEGA-Gebiet.

### 3.4.3. Ergebnisse

Die nachfolgende Tabelle 3.3 zeigt eine Übersicht der dokumentierten Ergebnisse des Feldtests. Es wurde festgestellt, dass die Ampelphase der Smart Phone Darstellung immer mit der Ampelphase im virtuellen Kraftwerk übereinstimmten. Die korrekte Funktion wurde somit nachgewiesen.

**Tab. 3.3: Plausibilität der Ampelsignale an den Messstellen**

Datum	Uhrzeit	Ort	Ampelphase Handy	Ampelphase VK
08.02.16	09:30 Uhr	64283 Darmstadt (DA)	rot ●	rot ●
08.02.16	09:45 Uhr	64380 Roßdorf (NO)	rot ●	rot ●
08.02.16	10:12 Uhr	64823 Groß-Umstadt (NO)	rot ●	rot ●
08.02.16	10:33 Uhr	64823 Wiebelsbach (NO)	grün ●	grün ●
08.02.16	10:47 Uhr	64739 Höchst (SO)	grün ●	grün ●
08.02.16	11:15 Uhr	64753 Langenbrombach (SO)	rot ●	rot ●
08.02.16	11:35 Uhr	64385 Beerfurth (BS)	rot ●	rot ●
08.02.16	11:51 Uhr	64678 Lindenfels (BS)	rot ●	rot ●
08.02.16	12:32 Uhr	64673 Zwingenberg (BS)	rot ●	rot ●
08.02.16	13:00 Uhr	64283 Darmstadt (DA)	rot ●	rot ●

### 3.5. Auswirkungen und Potenziale in Verteilnetzen

Welche Auswirkungen eine größere Durchdringung mit E-Mobilen auf die Verteilnetze hat und wie dem dadurch entstehenden Netzausbaubedarf über alternative Maßnahmen, wie intelligente Ladestrategien, entgegengewirkt werden kann, wurde im Projekt anhand von Netzsimulationen (Simulationssoftware: DIgSILENT PowerFactory) in Netzabschnitten unterschiedlicher Topologie und Verbrauchsstruktur untersucht. Für die Untersuchungen wurden die realen Netzdaten von Wohn- und Gewerbegebieten herangezogen, sowie die Profile der angeschlossenen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten modelliert.

Für die Ermittlung der Ladeprofile von E-Mobilen wurde für Privat-Pkw auf eine Analyse des privaten Nutzungsverhalten mit konventionellen Fahrzeugen aus der VDE-STUie „E-Mobile - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf“ zurückgegriffen (VDE 2010). Die Fahrprofile von gewerblich genutzten Fahrzeugen wurden aus realen Aufzeichnungen mit konventionellen Flottenfahrzeugen im Rahmen des Projektes „Regional Eco Mobility 2030“ abgeleitet (Fraunhofer ISI 2015). Dabei wird unterstellt, dass ein E-Mobil nach Erreichung des Zielortes stets direkt an einer Ladestation aufgeladen wird. Außerdem wird angenommen, dass Fahrzeugbesitzer zukünftig nur auf einen elektrischen Antrieb umsteigen werden, wenn ihr Nutzungsverhalten dadurch nicht großartig eingeschränkt wird, weshalb die vorhandenen Fahrprofile von konventionellen Fahrzeugen auf E-Mobile übertragbar sind. In Abbildung 3.23 ist die Verteilung der Ankunftszeiten von privat genutzten Pkw, unterteilt in Werktag, Samstag und Sonntag, dargestellt.

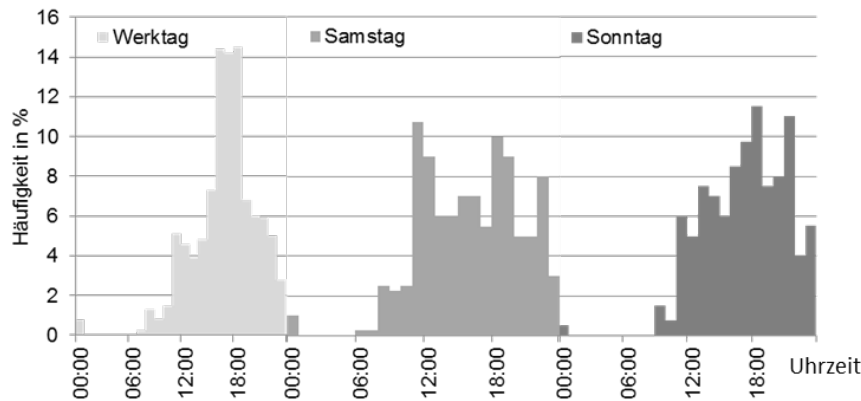


Abb. 3.23: Verteilung der durchschnittlichen Ankunftszeiten eines Pkw (VDE 2010)

Für die Ermittlung von Standardladeprofilen privater Fahrzeuge E0 (siehe Abb. 3.24), mussten neben den Ankunftszeiten auch die mittleren Tagesfahrstrecken sowie der elektrische Energieverbrauch berücksichtigt werden. Entsprechend einer STUie des Forschungszentrums Jülich [6]) wurde die tägliche Fahrstrecke für Werktage auf 42 km, für Samstage auf 50 km und für Sonntage auf 56 km festgelegt. Aktuelle E-Mobile besitzen einen elektrischen Energieverbrauch zwischen 15 kWh und 25 kWh auf 100 km Fahrstrecke. Für die Berechnungen wurde von einem Energieverbrauch eines Mittelklassefahrzeugs, wie dem derzeit verfügbaren Nissan Leaf mit etwa 20 kWh auf 100 km, ausgegangen. Die notwendigen Ladezeiten der E-Mobile für die tägliche Fahrstrecke hingen von der zur Verfügung stehenden Ladeleistung an der jeweiligen Ladestation sowie dem Fahrzeugtyp ab (Tabelle 3.4).

Tab. 3.4: Ladezeiten zum Wiederaufladen des mittleren Tagesenergieverbrauchs eines privat genutzten E-Mobils [7]

Ladeleistung	Verbrauch elektrischer Energie pro 100 km		
	15 kWh	20 kWh	25 kWh
3,7 kW	2,3 h	3,1 h	3,9 h
11 kW	0,7 h	1,0 h	1,3 h

Aus den getroffenen Annahmen wurden anschließend, in Abhängigkeit von der Ladeleistung und dem Wochentag, durchschnittliche Standardladeprofile für privatgenutzte E-Mobile ermittelt (Abbildung 3.22). Die dargestellten Ladeleistungen mit 3,7 kW und 11 kW (1-phasiges und 3-phasiges Laden) sind typische Leistungen für das Laden von E-Mobilen in Haushalten, wo der maximale Ladestrom durch die vorhandenen Sicherungen häufig auf 16 A begrenzt ist.

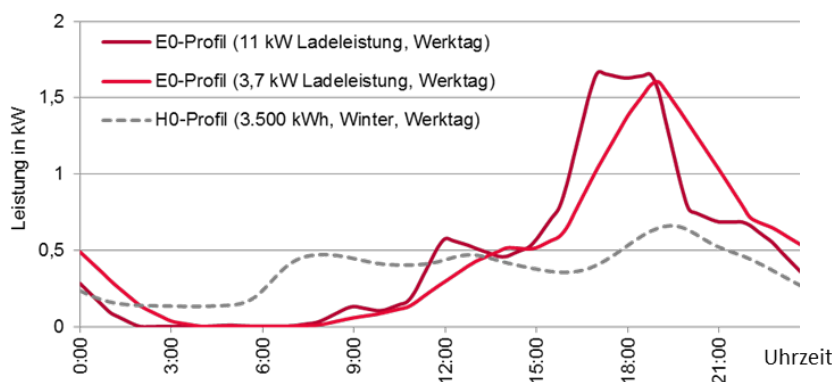


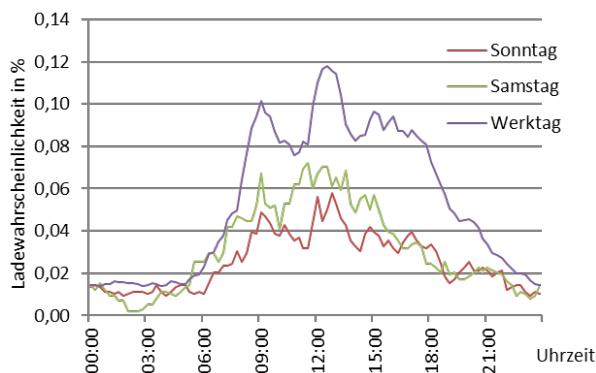
Abb. 3.24: Vergleich von Standardladeprofilen privat genutzter E-Mobile E0 mit dem Standardlastprofil von Privathaushalten H0 [8]

Beim Vergleich der Ladeprofile mit dem bisher geltenden Standardlastprofilen eines Privathaushaltes H0 [8] wird deutlich, dass sich das zukünftige elektrische Verbrauchsprofil eines Haushaltes mit E-



Mobil deutlich von dem derzeitigen Verbrauchsprofil H0 unterscheiden wird. Durch das Zusammenfallen der bisherigen Spitzenlastzeiten mit den Zeiten des künftig zu erwartenden größten Ladebedarfs wird sich die in Ortsnetzen auftretende Abendspitze (zwischen 18:00 Uhr und 20:00 Uhr) signifikant erhöhen. Bei hoher Durchdringung mit E-Mobilen in Wohngebieten könnte sich diese sogar mehr als verdoppeln, sollten keine Steuerungsmöglichkeiten zur Lastverschiebung von Ladevorgängen vorhanden sein. Deshalb gilt es die bisher zur Netzplanung genutzten Standardlastprofile für Haushalte bei hoher Durchdringung von E-Mobilen entsprechend anzupassen. Unterschiedliche Ladeleistungen verändern das Maximum des Standardladeprofils E0 nur geringfügig, da die Gleichzeitigkeit mit zunehmender Ladeleistung durch die kürzere Ladedauer abnimmt.

Zur Ermittlung von durchschnittlichen Ladeprofilen für gewerblich genutzte E-Mobile wurde ein ähnliches Vorgehen gewählt. Da für gewerblich genutzte Fahrzeuge kaum repräsentative STUIen bezüglich durchschnittlicher Fahrstrecken und -häufigkeiten verfügbar sind, wurde, wie eingangs erwähnt, auf die vom Fraunhofer ISI innerhalb des Projektes „Regional eco mobility 2030“ aufgenommenen, realen Fahrprofile von 522 konventionellen Fahrzeugen mit gewerblicher Nutzung zurückgegriffen. Neben den täglichen Abfahrts- und Ankunftszeiten, sowie Fahrdistanzen, ist in den Daten auch der zugehörige Wirtschaftssektor des Unternehmens, zu dem das Betriebsfahrzeug gehört, vermerkt. Um aus den Fahrprofilen die Standardladeprofile unterteilt nach Werktag, Samstag und Sonntag zu bestimmen (Abbildung 3.24), wurde unterstellt, dass die Betriebsfahrzeuge einen durchschnittlichen Energieverbrauch von 20 kWh pro 100 km aufweisen, ausschließlich auf dem Werksgelände mit 11 kW Ladeleistung geladen werden und die Ladevorgänge direkt nach Ankunft am Unternehmenssitz beginnen. Wie zu erwarten weisen die ermittelten Ladeprofile am Wochenende eine deutlich geringere Ladewahrscheinlichkeit auf als an den Werktagen, da hier die Betriebsfahrzeuge nur bei wenigen Unternehmen im Einsatz sind. Außerdem ist zu erkennen, dass der größte Ladebedarf hauptsächlich zu den Pausenzeiten am Morgen und Mittag besteht. Am Nachmittag treten noch kleinere Ladespitzen auf, wenn die Flottenfahrzeuge, z.B. nach Installationsarbeiten außer Haus, vor Feierabend wieder auf dem Werksgelände abgestellt werden. Der starke Abfall der durchschnittlichen Ladewahrscheinlichkeit eines Firmenfahrzeugs ab 17:00 Uhr ist darauf zurückzuführen, dass ein Teil der Firmenfahrzeuge nach Feierabend auch privat genutzt wird und an den Wohnsitzen der Fahrer eventuell keine Lademöglichkeit besteht.

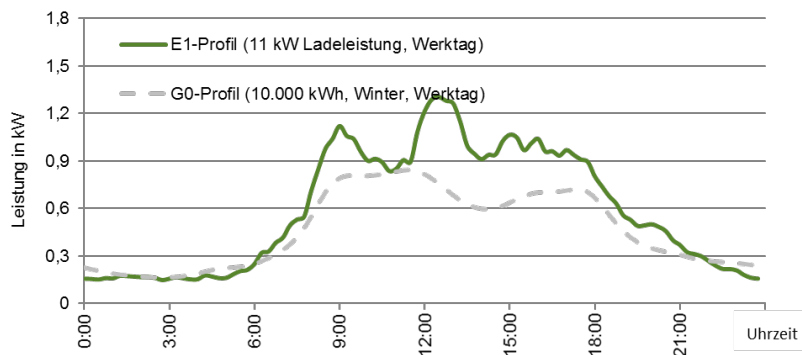


**Abb. 3.25: Ladewahrscheinlichkeit gewerblich genutzter E-Mobile bei 11 kW Ladeleistung**

Insgesamt ist zu erkennen, dass die täglichen Fahrdistanzen gewerblich genutzter Fahrzeuge größer sind als bei privat genutzten, weshalb auch mehr Energie zum Wiederaufladen benötigt wird. Als problematisch hat sich dabei herausgestellt, dass, ähnlich wie in den Wohngebieten, die Zeiten des größten Ladebedarfs von Betriebsfahrzeugen mit den Zeiten des höchsten Energieverbrauchs der Gewerbebetriebe zusammenfallen, wenn der Vergleich zum Standardlastprofil von Gewerbebetrieben G0 [8] gezogen wird [9]. Da der Großteil der gewerblich genutzten Fahrzeuge die gesamte Nacht auf dem Werksgelände abgestellt ist und erst in den Morgenstunden zu Arbeitsbeginn wieder vollständig geladen zur Verfügung stehen muss, bietet sich eine Verschiebung der Ladevorgänge in die Nachtstunden an, um das Zusammenfallen mit den Spitzenlastzeiten zu verhindern und mögliche Netzerweiterungsmaßnahmen zu vermeiden. Auf den Einsatz bestimmter Ladestrategien für

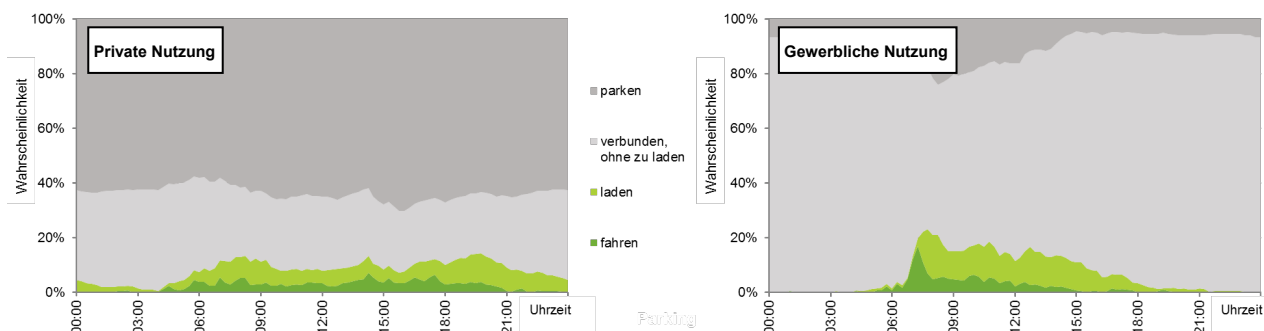
Betriebsfahrzeuge wird im später folgenden Abschnitt bei den Netzsimulationen in zwei realen Gewerbegebieten näher eingegangen.

Zum Abgleich der aus den Nutzungsdaten konventioneller Pkw entwickelten Standardladeprofile mit tatsächlichen Nutzungs- und Ladezeiten von E-Mobilen wurden außerdem die über die COM-Boxen im Projekt aufgezeichneten Fahrzeugdaten von 17 E-Mobilen ausgewertet. Bei der Auswertung der Daten wurde zwischen privater und gewerblicher Nutzung der E-Mobile unterschieden (Abbildung 3.25). Auch hier war bei der privaten Fahrzeugnutzung die Abendspitze mit maximalem Bedarf an Ladeleistung zwischen 18:00 Uhr und 20:00 Uhr erkennbar. Beim Vergleich der ausgewerteten Daten zwischen privat und gewerblich genutzten Fahrzeugen fiel auf, dass die Betriebsfahrzeuge deutlich häufiger an den Ladestationen angeschlossen sind und somit ein größeres zeitliches Verschiebungspotenzial aufweisen (Abbildung 3.26).



**Abb. 3.26: Vergleich von Standardladeprofilen gewerblich genutzter E-Mobile E1 mit dem Standardlastprofil von Gewerbebetrieben G0 [9]**

Dies könnte daran liegen, dass Flottenfahrzeuge von unterschiedlichen Personen genutzt werden und der Mobilitätsbedarf des nachfolgenden Nutzers nicht bekannt ist, weshalb die Fahrzeuge, wenn möglich, immer vollständig geladen sein müssen. Ein weiterer Punkt für die niedrigere Anschlusswahrscheinlichkeit privater E-Mobile sind die tagsüber fehlenden Lademöglichkeiten am Arbeitsplatz.



**Abb. 3.27: Aufgezeichnete Fahrprofile von privat (links) und gewerblich (rechts) genutzten E-Mobilen**

Nachfolgend werden die Auswirkungen der E-Mobile auf die unterschiedlichen Strukturen von Verteilnetzen anhand von Netzsimulationen beschrieben. Dies geschieht am Beispiel von realen Netzabschnitten aus einem Wohngebiet sowie einem Gewerbegebiet in der Nähe von Darmstadt. Da die im Projekt verwendeten modifizierten Ladesäulen (Abschnitt 3.2.3) über eine maximale Ladeleistung von 11 kW verfügen, wird in den nachfolgenden Netzsimulationen für die Berechnungen durchgehend von einer Ladeleistung von 11 kW ausgegangen.

In Abbildung 3.28 ist die vereinfachte Netzstruktur des Niederspannungsnetzes eines Wohngebietes aus einem Vorort von Darmstadt mit zusammengefassten Haushaltslasten dargestellt.

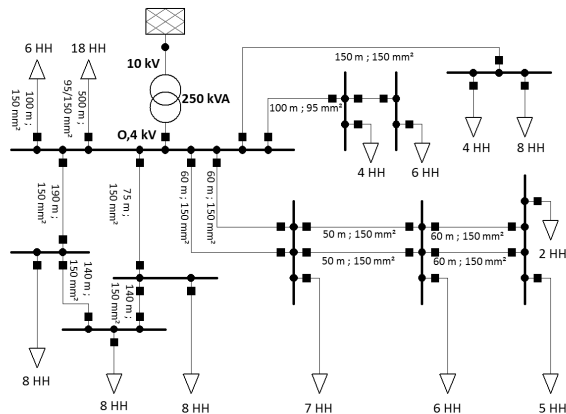


Abb. 3.28: Vereinfachte Netzstruktur des untersuchten Niederspannungsnetzes im Wohngebiet

Das Wohngebiet weist einen vorstädtischen Charakter mit überwiegend Einfamilienhausbebauung auf. Ein 250-kVA-Transformator versorgt die 88 Haushalte im Niederspannungsnetz. Die verlegten Kabel in den sieben Abgängen haben einen Querschnitt von 95mm<sup>2</sup> bzw. 150mm<sup>2</sup>. Die Länge des längsten Abgangs liegt bei 600 m. Reale Smart-Meter-Verbrauchswerte und Einspeisepprofile wurden für die Netzsimulationen entsprechend der Haushaltsgröße und installierten PV-Leistung skaliert und zufällig auf die Haushalte im Netzgebiet verteilt. Die durchschnittliche Haushaltsgröße liegt bei 2,4 Personen pro Wohneinheit. Für die Ladeprofile der E-Mobile wurde auf die zuvor vorgestellten Standardlastprofile mit privater Nutzung E0 zurückgegriffen.

Die bisherige Jahreshöchstlast ohne E-Mobile liegt im untersuchten Netzgebiet bei 105 kVA. Sie tritt an einem kalten Winterwerktag gegen 18:00 Uhr auf und führt zu einer Auslastung des Ortsnetztransformators von ca. 40%. Dies ist allerdings auch genau der Zeitpunkt, zu dem in Zukunft, gemäß dem durchschnittlichen Ladeprofil E0, mit dem höchsten Ladebedarf von privat genutzten E-Mobilen zu rechnen ist. Die verbleibenden Transformatorkapazitäten reichen rechnerisch zur Spitzenlastzeit bei einer Ladeleistung von 11 kW nur noch für das zeitgleiche Laden von 13 E-Mobilen bei 88 Haushalten im Wohngebiet. Dies ist eine Anzahl zeitgleicher Ladevorgänge, die durchaus auftreten könnte, wenn die Besitzer von E-Mobilen nach Feierabend unter der Woche ihre Fahrzeuge direkt zu Hause an die Ladestation anschließen und keine Steuerung der Ladevorgänge vorhanden ist. Hieraus wird deutlich, dass bei einer signifikanten Durchdringung von E-Mobilen eine Beeinflussung der Ladevorgänge zur Vermeidung von Netzengpässen zwingend in Betracht gezogen werden muss, wenn die Netze nicht auf jede kurzzeitige Bedarfsspitze ausgebaut werden sollen.

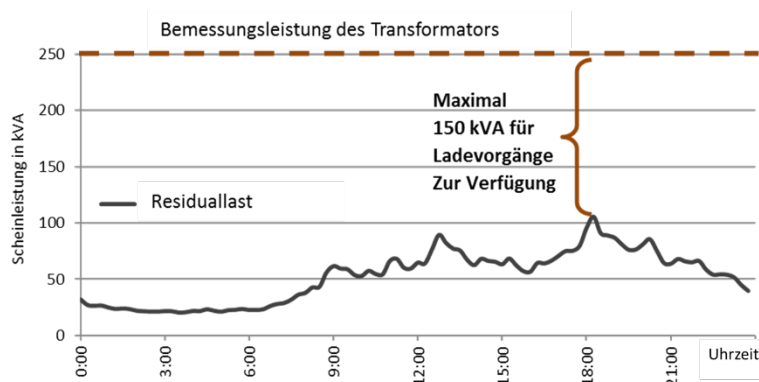


Abb. 3.29: Verlauf der Residuallast am Transformator am Tag der Jahreshöchstlast

Es muss allerdings gesagt werden, dass selbst bei einer hohen Durchdringung des Wohngebietes mit Elektromobilität durch die zufällige Verteilung der Ladevorgänge die Gleichzeitigkeit prozentual abnimmt und eine Überlastung des Transformators deshalb nur selten auftreten würde. Bei der Integration von 60 E-Mobilen in das Wohngebiet mit einer zufälligen Verteilung der Ladezeiten entsprechend den durchschnittlichen Ankunftszeiten und Fahrstrecken (siehe Abbildung 3.30), kommt

es trotz der hohen Anzahl von E-Mobilen nur vereinzelt zu thermischen Überlastungen. Sollten dennoch im Extremfall mehr als 13 Ladevorgänge zeitgleich auftreten oder die Ladeleistungen der Fahrzeuge künftig deutlich über 11 kW liegen, könnten einfache Strategien zur Ladesteuerung thermische Überlastungen vermeiden, wenn diese nur temporär auftreten. Es ist jedoch zu beachten, dass jede Art von Ladesteuerung Einfluss auf das Nutzerverhalten der Fahrzeugbesitzer hat.

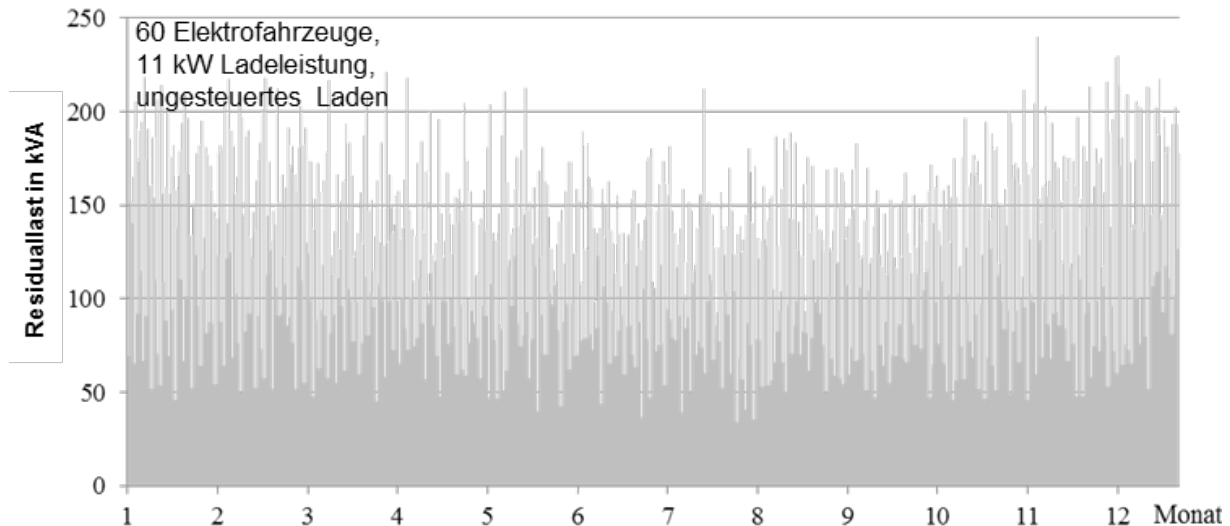


Abb. 3.30: Jahresverlauf der Residuallast im Wohngebiet bei Integration von 60 E-Mobilen

Eine frühzeitiger auftretende und schwierig zu steuernde Herausforderung für Verteilnetzbetreiber ist die Problematik der Unterschreitungen des zulässigen Spannungsbandes von  $\pm 10\%$   $U_n$  gemäß der Norm 50160 (DIN EN 50160). Liegt keine Entkopplung der Spannungshaltung zwischen dem Mittel- und Niederspannungsnetz vor (kein regelbarer Ortsnetztransformator), so sind bei der konventionellen Netzplanung nur 5% von  $U_n$  für den Spannungsabfall durch Verbraucher der Niederspannungsebene (inkl. Elektromobilität) reserviert. Die Netzsimulationen im Wohngebiet haben gezeigt, dass schon eine sehr geringe Anzahl an zeitgleichen Ladevorgängen an einem entfernten Netzknoten zu Verletzungen der Spannungsbandgrenzen führen kann, noch weit bevor thermische Grenzen von Betriebsmitteln überschritten werden. Dies war im untersuchten Netz bereits bei einer willkürlichen Verteilung von 10 E-Mobilen zu Zeiten hoher Haushaltsnachfrage an Knoten mit mehr als 500 m Entfernung zur Ortsnetzstation der Fall. Auch wenn diese Situationen nur wenige Stunden im Jahr auftreten, müssen zur Vermeidung Steuerungsmechanismen entwickelt und umgesetzt werden (sowohl hardware- als auch softwareseitig), um vorhandene Kapazitäten besser nutzen und Netzerweiterungen vermeiden zu können. Da die durchschnittlichen Fahrzeiten von privat genutzten Fahrzeugen weniger als 2 Std. pro Tag beträgt [11], sollten für die E-Mobile im Wohngebiet ausreichend ungenutzte Standzeiten vorhanden sein, die potenziell für eine Verschiebung der Ladevorgänge in netzdienlichere Zeiten in Frage kommen (Tabelle 3.5).

Tab. 3.5: Mittlere tägliche Verkehrsbeteiligungsdauer eines privat genutzten Pkw (VDE 2010)

Mittlere tägliche Zeit in Minuten		
Werktag	Samstag	Sonntag
74 min	70 min	73 min

Die zuerst untersuchte Ladestrategie basiert auf einer kollektiven Verschiebung der Ladevorgänge im gesamten Niederspannungsnetzgebiet durch einheitliche Steuerungssignale. Um Engpässe im Netz zu vermeiden, werden beispielsweise in den Zeiten des zu erwartenden maximalen Verbrauchs der Haushalte zwischen 17:00 Uhr und 19:00 Uhr durch ein rotes Ampelsignal die Ladevorgänge an den steuerbaren Ladestationen unterbrochen. Der Residuallastverlauf in Abbildung 3.29 zeigt das gewünschte Ergebnis, nämlich eine Reduktion der Netzbelastung im gesperrten Zeitintervall



gegenüber dem ungesteuerten Zustand. Jedoch ist auch ersichtlich, dass alle zuvor unterbundenen Ladevorgänge bei der Freigabe durch ein Fernsteuersignal ab 19:00 Uhr wieder zeitgleich mit dem Laden beginnen („Lawinen-Effekt“) und dies unter Umständen sogar noch zu einer höheren Lastspitze führen kann. Eine umfassende Reduktion von Lastspitzen durch E-Mobile, lässt sich über eine individuelle Steuerung der Ladevorgänge erreichen. Dies erlaubt beispielsweise eine gleichmäßige Verteilung der Ladevorgänge aller E-Mobile in die Schwachlaststunden während der Nacht oder eine gezielte Ansteuerung einzelner Ladestationen an bestimmten Netzknoten zur Vermeidung von Spannungsproblemen. Allerdings ist zu bedenken, dass eine individuelle Ansteuerung von Ladestationen weitaus umfangreichere Planungen (an welchem Netzknoten sind die Ladestationen angeschlossen) und Berechnungen (welche Fahrzeuge haben Vorrang: First-come first-serve, Lowest-state of charge-Prinzip, etc.) von den Netzbetreibern erfordern [8]. Als Alternative kann auch eine zeitlich abhängige einheitliche Anpassung der maximal zulässigen Ladeleistung aller E-Mobile im Netzgebiet in Erwägung gezogen werden, die in den folgenden Untersuchungen von Gewerbegebieten näher erläutert wird.

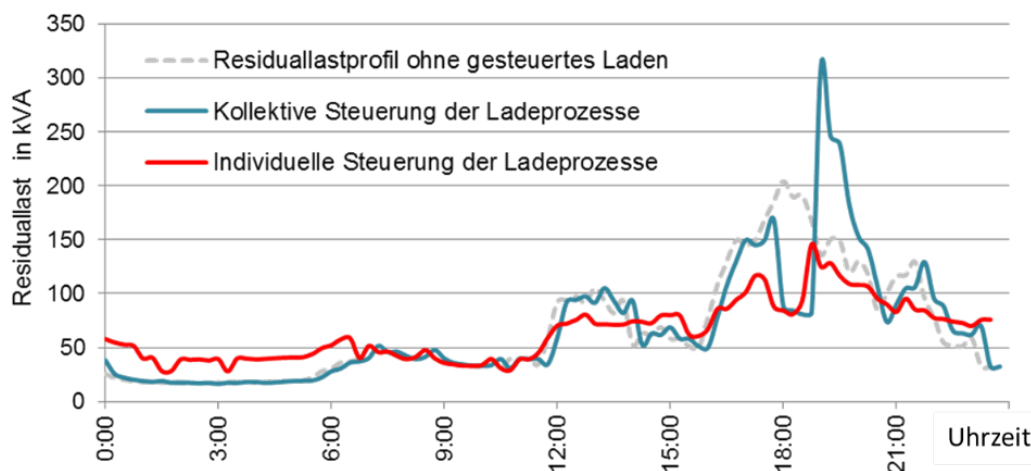


Abb. 3.31: Lastverlauf im Wohngebiet bei Anwendung unterschiedlicher Ladestrategien (60 E-Mobile, 11 kW)

Für die Untersuchung der Herausforderungen und Potenziale von E-Mobilen in Industrie- und Gewerbegebieten wurde ein Gebiet in der Nähe von Darmstadt ausgewählt (Abbildung 3.31) und die Auswirkungen in zwei Niederspannungsabschnitten im Detail analysiert.

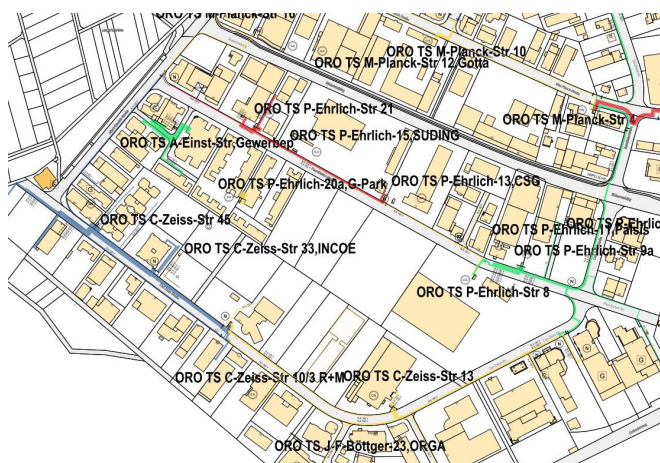


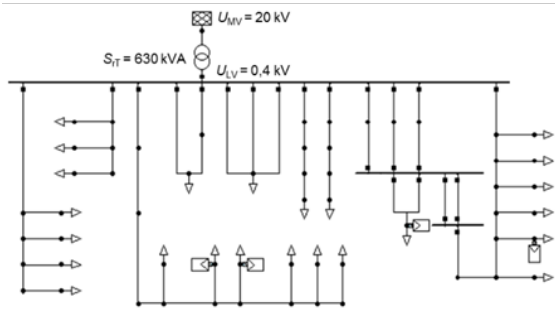
Abb. 3.32: Industrie- und Gewerbegebiet inkl. Ortsnetzstationen in der Nähe von Darmstadt

Zunächst wurden anhand der Betriebsmitteldaten die Netzstrukturen des Niederspannungsnetzes beider Gewerbegebiete, sowie des vorgelagerten Mittelspannungsnetzes in der Netzberechnungssoftware, nachgebildet (siehe Abbildung 3.33). Beide Gewerbegebiete werden jeweils über einen 630-kVA-Transformator versorgt. Die Ablesung der Schleppzeigerwerte in den Ortsnetzstationen ergab

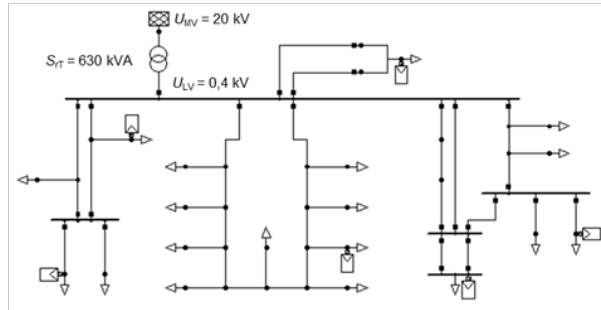


eine maximale Auslastung des Transformators in Gewerbegebiet A von etwa 40%, in Gewerbegebiet B trat eine Transformatorauslastung von etwa 80% zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast auf.

**Gewerbegebiet A**

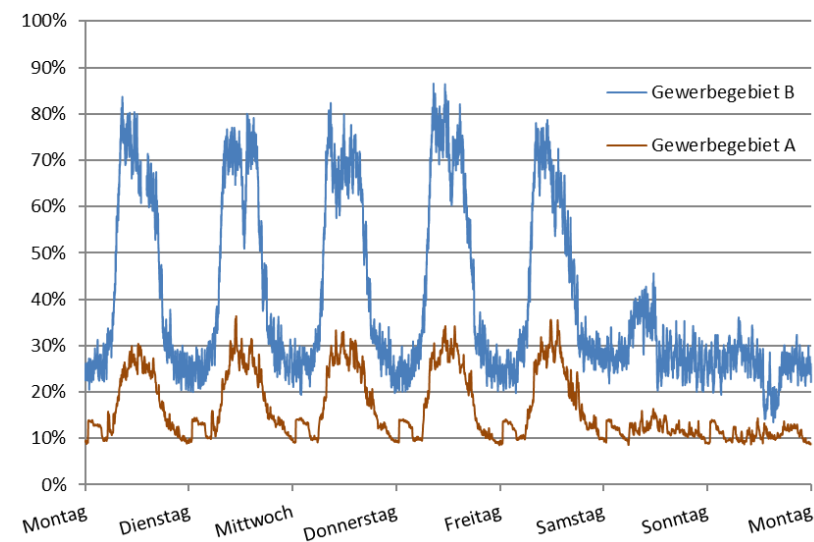


**Gewerbegebiet B**



**Abb. 3.33: Übersicht der Niederspannungsnetzstrukturen der untersuchten Industrie- und Gewerbegebiete**

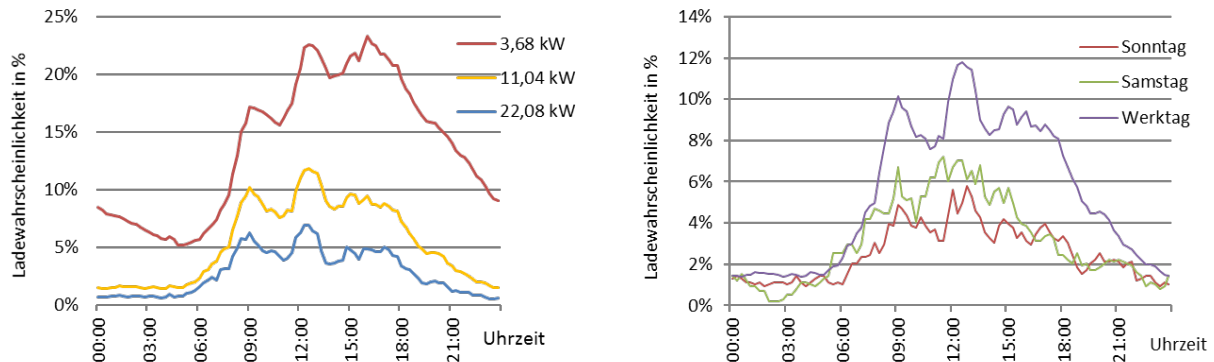
Da aus Datenschutzgründen keine Messwertaufnahmen der einzelnen Betriebe möglich ist, wurden die Energieverbräuche anhand von Umfragebögen und Vorort-Begehungen abgeschätzt und die Betriebe unterschiedlichen Sektoren zugeordnet. Für die Modellierung der Lastverläufe wurde auf die Standardlastprofile für Industrie- und Gewerbeverbraucher G0 bis G6 zurückgegriffen [8]. Zur Plausibilisierung und Anpassung wurden außerdem Messwertaufnahmen der Lastflüsse und Leistungsfaktoren in den Ortsnetzstationen im Industriegebiet über jeweils zwei Wochen durchgeführt. Die simulierten Lastverläufe in den Gewerbegebieten sind in Abbildung 3.34 dargestellt.



**Abb. 3.34: Simulierter Lastverlauf an den Ortsnetzstationen im Gewerbegebiet**

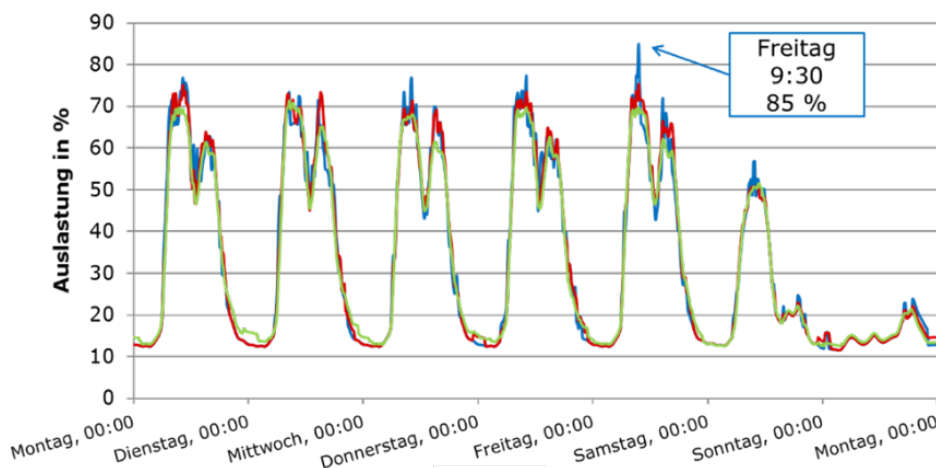
Um die zukünftige Anzahl von E-Mobilen im Fuhrpark der Unternehmen in den untersuchten Gebieten zu bestimmen, wurde auf die Ergebnisse der Umfrage einer STUie des Bundeswirtschaftsministeriums für unterschiedliche Industrie- und Gewerbebranchen zurückgegriffen [12]. Diese Statistik ergibt umgerechnet durchschnittlich 15 E-Mobile und 8 elektrische Kleintransporter für alle Betriebe in Gewerbegebiet A. In Gebiet B wurden für die Netzberechnungen im gesamten Fuhrpark der Betriebe durchschnittlich 14 E-Mobile und 8 Transporter hinterlegt. Zunächst wurde davon ausgegangen, dass jedes E-Mobil an dem Netzverknüpfungspunkt des ihm individuell zugeordneten Betriebs geladen wird. Es existierten keine gemeinschaftlich genutzten Parkflächen mit Lademöglichkeiten. Für die Ladezeitpunkte der E-Mobile wurden unter den vom Fraunhofer ISI [13] ermittelten Fahrprofilen für 522 konventionelle gewerblich genutzte Fahrzeuge diejenigen ausgewählt, die eine

vergleichsweise hohe durchschnittliche Tagesfahrtdistanz aufweisen, um möglichst gesicherte Ergebnisse für die Integrationsfähigkeit der Gewerbegebiete mit E-Mobilen zu erhalten. Die Daten der Fahrprofile enthalten neben Fahrstrecken zusätzlich Informationen über Abfahrts- und Ankunftszeiten sowie die Entfernung zum Firmensitz. Zur Ableitung der Ladeprofile aus den Fahrprofilen der konventionellen Fahrzeuge wurde unterstellt, dass die Betriebsfahrzeuge immer nur auf dem Betriebsgelände geladen werden (dies konnte über die Entfernung zum Firmensitz ermittelt werden) und zwar nur, wenn die Parkzeit länger als 5 Minuten betrug. Anhand dieser Annahmen wurden die Lade-profile in Abhängigkeit vom Wochentag und angenommener Ladeleistung errechnet (Abbildung 3.35).



**Abb. 3.35:** Ladewahrscheinlichkeit gewerblich genutzter E-Mobile in Abhängigkeit von Ladeleistung (links) und unterteilt nach Wochentag und Wochenende bei 11 kW Ladeleistung (rechts)

Die Netzsimulationen in beiden Netzgebieten bei Integration von 22 bzw. 23 E-Mobilen ergaben eine maximale zusätzliche Transformatorbelastung von 90 bzw. 100 kVA durch zeitgleiche Ladevorgänge. Als problematisch stellte sich heraus, dass die Nachfragespitzen des Ladebedarfs mit den Zeiträumen maximaler Energienachfrage der Gewerbebetriebe zusammenfallen. Hierdurch kam der Ortsnetztransformator in einem der Gewerbegebiete bei Integration von 23 E-Mobilen bereits nahe an seine Auslastungsgrenze (Abbildung 3.36), jedoch wurden auch in diesem Worst-Case-Szenario keine Netzbetriebsmittel thermisch überlastet [9].



**Abb. 3.36:** Residuallast am Transformator im Gewerbegebiet B bei Integration von 23 E-Mobilen

Außerdem hat sich in den Netzsimulationen gezeigt, dass die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen gut mit den Profilen der Energienachfrage der Gewerbegebiete sowie den Ladeprofilen gewerblich genutzter E-Mobile harmonisiert. Da in den untersuchten Gewerbegebieten kaum Photovoltaikanlagen vorhanden sind, wurden für die Simulation zukünftiger Szenarien nach einer Vorort-Begehung des Gebiets mögliche Dachflächen für die Installation von Photovoltaikanlagen identifiziert. Insgesamt wurden in Gewerbegebiet A Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 70 kWp und in

Gewerbegebiet B mit 320 kWp in die Netzmodelle integriert und mit realen Erzeugungsprofilen hinterlegt. Es wird deutlich, dass aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit zwischen Photovoltaik-einspeisung und Lastverlauf der Gewerbebetriebe sowie E-Mobile, die Energienachfrage aus dem vorgelagerten Netz im Durchschnitt deutlich reduziert werden kann (Abbildung 3.37).

Allerdings ist zu beachten, dass dies nicht mit einer geringeren maximalen Auslastung der Netzbetriebsmittel und somit einem geringeren Netzausbau gleichgesetzt werden kann, weil die Auslastungsspitzen an sonnenarmen Tagen unverändert bleiben.

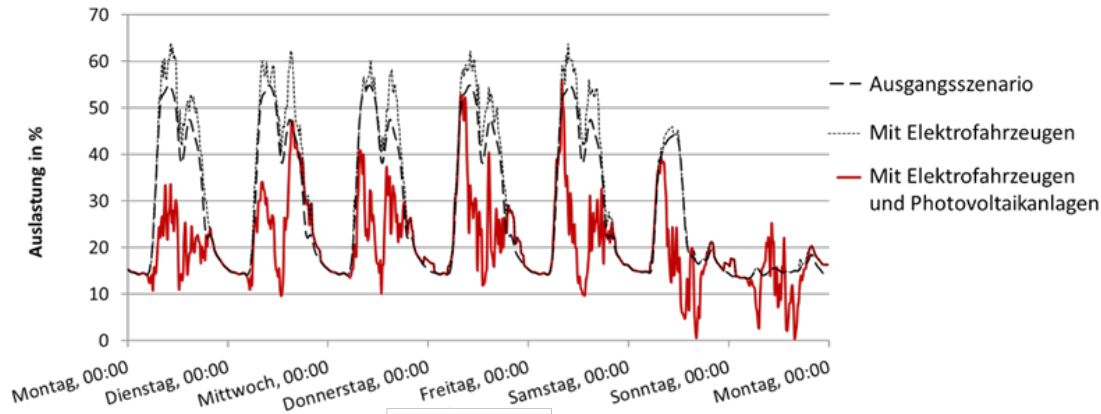


Abb. 3.37: Residuallast am Transformator in Gewerbegebiet B bei 11 kW Ladeleistung und Photovoltaikanlagen

Während eine moderate Zunahme des Anteils von elektrisch angetriebenen Fahrzeugen im Hinblick auf die thermische Auslastung der Betriebsmittel in den Gewerbegebieten aufgrund der Auslegung der Netze für hohe Leistungsnachfragen weniger problematisch sein dürfte, scheinen die Anforderungen für einen Netzausbau durch die verstärkte Integration von elektrischen Betriebsfahrzeugen vor allem von Seiten der Spannungshaltung zu kommen. In den vorgenommenen Netzsimulationen treten keine Unterschreitungen des zulässigen Spannungsbandes von  $\pm 10\% U_n$  gemäß [14] bei Einbindung von 22 bzw. 23 E-Mobilen mit 11 kW Ladeleistung in den Gewerbegebieten auf, jedoch kam es an den kritischsten Knoten in beiden Netzen bereits zu maximalen Spannungsabweichungen von mehr als  $8\% U_n$  in Zeiten des maximalen Ladebedarfs bei gleichzeitig hoher Industrienachfrage. Würden, wie bei der konventionellen Netzplanung üblich, lediglich maximal  $5\% U_n$  für den Spannungsabfall im Niederspannungsnetz für die Verbraucher reserviert, so ist zu erkennen, dass bereits eine geringe Anzahl zeitgleicher Ladevorgänge auch in den robusteren Gewerbegebietsnetzen zu Spannungsproblemen führen kann. Die Netzsimulationen zeigten auch, dass die größten Spannungsabweichungen bei einer Ladeleistung von 11 kW auftreten (siehe Tabelle 3.6). Bei höheren Ladeleistungen verringerte sich die Anzahl paralleler Ladevorgänge wieder, da sich die notwendige Ladezeit zum vollständigen Aufladen der Fahrzeugbatterien reduzierte. Hierdurch geht auch die Anzahl der Unterschreitungen des  $5\%$  Spannungsbandes mit zunehmender Ladeleistung etwas zurück.

Tab. 3.6: Prozentuale Häufigkeit der Unterschreitung des 5% Spannungskriteriums in Abhängigkeit von der Ladeleistung im Gewerbegebiet B mit E-Mobilen und Photovoltaik

Ladeleistung	3,7 kW	11 kW	22 kW
Max. Spannungsabweichung von $U_n$	0,927	0,917	0,919

Das den beiden untersuchten Gewerbegebieten vorgelagerte 20-kV-Mittelspannungsnetz weist eine offene Ringstruktur mit zwei Abgängen auf (Abbildung 3.38). Die Länge des längsten Abgangs liegt bei 1,3 km. An das Mittelspannungsnetz sind insgesamt 12 Niederspannungsnetze angeschlossen, alle mit Industrie- und Gewerbeverbrauchern.

Da bei einer moderaten Anzahl von E-Mobilen kaum Auswirkungen auf das Mittelspannungsnetz festzustellen waren (Spannungsabweichungen kleiner  $1\% U_n$ ), wurde die maximale Integrationsfähigkeit des Mittelspannungsnetzes für E-Mobile untersucht. Hierfür wurde für alle

unterlagerten Netze zeitgleich Höchstlast gemäß der abgelesenen Schleppzeigerwerte angenommen. Eine Auslastung der Ortsnetztransformatoren bis zum Maximum erlaubt das zeitgleiche Laden von gut 400 E-Mobilen bei 11 kW Ladeleistung. Selbst in diesem extremen Fall gab es aufgrund der großzügigen Dimensionierung keine thermischen Überlastungen von Netzbetriebsmitteln im Mittelspannungsnetz. Aufgrund der relativ kurzen Länge der Abgänge betrug der maximale Spannungsabfall am Leitungsende nur etwa 2%. Es hat sich somit herausgestellt, dass in Industrie- und Gewerbegebieten auf der Mittelspannungsebene in naher Zukunft keine Probleme aufgrund von Elektromobilität zu erwarten sind, da die Netze wegen der hohen Leistungsnachfrage der Industrie- und Gewerbegebiete in der Regel gut ausgebaut sind. Engpässe werden vorrangig der Niederspannungsebene auftreten, weshalb sich mögliche Ladestrategien bzw. Maßnahmen an den Gegebenheiten und Strukturen der Niederspannungsnetze orientieren müssen.

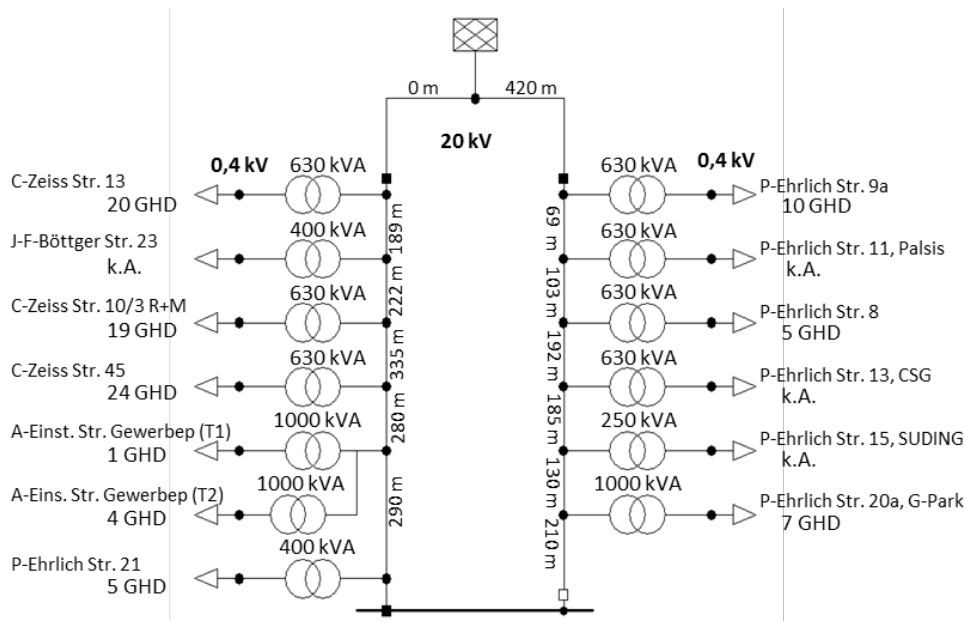
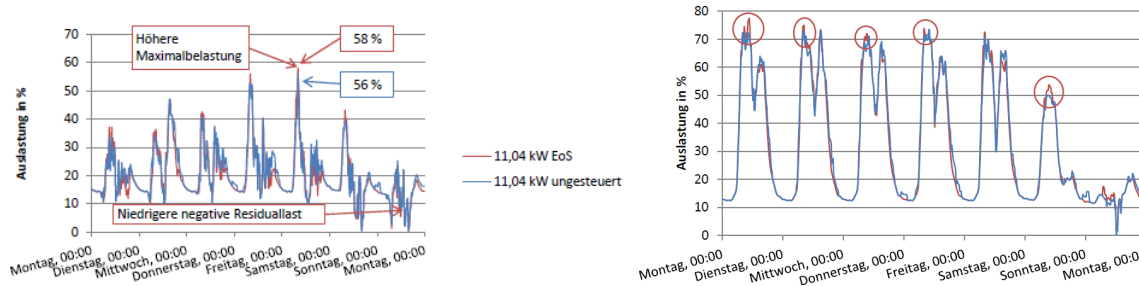


Abb. 3.38: Mittelspannungsnetzstruktur im untersuchten Gewerbegebiet

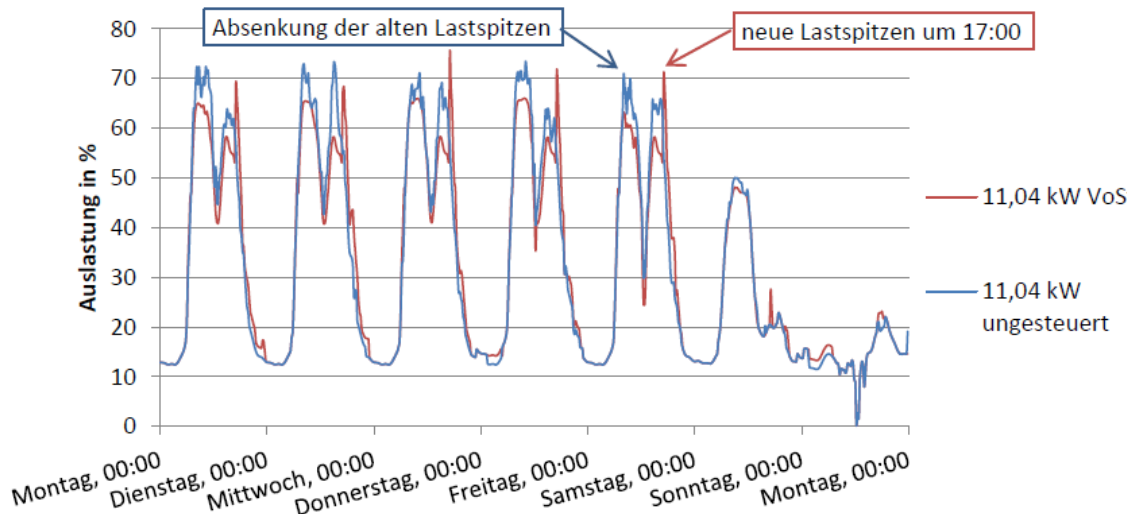
Um den hohen Spannungsänderungen bzw. thermischen Überlastungen von Betriebsmitteln in Niederspannungsnetzen entgegenzuwirken, wurden verschiedene Ladestrategien in den Simulationen zur Steuerung der Ladevorgänge der E-Mobile in den Gewerbegebieten getestet. Bei der erzeugungsorientierten Ladestrategie wird versucht, die Ladevorgänge in die Zeiten der Einspeisung aus den lokalen Photovoltaikanlagen zu verschieben, um die Residuallast am Transformator zu glätten. Der verwendete Algorithmus führt zu einer Verschiebung der Ladezeiten in den Zeitraum zwischen 7:00 Uhr und 17:00 Uhr, da hier die Energieerzeugung im Netzgebiet am größten ist. Als problematisch hat sich dabei herausgestellt, dass die zusätzliche Belastung in den Zeitraum der ohnehin bereits vorherrschenden höchsten Energienachfrage der Industrie- und Gewerbebetriebe fällt. Im Ergebnis führte diese Art der Ladesteuerung zwar zu einer Zunahme des Verbrauchs der lokal erzeugten Energiemenge und somit zu einer Verringerung der durchschnittlichen Auslastung der Transformatoren und Betriebsmittel, allerdings ergab die Strategie an sonnenarmen Tagen eine Erhöhung der maximalen Transformatorauslastung sowie Spannungsabweichungen und ist somit sogar teilweise kontraproduktiv (siehe Abbildung 3.39).



**Abb. 3.39: Auswirkungen einer erzeugungsorientierten Ladesteuerung (EoS) auf die Transformatorauslastung im Gewerbegebiet B in einer sonnenreichen Woche im Sommer (links) und sonnenarmen Woche im Winter (rechts)**

Somit ist eine erzeugungsorientierte Ladesteuerung für E-Mobile in einem Netzgebiet nur dann sinnvoll, wenn die Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene und nicht der Energiebezug ausschlaggebend für die maximale Transformatorauslastung ist.

Ähnliches ergab sich bei der Analyse des umgekehrten Falles einer verbrauchsorientierten Ladesteuerung. Hier werden die Ladevorgänge soweit möglich in die Off-Peak-Zeiten zwischen 17:00 Uhr und 7:00 Uhr verschoben, wenn die Energienachfrage der Industrie- und Gewerbegebiete niedrig ist. Es zeigte sich, dass die Auslastung des Ortsnetztransformators an den meisten Tagen zwar reduziert werden konnte, jedoch erhöhte sich durch diese Strategie die maximale Auslastungsspitze in den untersuchten Gewerbegebieten sogar, da an einzelnen Tagen hohe Verbrauchsspitzen ab 17:00 Uhr auftreten, wenn ein Großteil der E-Mobile nach Erhalt eines Freigabesignals zeitgleich mit dem Laden beginnt, um den über den Tag angefallenen Ladebedarf nachzuholen (Abbildung 3.40).



**Abb. 3.40: Auswirkungen einer verbrauchsorientierten Ladesteuerung (VoS) auf die Transformatorauslastung im Gewerbegebiet B in einer sonnenarmen Winterwoche**

Um den negativen Effekten der erzeugungs- oder verbrauchsorientierten Steuerung der Ladeprozesse entgegenzuwirken, hat sich eine an der Residuallast des Transformators ausgerichtete Ladestrategie als am vorteilhaftesten erwiesen. Dies kann entweder direkt über die Messung des Leistungsflusses über den Transformator oder auf Basis von Prognosen, beispielsweise von Globalstrahlungswerten (Wetterdaten), geschehen, wie dies beim Energiemanagement im Projekt umgesetzt wurde. Es ist jedoch aus Anwendersicht zu beachten, dass die Nutzer keine festen Ladezeiträume haben, in denen ihnen die Energie beispielsweise kostengünstiger zur Verfügung gestellt wird, sondern sich die Zeiträume täglich in Abhängigkeit von der aktuellen Residuallast (Real-time) oder Day-Ahead-Wetterprognosen ändern.

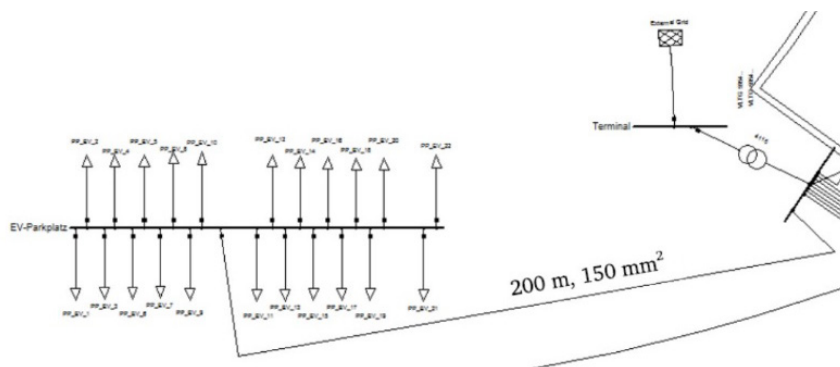
Um sogenannte „Lawinen-Effekte“ zu vermeiden, ist es des Weiteren sinnvoll, zu einer bestimmten Uhrzeit nicht alle Ladeprozesse in einem Netzgebiet gleichzeitig freizugeben bzw. mit dem



Stundenwechsel einmalige große Tarifsprünge durchzuführen, da dies kurzzeitig zu überhöhten Auslastungsspitzen führt. Möglichkeiten wären eine zeitversetzte Freigabe von Ladeprozessen in einem Netzgebiet über unterschiedliche Ampelsignale (was in der Umsetzung jedoch aufwendiger ist) oder eine kontinuierliche Änderung des Stromtarifs über einen längeren Zeitraum. Als relativ einfach umsetzbar und effektiv hat sich eine zeitliche Anpassung der freigegebenen maximalen Ladeleistung der steuerbaren Ladestationen für das gesamte Netzgebiet herausgestellt. Hiermit können „Lawinen-Effekte“ vermieden sowie gleichzeitig die maximale Auslastung der Betriebsmittel verringert werden.

Wie zuvor dargestellt, werden in Gewerbegebieten mit gut ausgebauten Netzstrukturen durch eine Zunahme von Elektromobilität wahrscheinlich zunächst Spannungsprobleme auftreten bevor es zu einer Überlastung von Netzbetriebsmitteln kommt.

Zur Vermeidung des Netzausbaubedarfs durch zu große Spannungsänderungen im Netz hat sich in den Netzsimulationen die Schaffung zentraler Parkplätze mit Lademöglichkeiten für die gewerblich genutzten E-Mobile als gute Alternative herausgestellt. Diese Parkplätze verfügen über eine direkte Anbindung an die Ortsnetzstation über eine Sticheitung. Für das Gewerbegebiet B wurde die Schaffung einer größeren Parkfläche mit Lademöglichkeiten auf einem unbebauten Grundstück (200 m Entfernung zur Ortsnetzstation, Kabel 150 mm<sup>2</sup>) angenommen (Abbildung 3.41). Die anschließende Netzsimulation hat ergeben, dass sich durch die zentrale Ladeparkfläche die maximalen Spannungsabweichungen im Netz, um  $\Delta u \approx 2\% U_n$  reduzieren lässt.



**Abb. 3.41: Zentraler Ladeparkplatz für E-Mobile im Gewerbegebiet B**

Zusammenfassend kann zu den Industrie- und Gewerbegebieten gesagt werden, dass eine moderate Verbreitung von E-Mobilen im Fuhrpark von Industrie- und Gewerbebetrieben zunächst nur zu einem geringen Netzausbaubedarf führen wird, da die elektrischen Netze in diesen Gebieten aufgrund der ohnehin relativ hohen Stromnachfrage der dort angeschlossenen Verbraucher häufig bereits bei der ursprünglichen Netzplanung großzügig dimensioniert wurden. Dies ist grundlegend anders als in Niederspannungsnetzen mit Wohnbebauung, bei denen der Ladebedarf von E-Mobilen den bisher vorherrschenden Energieverbrauch sowie die Verbrauchsspitzen deutlich erhöhen kann. Von einer thermischen Überlastung ist in den Gewerbegebieten erst bei einer sehr hohen Durchdringung mit E-Mobilen auszugehen. Verletzungen der Spannungsbänder können dagegen deutlich früher auftreten. Zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen bietet die Schaffung zentraler Ladeparkplätze mit direkter Anbindung an die Ortsnetzstationen eine geeignete Alternative. Sollten strukturelle Änderungen in den Netzen allerdings nicht möglich bzw. zentrale Ladestrukturen von den ansässigen Industrie- und Gewerbebetrieben unerwünscht sein, ist eine Ladesteuerung basierend auf Residuallast oder Day-Ahead-Prognosen (Lastprofile, Einspeiseprognosen, etc.) am vorteilhaftesten. Dies sollte in Kombination mit zeitlich flexiblen Ladeleistungsfreigaben geschehen, um zum einen die beschriebenen „Lawinen-Effekte“ zu verhindern und zum anderen den Aufwand einer individuellen Ansteuerung der einzelnen Ladestationen zu vermeiden. Unabhängig von der Art der Ladesteuerung dürfte sich in den vorgelagerten Mittelspannungsnetzen der Netzausbaubedarf bei einer moderaten Verbreitung von Elektromobilität in Grenzen halten. Die zusätzliche Leistungsnachfrage durch Ladevorgänge ist im Verhältnis zur bereits vorherrschenden Belastung in dieser Spannungsebene selbst bei einer hohen Anzahl an E-Mobilen in der Regel zu gering, um die Betriebsmittel in den Netzen an die Grenzen zu bringen.

### 3.6. Einbindung in das Energiemanagement von Privathaushalten

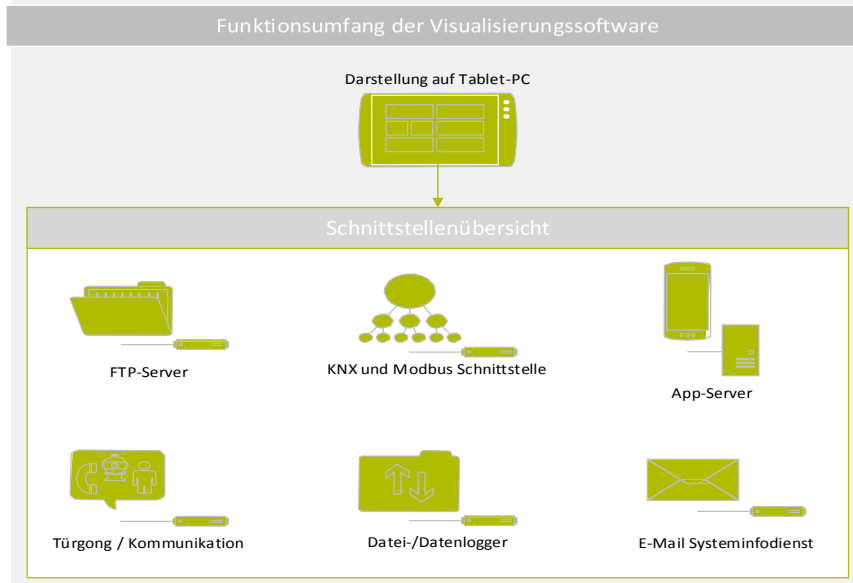
Mit der Einbindung der Elektromobilität in das Energiemanagement von Haushalten wurde das Ziel verfolgt, das Laden von E-Mobilen für Privatanwender noch komfortabler zu gestalten und in Kombination mit einer automatisierten Gebäudesteuerung zu netzdienlichem Verbrauchsverhalten bzw. optimiertem Eigenverbrauch beizutragen. Der Einsatz vorkonfigurierter Optimierungsstrategien verwandelt private Haushalte mit Eigenerzeugung, Energiespeicher, flexiblen Verbrauchern und E-Mobilen zu aktiven Netzteilnehmern, die sich im Einklang mit den Anforderungen des lokalen Energienetzes verhalten. Die Entwicklung des intelligenten Energiemanagements wurde in Laborumgebung am Versuchsstand der TU Darmstadt durchgeführt und anschließend auf das Energieeffizienzhaus „SurPLUShome“ übertragen. Die am Versuchsstand aufgebaute Laborumgebung mit den verschiedenen steuerbaren Komponenten ist in Abbildung 3.42 dargestellt.



Abb. 3.42: Versuchsstand der TU Darmstadt zur Entwicklung des Energiemanagementsystems [15]

Am Versuchsstand wurde zunächst eine dem SurPLUShome nachempfundene Gebäudeinfrastruktur basierend auf einem KNX-Gebäudeautomatisierungssystem realisiert. In die Gebäudeautomatisierung wurden eine der steuerbaren Ladesäulen für E-Mobile (Mennekes Light 11) und über KNX schaltbare Haushaltsgeräte (Waschmaschine und Wäschetrockner) integriert. Diese Komponenten stehen repräsentativ für die flexiblen Verbraucher des Haushalts. Darüber hinaus verfügt der Versuchsstand über einen Energiespeicher (Blei-Säure-Batterie), der als Pufferspeicher zusätzliche Flexibilität für Lastverschiebungen ermöglicht. Die Grundlast eines Haushalts wurde durch installierte Lichtquellen unterschiedlicher Leistungen abgebildet. So konnten beispielsweise zwei 1000 W Lichtstrahler den kurzzeitigen Energiebedarf eines Kochfeldes oder Backofens abbilden. Da in der Laborumgebung keine Installation einer Photovoltaikanlage zur Energieerzeugung möglich war, wurde die erwartete Erzeugungsleistung einer solchen Anlage mit Hilfe von Daten der örtlichen Solareinstrahlung simuliert. Die größte Herausforderung bei der Realisierung des Energiemanagementsystems war die Zusammenführung der unterschiedlichen Kommunikationsstandards der einzelnen Komponenten. So wurden für die Schaltvorgänge der Gebäudeautomatisierung zwar hauptsächlich das KNX-Bussystem genutzt, die Informationen des Energiespeichers und der simulierten Photovoltaikanlage wurden jedoch über Modbus übertragen und bei der Steuerung der „Miele@home“-Haushaltsgeräte kam Powerline-Kommunikation zum Einsatz. Die Zusammenführung der verschiedenen Kommunikationsschnittstellen in einem gemeinsamen Steuerungsnetzwerk wurde über die Software „Eisbaer SCADA“ realisiert (Abbildung 3.43). Zudem ermöglichte diese Software eine komfortable Visualisierung des umgesetzten Energiemanagementsystems und diente als grafische

Bedienoberfläche für die Steuerung der unterschiedlichen Komponenten. Der primär verwendete Kommunikationsweg über KNX basierte auf einem 24 V DC Bussystem, worüber die einzelnen KNX-Aktoren mit Strom versorgt wurden und ebenso die Übertragung der Steuersignale in Form von Telegrammen erfolgte. Die Programmierung und Konfiguration der einzelnen KNX-Aktoren und ihr Ansprechverhalten auf die Steuertelegammen wurde über die Software ETS 5 realisiert [16].



**Abb. 3.43: Übersicht der eingebundenen Schnittstellen in die Bedienoberfläche des Energiemanagements**

Für das auf der Software „Eisbaer SCADA“ basierende Energiemanagement sind im Projekt drei Optimierungsstrategien entwickelt worden. Bei diesen Strategien handelt es sich um eine automatisierte Optimierung des Eigenverbrauchs, ein netzdienliches Verhalten des Haushalts gemäß der Ampeltarifvorgaben und eine Kombination aus den beiden grundlegenden Strategien. Nachfolgend werden die Methoden der drei Optimierungsstrategien näher beschrieben.

Ziel der „Eigenverbrauchsstrategie“ ist die maximale Nutzung selbst erzeugter Energie, in diesem Fall der hauseigenen Photovoltaikanlage. Hierzu wird auf Messwerte für die Residuallast, also der Differenz zwischen der aktuellen Erzeugung der Photovoltaikanlage und dem Verbrauch des Haushalts zurückgegriffen. Die flexiblen Haushaltsgeräte, der Ladevorgang eines angeschlossenen E-Mobils und die Lade- bzw. Entladeleistung des Energiespeichers werden so gesteuert, dass sie sich möglichst optimal mit der Überschusseinspeisung der Photovoltaikanlage decken. Für die Anpassung des Verbrauchs an den zur Verfügung stehenden Leistungsüberschuss ist das Energiemanagementsystem dazu in der Lage, die freigegebene Ladeleistung für das E-Mobil automatisch in drei Stufen anzupassen. Der Leistungsfluss des Energiespeichers kann über eine Ansteuerung der Umrichter kontinuierlich ohne Abstufungen an die Residuallast angepasst werden. Die eigenverbrauchsoptimierte Strategie zielt darauf ab, den Bezug elektrischer Energie aus dem öffentlichen Netz zu verringern und die Stromkosten des Haushaltes zu reduzieren.

Die „Netzdienliche Strategie“ greift für die Steuerung der Ladevorgänge, des Energiespeichers und der flexiblen Verbraucher auf die im Projekt von dem virtuellen Kraftwerk bzw. Energieversorger zur Verfügung gestellten Tarifindikatoren in Form der Ampelsignale zurück. Die Tarifdaten wurden vom Energiemanagementsystem einmal täglich von dem FTP-Server des Energieversorgers bezogen und danach bei der Steuerung der flexiblen Komponenten berücksichtigt. Während einer grünen Ampelphase wurden aktivierte flexible Verbraucher und der Ladevorgang eines E-Mobils über die Gebäudesteuerung gestartet. Der Energiespeicher des Haushaltes agierte hier ebenfalls netzdienlich und wurde in den grünen Ampelphasen geladen, während er in den roten Ampelphasen Energie zur Verfügung stellte. Insgesamt wurde versucht, den Verbrauch des Haushaltes in den roten Ampelphasen möglichst zu reduzieren. Bei entsprechender Verteilung der roten und grünen Ampelphasen kann diese Strategie dem Netzbetreiber helfen, Lastspitzen im Netz zu reduzieren, um Engpässe zu vermeiden und regional erzeugte Energie möglichst vor Ort zu nutzen.

Mit Blick auf die derzeit geltenden Rahmenbedingungen in Deutschland ist ein Energiemanagement mit dem Ziel einer Optimierung des Eigenverbrauchs für einen Haushalt die ökonomischste Strategie, da ein netzdienlicheres Verhalten eines Verbrauchers gegenwärtig finanziell nicht belohnt wird. Die „kombinierte Optimierungsstrategie“ wurde entwickelt, um neben den Vorteilen der Eigenverbrauchsstrategie zukünftig auch Anreize über flexible Tarifstrukturen nutzen zu können, falls nach Durchführung der Eigenverbrauchsoptimierung weitere Flexibilität vorhanden ist.

Bei der kombinierten Strategie liegt die Priorität zunächst auf einer Optimierung des Eigenverbrauchs. Sollte nach einem Ausgleich der Überschusserzeugung noch freie Flexibilität durch steuerbare Lasten oder dem Energiespeicher zur Verfügung stehen, wird dies genutzt, um das Lastprofil des Haushalts netzdienlich zu gestalten. Wenn beispielsweise der gesamte Energieüberschuss genutzt wurde, um die flexiblen Haushaltsgeräte zu versorgen und zur selben Zeit eine grüne Tarifphase vorherrscht, so werden die Speicherkapazitäten von E-Mobil und Energiespeicher zusätzlich aus dem Netz geladen.

Im Folgenden wird beispielhaft das Energiemanagement bei kombinierter Optimierungsstrategie mit halbstündigem Einspeise- und Verbrauchsverlauf, wie in Abbildung 3.44 dargestellt, erläutert.

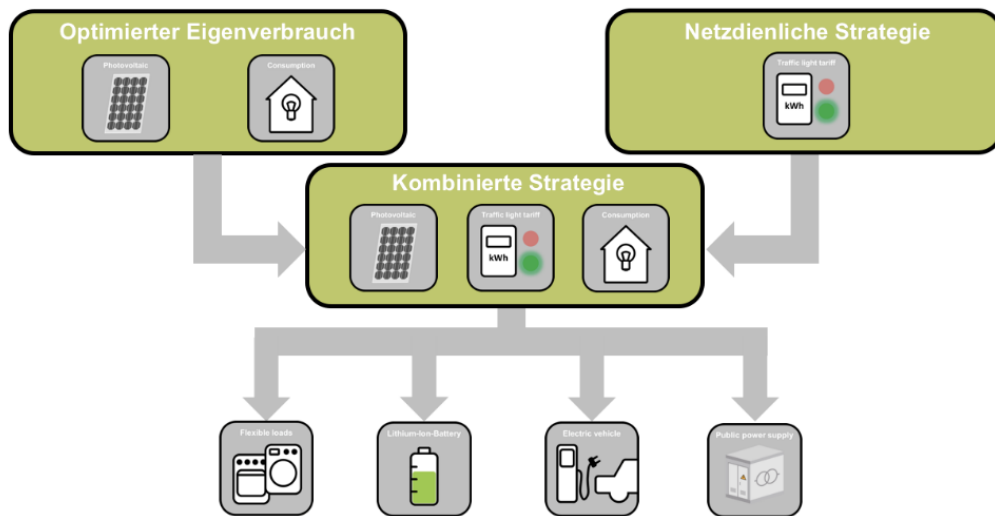
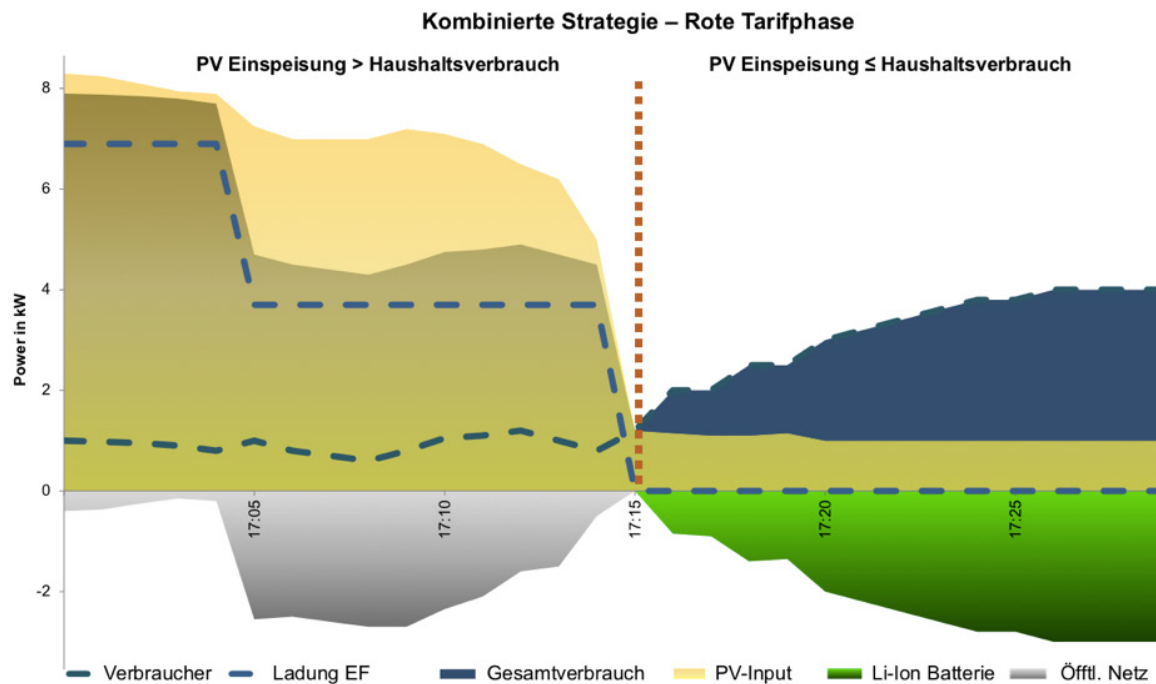


Abb. 3.44: Kombinierte Optimierungsstrategie des Energiemanagements in Well2Wheel [15]

Es wird davon ausgegangen, dass über das gesamte 30-minütige Zeitintervall eine rote Tarifphase (lokaler Netzengpass oder geringe Energieerzeugung in der Region) vorliegt. Der Einspeise- und Verbrauchsverlauf ist in Bild 3.45 dargestellt.

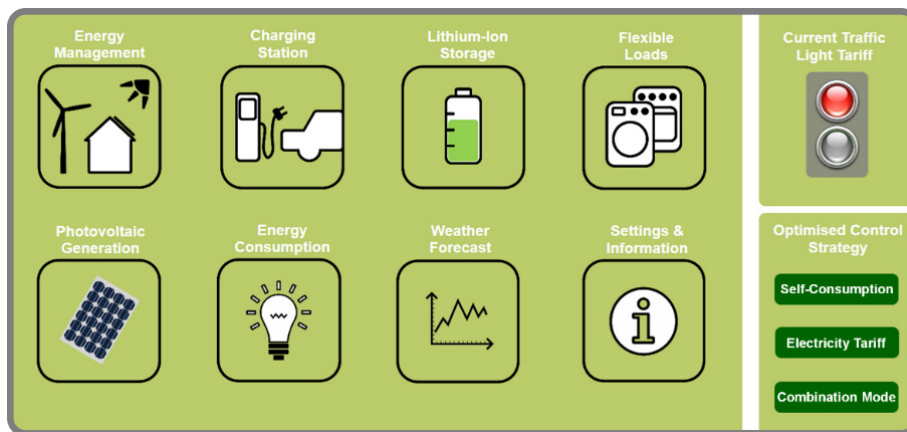
Zu Beginn weist der Haushalt eine Verbrauchslast von 1 kW auf. Zur selben Zeit erzeugt die hauseigene Photovoltaikanlage eine Leistung von mehr als 8 kW. Um den Eigenverbrauch zu optimieren, startet das Energiemanagement des Haushaltes den Ladevorgang des angeschlossenen E-Mobils. Da allerdings eine rote Ampelphase vorliegt, gibt das Energiemanagement an der Ladesäule nur die Ladestufe 2 mit 6,9 kW Ladeleistung frei. Der verbleibende Überschuss der Photovoltaikanlage wird in das öffentliche Netz eingespeist. In den kommenden Minuten reduziert sich die Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage kontinuierlich, sodass das Energiemanagement die freigegebene Ladeleistung an der Ladesäule auf eine niedrigere Stufe reduziert. Der verbleibende Überschuss wird wegen der roten Ampelphase weiterhin ins öffentliche Netz eingespeist. Nach einer Viertelstunde ist die Photovoltaikerzeugung soweit abgesunken, dass der Ladevorgang des E-Mobils vom Energiemanagement unterbrochen wird. Da der Grundverbrauch des Haushaltes zu steigen beginnt, übersteigt der Gesamtverbrauch des Haushaltes trotz beendetem Ladevorgang weiterhin die Erzeugung der Photovoltaikanlage. Aufgrund der roten Ampelphase wird das Defizit zwischen Eigenerzeugung und Verbrauch in diesem Fall aus dem hauseigenen Energiespeicher gedeckt [15].





**Abb. 3.45: Einspeise- und Verbrauchsverlauf bei einem Energiemanagement mit kombinierter Optimierungsstrategie**

Für eine nutzerfreundliche Bedienung des Energiemanagements wurde eine grafische Oberfläche entworfen. Ziel war es, dem Nutzer alle relevanten Informationen zu liefern und eine komfortable Bedienung per Touchscreen über ein Tablet zu ermöglichen. Diese grafische Bedienoberfläche des Energiemanagements wurde zunächst für die Gegebenheiten am Versuchsstand entwickelt (Abbildung 3.46).



**Abb. 3.46: Startseite der Benutzeroberfläche des Energiemanagements am Versuchsstand [16]**

Auf der Startseite werden u.a. die aktuelle Ampelphase sowie eine Auswahl für die vordefinierten Optimierungsstrategien dargestellt. Daneben wird ein übersichtliches Hauptmenü für die einzelnen steuerbaren Komponenten, Leistungsdaten und Anwendungen angeboten. Auf einer Unterseite kann der Nutzer die detaillierten Parameter der Optimierungsstrategien einsehen und seinen Bedürfnissen anpassen. Auf einer weiteren Seite werden Informationen über das E-Mobil, den Ladevorgang und die verwendete Energie aufbereitet. Eine weitere separate Seite zeigt alle Daten zum hauseigenen Energiespeicher, den Speicherfüllstand sowie die aktuelle Ladeleistung an. Die steuerbaren Hausgeräte können ebenso über ein Untermenü angesprochen und konfiguriert werden. Die für den Hausbesitzer besonders interessanten Daten zur eigenen Photovoltaikerzeugung, den historischen Einspeiseverläufen sowie die aktuelle Einspeiseleistung sind als Diagramme grafisch aufbereitet und



stehen dem Nutzer ebenfalls zur Verfügung. Neben der Erzeugung wird eine separate Seite für unterschiedliche Verbrauchsmessungen zur Verfügung gestellt, ebenso sind Wettervorhersagen sowie Einspeiseprognosen einsehbar.

Die vorgestellten grundlegenden Strategien für das Energiemanagement wurden im Verlauf des Projektes stetig verbessert und um neue Funktionen erweitert. So wurden zusätzliche Programmeinheiten für die Datenaufzeichnung und eine Visualisierungssoftware zur anschaulichen Darstellung des zeitlichen Verlaufs von Messdaten in Diagrammen für „Eisbaer SCADA“ programmiert. Ebenso wurden die Strategien um eine Anwesenheitserkennung sowie eine prognosebasierte Optimierung erweitert. Diese Funktionen werden im nachfolgenden Abschnitt zum Energiemanagement am SurPLUShome noch näher beschrieben. Nach Fertigstellung einer ersten Version des automatisierten Energiemanagementsystems wurde die Laborumgebung am Versuchsstand im weiteren Projektverlauf hauptsächlich zur Durchführung von Langzeittests zur Verbesserung der Lauffähigkeit und Stabilität des Systems genutzt. Neue Entwicklungen konnten so vor der Übertragung in das Modellhaus immer eingehend geprüft und verbessert werden. Eine wichtige Funktion des Versuchsstands in Kombination mit dem Energiemanagementsystem war es außerdem, über die Datenaufzeichnung die Kompatibilität unterschiedlicher Ladestationen und E-Mobiltypen bei gesteuertem Laden zu analysieren (Abbildung 3.47).



**Abb. 3.47: Kompatibilitätstest für gesteuertes Laden am Versuchsstand der TU Darmstadt**

Nach der erfolgreichen Entwicklung, Durchführung von Langzeittest und Anwendung des Energiemanagements inklusive der drei automatisierten Optimierungsstrategien am Versuchsstand der TU Darmstadt wurden die Ergebnisse im nächsten Schritt auf das Energieeffizienzhaus „SurPLUShome“ der TU Darmstadt (Abbildung 3.48) übertragen.



**Abb. 3.48: Energieeffizienzhaus „SurPLUShome“ der TU Darmstadt**

Die Gebäudeautomatisierung am SurPLUShome TU Darmstadt basiert wie am Versuchstand auf dem KNX-Feldbussystem. Allerdings sind in die Gebäudeautomatisierung am Energieeffizienzhaus deutlich mehr steuerbare Schaltaktoren sowie KNX-Komponenten zur Datenerfassung integriert. Hierzu gehören ein Präsenzmelder im Gebäude mit Bewegungsmelder und Helligkeitssensor sowie eine Wetterstation an der Gebäudefassade (Abbildung 3.49).



**Abb. 3.49: Wetterstation (links) und Präsenzmelder (rechts) mit KNX-Schnittstellen am SurPLUShome**

Ebenso wurden im SurPLUShome eine der modifizierten steuerbaren Ladesäulen und ein Lithium-Ionen-Speicher mit 11 kWh Speicherkapazität installiert (Abbildung 3.50). Um die Lebensdauer zu optimieren, wird der Energiespeicher für das Energiemanagement als Puffer nur zwischen einem State-of-charge von 15% bis 90% betrieben. Liegt der State-of-charge außerhalb dieser Grenzen, steht der Speicher für das Energiemanagement temporär nicht zur Verfügung und wird in einer entsprechenden Ampelphase erst wieder auf- bzw. entladen.



**Abb. 3.50: Steuerbare Ladesäule (links) und Lithium-Ionen-Speicher (rechts) am SurPLUShome**

Die Dachfläche sowie die gesamte Gebäudefassade des SurPLUShome sind mit Solarmodulen bedeckt, sodass beim Energiemanagement auf reale Einspeisewerte zurückgegriffen werden kann. Insgesamt beläuft sich die installierte Gesamtleistung auf 19 kWp [17]. Zur Beheizung und Belüftung des Hauses steht eine 2,1 kW Wärmepumpe zur Verfügung. Die Erzeugung des Warmwassers wird zusätzlich durch Geothermie unterstützt. Neben den bereits erwähnten Komponenten sind in das Energiemanagement am SurPLUShome außerdem die Steuerung der grundlegenden Systeme wie Beleuchtung, Jalousien und schaltbare Haushaltsgeräte (Miele@home) integriert.

Das am Versuchsstand entwickelte Energiemanagement wurde auf das SurPLUShome übertragen und entsprechend den dort vorhandenen steuerbaren Komponenten modifiziert. Außerdem wurde aufgrund der geänderten Komponenten und zusätzlich verfügbaren Informationen zur komfortableren Steuerung das Design der grafischen Bedienoberfläche des Energiemanagements angepasst und ein Bedienpanel an einer zentralen Stelle im Haus, mit in der Wand integriertem Tablet, zur Touch-Eingabe installiert. So können für einen verbesserten Nutzerkomfort innerhalb des Systems auch die Jalousien, Fenster, Lichtquellen und Steckdosen über die Bedieneinheit gesteuert werden.



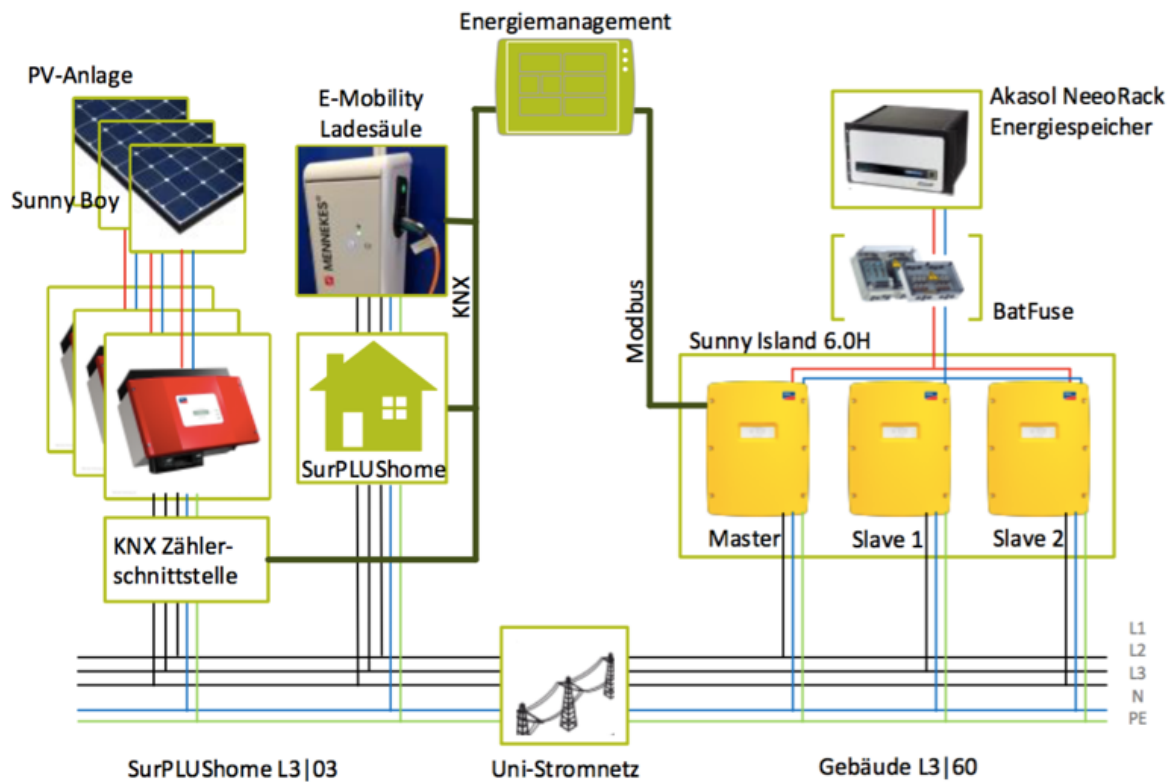


Abb. 3.51: Übersicht über die IKT-Vernetzung am SurPLUShome

Abbildung 3.52 zeigt ein Baumdiagramm über die Menüstruktur des umgesetzten Energiemanagements am SurPLUShome (links) sowie das wandintegrierte Bedienpanel (rechts).

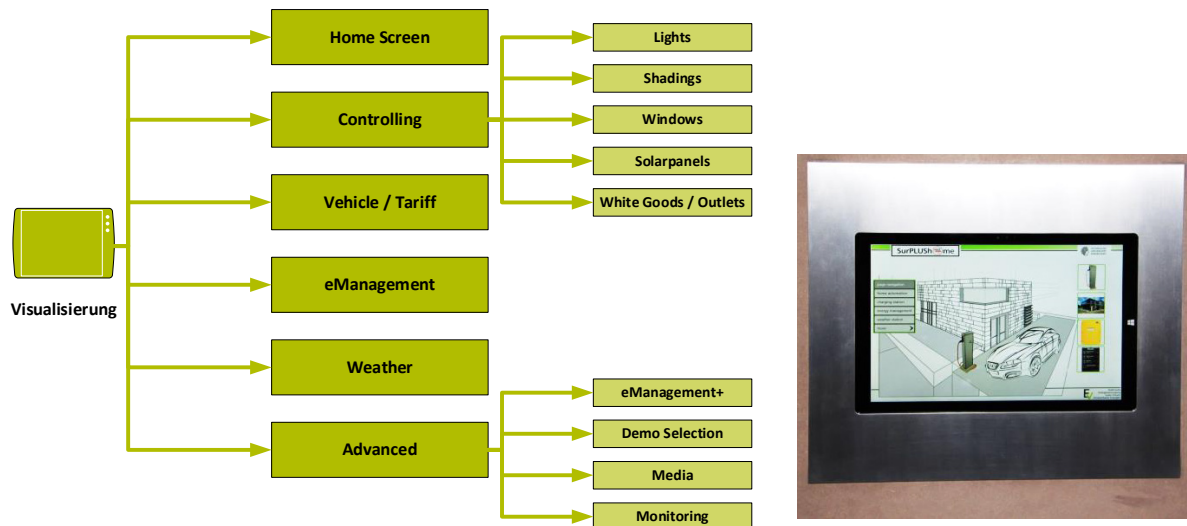


Abb. 3.52: Menüstruktur des Energiemanagements (links) und Bedienpanel (rechts) im SurPLUShome

In Abbildung 3.53 sind der Homescreen sowie die Bedienoberfläche der Lichtsteuerung für das Erdgeschoss im SurPLUShome zu sehen.



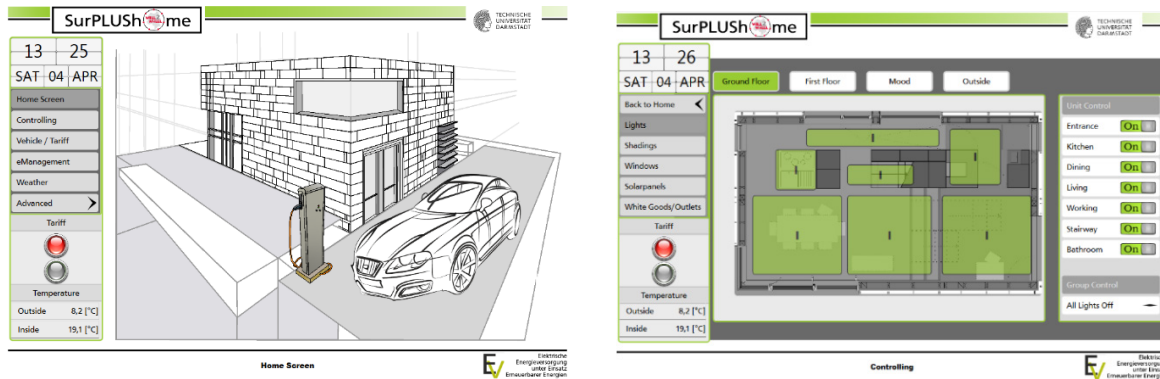


Abb. 3.53: Homescreen und Lichtsteuerung des Energiemanagements im SurPLUSHome

Der verbaute Präsenzmelder im SurPLUSHome ermöglicht die Erweiterung des Energiemanagements um anwesenheitsbasierte Regelungsstrategien (Abbildung 3.54), um dadurch die Energieeffizienz des Haushaltes weiter zu verbessern. Über den Helligkeitssensor im Präsenzmelder in Kombination mit den Daten aus dem Sensor für die Innenraumtemperatur können die Jalousien automatisch entsprechend den Licht- und Temperaturverhältnissen gesteuert werden. Der Temperatursensor ermöglicht in Verbindung mit der Wetterstation außerdem ein automatisiertes Öffnen und Schließen der Fenster. Der Anwesenheitsassistent registriert Bewegungen der Bewohner im Haus und kann in Abhängigkeit von der Dauer der Abwesenheit automatisch vordefinierte Energiesparmaßnahmen einleiten. Im Projekt werden ab einer einstündigen Abwesenheit alle kritischen Verbraucher (z.B. Elektroherd) sowie voreingestellt Steckdosen mit nicht benötigten Verbrauchern (Kaffeemaschine, Lampen, etc.) und die Raumbeleuchtung ausgeschaltet. Bei längerer Abwesenheit wird eine Anpassung der Raumtemperatur über die Steuerung der Wärmepumpe veranlasst. Bei Bewegungserkennung nach vorheriger Abwesenheit werden die Einstellungen entweder auf die vorherigen oder vordefinierten Werte zurückgesetzt. Über den Präsenzmelder lassen sich ebenso sicherheitsrelevante Aspekte des Hauses steuern. So werden bei langer Abwesenheit automatisch die Fenster geschlossen und die Jalousien heruntergefahren.

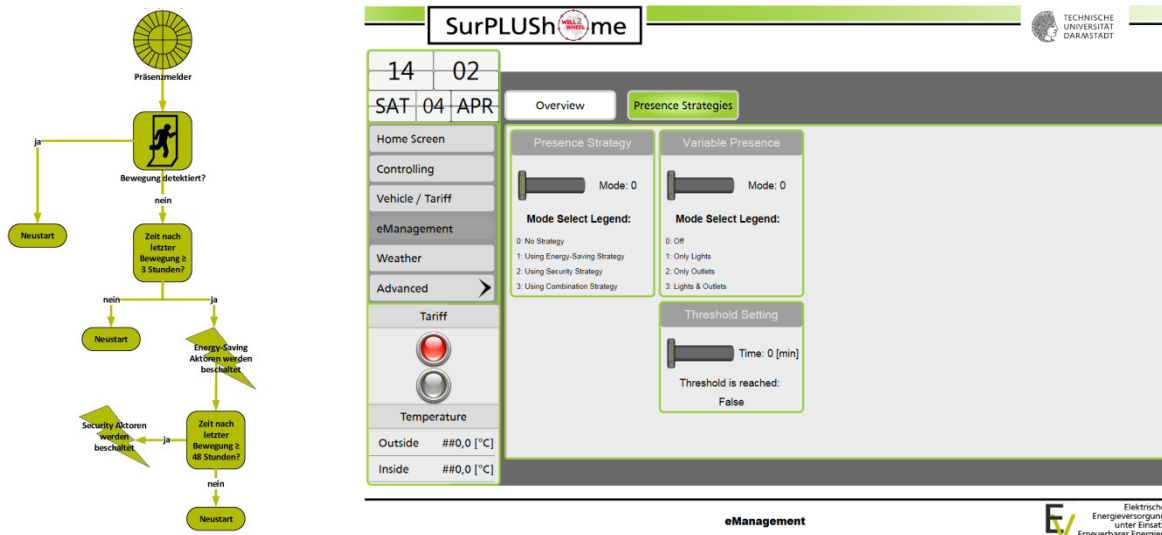


Abb. 3.54: Baumdiagramm für Anwesenheitsassistent (links) und Bedienoberfläche im SurPLUSHome (rechts)

Im finalen Umsetzungsschritt im Projekt wurde auf Basis von Wetterdaten das Energiemanagement um eine prognosebasierte Regelung erweitert. Dieses greift auf Vorhersagen für die Außentemperatur, Windgeschwindigkeiten sowie die regionale Globalstrahlung zurück. Der Vorteil gegenüber einer nur auf aktuellen Messdaten basierenden Optimierung ist es, dass vorhandene Flexibilität möglichst dann eingesetzt wird, wenn es für die Mehrzahl der Akteure von Nutzen ist. Als Beispiel sei hier die Optimierung des Eigenverbrauchs in Kombination mit netzdienlichem Verhalten

genannt. Übersteigt die Eigenerzeugung den Verbrauch, würde ein ausschließlich auf die Residuallast ausgerichteter System die flexiblen Verbraucher direkt zur Nutzung der Eigenerzeugung einschalten, unabhängig davon, ob die maximale Spitze der Überschusserzeugung vielleicht erst zur Mittagszeit anfällt und bis dahin schon alle Flexibilitätten ausgenutzt wurden. Eine auf Prognosewerten optimierte Strategie kennt den wahrscheinlichen Tagesverlauf der Einspeiseleistung und Grundlast des Haushaltes. Die steuerbaren Verbraucher würden dann zum Zeitpunkt der höchsten Einspeisespitzen zum Einsatz kommen. Hiermit können die Netze zu Spitzenzeiten lokal entlastet werden, und zwar ohne negative Auswirkungen auf den Eigenverbrauch des Privathaushaltes. Zur Umsetzung dieser umfangreicheren Berechnungen für eine prognoseoptimierte Lastverschiebung musste ein separates Programm in der Programmiersprache C# (ProgTool) entwickelt und über eine Schnittstelle mit der Eisbaer SCADA Nutzeroberfläche des Energiemanagements verknüpft werden. Die Bedienung ist dadurch weiterhin komfortabel über die grafische Bedienoberfläche des Energiemanagementsystems möglich (Abbildung 3.55).

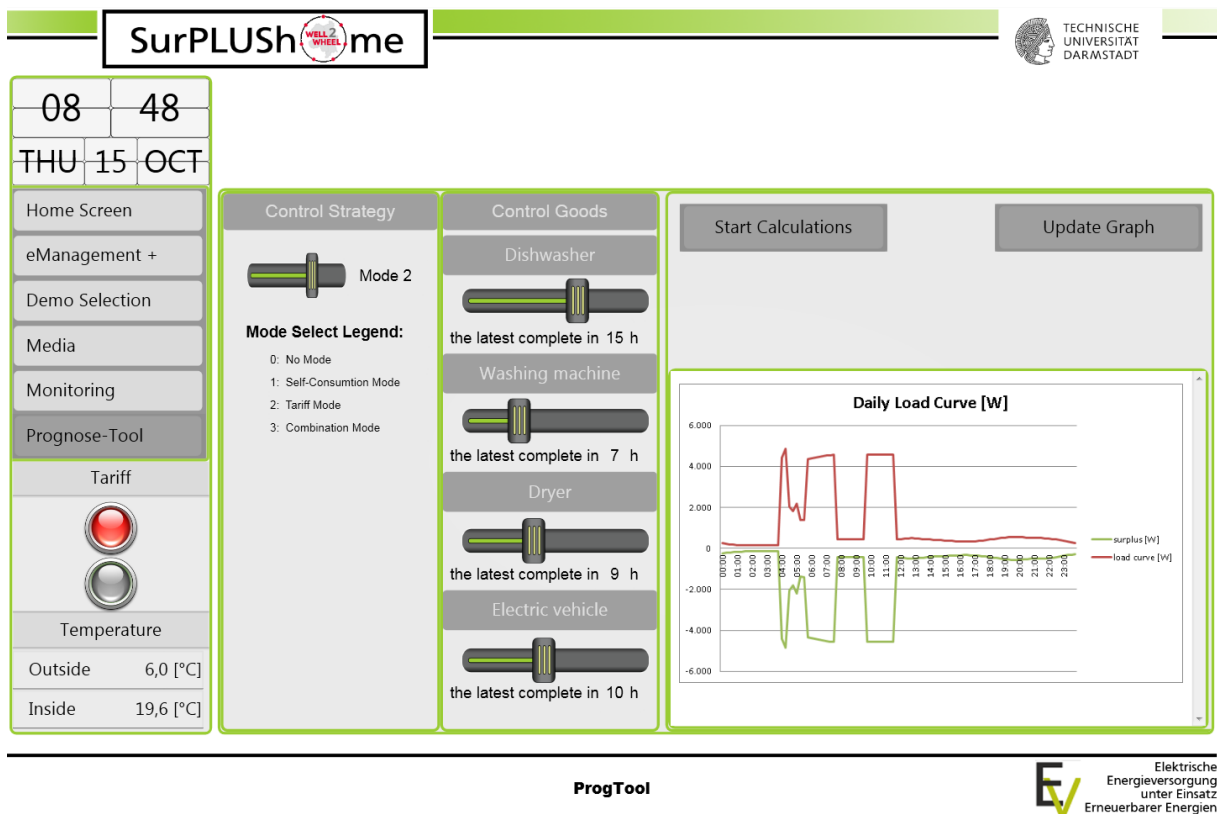


Abb. 3.55: Bedienoberfläche der prognosebasierten Optimierung im Energiemanagement im SurPLUSHme

Das Programm nutzt die vom Energieversorger im Projekt bereitgestellten Wetterdaten, um eine Tagesprognose über die Einspeisung der hauseigenen Photovoltaikanlage zu erstellen.

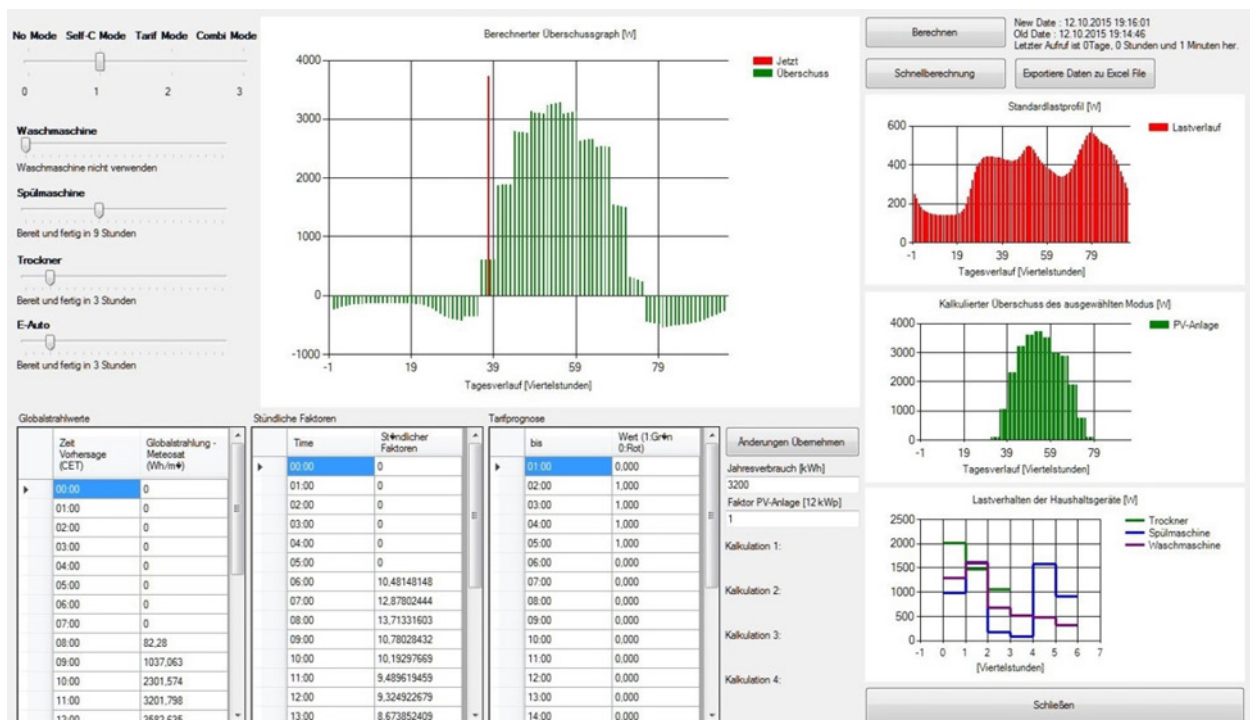


Abb. 3.56: Oberfläche des Programms zur prognosebasierten Optimierung

Zusätzlich wurden die Lastkurven von Waschmaschine, Wäschetrockner und Spülmaschine aufgenommen, die als flexible Verbraucher in die prognoseoptimierte Regelungsstrategie integriert sind. Das ebenfalls ins Energiemanagement integrierte Laden von E-Mobilen wird nachrangig behandelt, da ein Ladevorgang beliebig unterbrochen und fortgesetzt werden kann, was bei den steuerbaren Haushaltsgeräten nicht möglich ist. Für den Privathaushalt wurde ein vom Wochentag und der Tageszeit abhängiges Grundlastprofil ermittelt, mit dessen Hilfe in Verbindung mit der Einspeiseprognose für die Photovoltaikanlage der zu erwartende Energieüberschuss berechnet werden kann. Hat der Nutzer ein Haushaltsgerät aktiviert bzw. das E-Mobil an die Ladesäule angeschlossen und einen Zeitpunkt festgelegt, bis wann z.B. der Spül- oder Ladevorgang spätestens abgeschlossen sein muss, errechnet „ProgTool“ die optimalen Einsatzzeiten entsprechend der ausgewählten Optimierungsstrategie (Abbildung 3.56). Wie erwähnt werden zunächst immer die Einsatzzeiten der weniger flexiblen Verbraucher wie Haushaltsgeräte festgelegt und danach die Ladezeiten des E-Mobils geplant. Dies erlaubt in Verbindung mit der Flexibilität des stationären Pufferspeichers eine optimale Ausnutzung der Eigenerzeugung bei gleichzeitiger Reduktion der Lastspitzen des Haushaltes.

### 3.7. Untersuchung zu Auswirkungen auf die Spannungsqualität

Ein weiterer Bestandteil des Forschungsprojektes waren die Untersuchungen der Auswirkungen von Elektromobilität auf die Spannungsqualität des öffentlichen Netzes. Die Untersuchungen wurden in einem Netzabschnitt mit relativ hohem Anteil an Leistungselektronik und mit bis zu zwei parallel ladenden Fahrzeugen am gleichen Netzverknüpfungspunkt durchgeführt.

Bei einem steigenden Anteil von E-Mobilen sind künftig Auswirkungen auf die Spannungsqualität im öffentlichen Netz sowie in den elektrischen Hausnetzen zu erwarten [18, 19]. Bereits gegenwärtig ist durch die Zunahme nicht-linearer Verbraucher und Erzeuger eine lokale Verschlechterung der Spannungsqualität messbar [20, 21]. In Niederspannungsnetzen besitzt die Spannungsqualität einen direkten Einfluss auf die angeschlossenen Verbraucher und ihre Energieeffizienz. Netzbetreiber sind verpflichtet, die technischen Anforderungen an die Spannungsqualität gemäß DIN EN 50160 für alle

Spannungsebenen einzuhalten. Die Anlagenhersteller sind wiederum dazu verpflichtet, die nach IEC 61000-3-2 vorgegebenen Grenzwerte einzuhalten. Im Allgemeinen sollen die Netzzrückwirkungen des Ladevorgangs eines E-Mobils auf ein Minimum reduziert werden.

In Abbildung 3.57 ist eine Übersicht über das untersuchte Netzgebiet mit einem Hausanschlusspunkt zu sehen. Direkt am Hausanschluss ist eine Ladestation für E-Mobile installiert. Die Ladestation ermöglicht das parallele dreiphasige Laden von maximal zwei E-Mobilen mit jeweils 11 kW Ladeleistung.

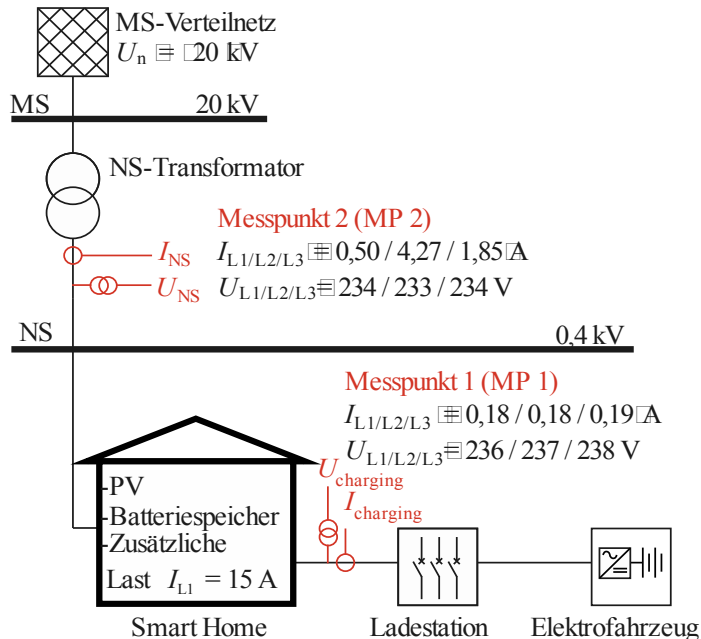


Abb. 3.57: Übersicht über die Messpunkte zur Untersuchung der Spannungsqualität

Für die Untersuchung der Auswirkungen auf die Spannungsqualität wurden zwei Messpunkte (MP 1 und MP 2) ausgewählt. Der erste Messpunkt befindet sich am Einspeisekabel der Ladestation, der zweite Messpunkt an der Unterspannungsseite des Niederspannungstransformators. Bei den in Abbildung 3.57 dargestellten Messwerten handelt es sich um die 10-minütigen Mittelwerte der Ströme und einphasigen Spannungen ( $I_{L1/L2/L3}$  und  $U_{L1/L2/L3}$ ) ohne Laden eines E-Mobils. Diese dienen im Folgenden als Referenzwerte für den ursprünglichen Zustand des Netzes ohne Elektromobilität.

Im Allgemeinen definiert die Spannungsqualität Parameter bezüglich des Verlaufs der Spannung sowie die maximal erlaubten Abweichungen vom Mittelwert im Netzbetrieb. Für die Bewertung der Beeinflussung der Spannungsqualität durch die Ladevorgänge von E-Mobilen wurden zwei Parameter ausgewählt: Oberschwingungsanteil und Spannungsunsymmetrie.

Die Oberschwingungen der Spannung  $u_h$  (sinusförmige Spannung mit einem ganzzahligen Vielfachen der Grundschwingungsfrequenz) beschreiben den Verlauf der Phasenspannung (Leiter-Erde). Um die Auswirkungen aller Oberschwingungen zu bewerten, wird der Gesamtoberschwingungsgehalt der Spannung (Total Harmonic Distortion, THD) herangezogen:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^n u_h^2}.$$

Die Spannungsunsymmetrie  $u_u$  als der zweite Bewertungsparameter ist als das Verhältnis zwischen der Spannung im Gegensystem  $\underline{U}_2$  und der Spannung im Mitsystem  $\underline{U}_1$  definiert. Der Parameter ergibt sich aus dem Mittelwert des 10-minütigen Spannungsverlaufs:

$$u_u = \left| \frac{\underline{U}_2}{\underline{U}_1} \right|.$$

Gemäß Norm ist eine maximale Spannungsunsymmetrie von 2% innerhalb von 95% der gemessenen Zeit erlaubt. Die maximalen Spannungen der Oberschwingungen sind bis zur 25. Harmonischen



(1250 Hz im 50-Hz-Netz) der Norm DIN EN 50160 zu entnehmen. Entsprechend dieser Norm sollen die Harmonischen bis zu  $n = 40$  für die Berechnung des THD-Faktors herangezogen werden.

Als Ausgangsbasis für die Untersuchung der Auswirkungen von Ladevorgängen von E-Mobilen auf die Spannungsqualität im öffentlichen Netz dient der Versuchsstand der TU Darmstadt, an dem eine steuerbare Ladesäule (ABB eCharger AC 11 kW) installiert ist. Für die Untersuchung wurden drei verschiedene E-Mobile verwendet. E-Mobil A erlaubte zwar ein dreiphasiges Laden mit einem maximalen Phasenstrom von jeweils 32 A (22 kW Ladeleistung), jedoch war der maximale Ladestrom durch die verwendete Ladesäule auf 16 A (11 kW Ladeleistung) begrenzt. Bei den E-Mobilen B und C war an der Ladesäule nur ein einphasiges Laden mit maximal 16 A möglich (Tabelle 3.7). E-Mobil A und B waren rein elektrisch angetriebene E-Mobile, bei E-Mobil C handelte es sich um ein Hybridfahrzeug mit Verbrennungsmotor.

**Tab. 3.7: Auswirkungen von E-Mobil-Typen auf die Spannungsqualität am Versuchsstand**

	E-Mobil A	E-Mobil B	E-Mobil C
Spannungsfall	-9,0 V (-3,8%)	-7,0 V (-3,0%)	-7,9 V (-3,4%)
Ladestrom	16,0 A	13,3 A	14,3 A
Anschluss	3-phasig	1-phasig	1-phasig
THD	3,27% (+0,35%)	3,33% (+0,42%)	3,62% (+0,71%)
$u_u$	3,51% (+0,78%)	3,42% (+0,69%)	3,79% (+1,06%)

Das Laden der E-Mobile führt zu einer Spannungsunsymmetrie am Versuchstand bei dreiphasigem Laden von maximal 3,51% und bei einphasigem Laden von 3,79%. Da es sich hier allerdings um ein nicht öffentliches Netz handelt, gelten die Grenzwerte der DIN EN 50160 nicht. Der THD-Faktor erreicht beim Laden des E-Mobils C einen Maximalwert von 3,62%, was einer Wertsteigerung von +0,71% entspricht. Die Spannungen der einzelnen Oberschwingungen sowie der Gesamtoberschwingungsgehalt THD liegt bei allen Ladevorgängen unabhängig vom E-Mobiltyp deutlich unter dem Grenzwerten. Abbildung 3.51 zeigt die Differenz der Oberschwingungsspannungen  $\Delta U_h$  an den Klemmen der Ladestation (entspricht MP 1 aus Abbildung 3.50) für die drei E-Mobile. Die Spannungsdifferenz  $\Delta U_h$  wird als die Differenz zwischen der Spannung beim Laden des E-Mobils und den Referenzwerten ohne Ladevorgang berechnet. Diese Methode ermöglicht eine Bewertung der Auswirkungen des Ladens der E-Mobile auf die Spannungsqualität im Netz:

$$\Delta u_h = u_{h,\%}^{\text{Laden}} - u_{h,\%}^{\text{Ohne-Laden}}$$

Es ist eine deutliche Erhöhung der Oberschwingungsspannung der 5. und 7. Harmonischen um +0,43 bzw. +0,76 Prozentpunkte sowie eine Schwächung der 13. und 15. Harmonischen um -0,44 bzw. -0,27 Prozentpunkte zu erkennen. Aus dem Verlauf der Änderungen der Oberschwingungen kann festgestellt werden, dass in jedem E-Mobil wahrscheinlich ein Filter mit einer Abstimmungsfrequenz von ca. 600 Hz verbaut ist. Die Spannungsänderung der Oberschwingungen ab der 28. Harmonischen ist kleiner als 0,05 Prozentpunkte und kann deshalb vernachlässigt werden.

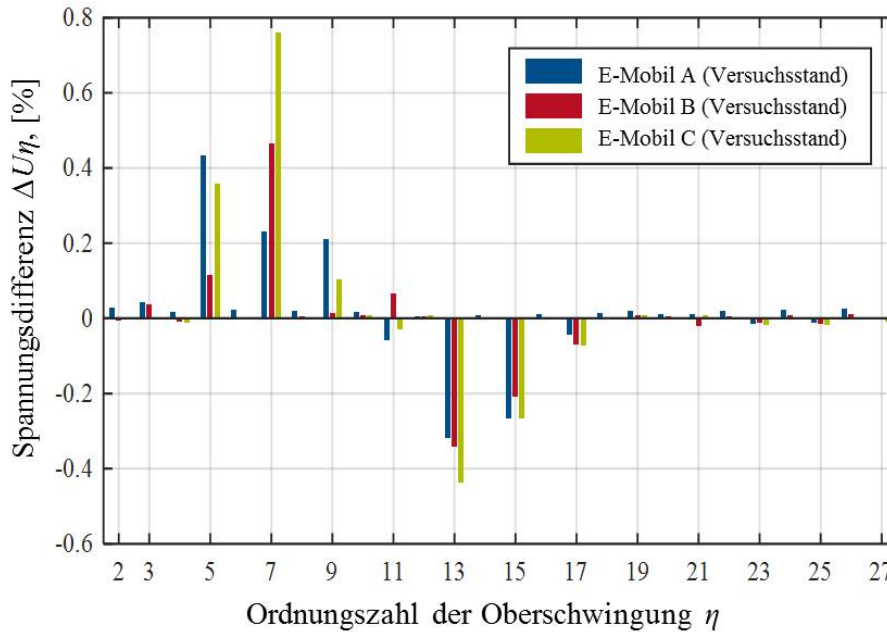


Abb. 3.58: Spannungsdifferenz der Oberschwingungen  $\Delta U_{\eta}$  für die der E-Mobile am Versuchsstand

Zur Ermittlung der Abhängigkeit der Auswirkungen von E-Mobilien von den jeweiligen Netzstrukturen wurden die gleichen Untersuchungen am Energieeffizienzhaus der TU Darmstadt (SurPLUShome), an dem ebenfalls eine steuerbare Ladestation installiert ist, durchgeführt. Tabelle 3.8 zeigt eine Übersicht über die durchgeführten Messungen am Versuchsstand und am SurPLUShome der TU Darmstadt.

Tab. 3.8: Übersicht der durchgeführten Messungen zur Spannungsqualitätsuntersuchung

Messung	Angeschlossen an Ladestation			Zusätzlicher Last in der Phase L <sub>1</sub> "+15 A"
	A	B	C	
E-Mobil A	LAB+MP1			
E-Mobil B	LAB+MP 1/2			
E-Mobil C	LAB+MP 1			
E-Mobil AC	MP1/2	MP1/2		
E-Mobil B+15 A	MP1/2			MP1/2
E-Mobil AB+15 A	MP1/2	MP1/2		MP1/2

Auch am SurPLUShome wurde zunächst wieder die Spannungsqualität am Hausanschluss ohne Laden eines E-Mobils als Referenzwert ermittelt. Abbildung 3.58 zeigt die Veränderung des THD-Wertes durch verschiedene Ladevorgänge an den beiden Messpunkten (MP 1 und MP 2). Der Messpunkt MP 1 befand sich direkt an den Klemmen der Ladestation und zeigte ähnliche Ergebnisse

wie am Versuchstand. Der zweite Messpunkt MP 2 befand sich im öffentlichen Netz direkt auf der Niederspannungsseite des Transformators. Sämtliche Messungen wurden mit dem Netzwerkanalysator DEWE-571 durchgeführt. Die Spannungsuntersuchungen wurden nicht nur für jedes E-Mobil (E-Mobil A, B und C) getrennt, sondern auch bei gleichzeitigem Laden mehrerer E-Mobile (E-Mobile AC und AB) durchgeführt. Bei zwei der Messung wurde zusätzlich ein einphasiger Verbraucher von 15 A an die Phase L1 angeschlossen.

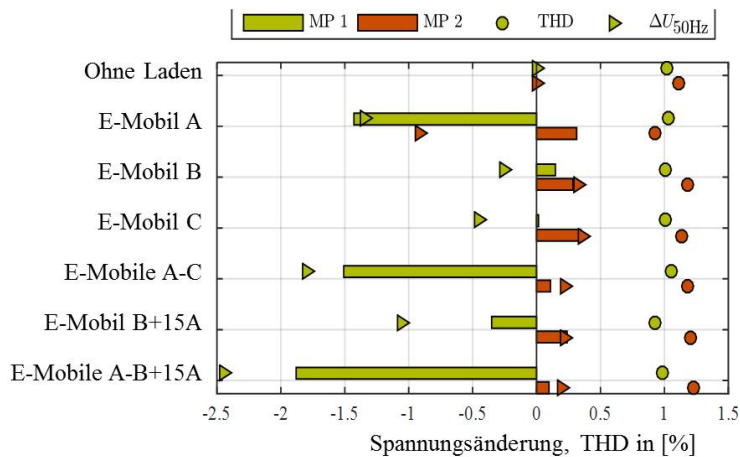


Abb. 3.59: Spannungsänderungen durch Ladevorgänge am SurPLUShome

Die ersten Auswertungen der Spannungsqualität beziehen sich auf die Ermittlung der Hauptparameter der Spannung wie z.B. den Effektivwert (RMS) und den Oberschwingungsgehalt sowie die verursachte Änderung beim Laden der E-Mobile (Abbildung 3.59). Die Balken zeigen den RMS-Wert der Spannung inklusive der Oberschwingungen. Die Dreiecke repräsentieren den RMS-Wert der Sinus-Grundschwingung bei 50 Hz. Basierend auf den Referenzwerten ohne E-Mobil wurde die Spannungsänderung wie folgt berechnet:

$$\Delta u_{\text{RMS}} = \frac{(u_{\text{RMS}}^{\text{charging}} - u_{\text{RMS}}^{\text{no-charging}})}{u_{\text{RMS}}^{\text{no-charging}}}$$

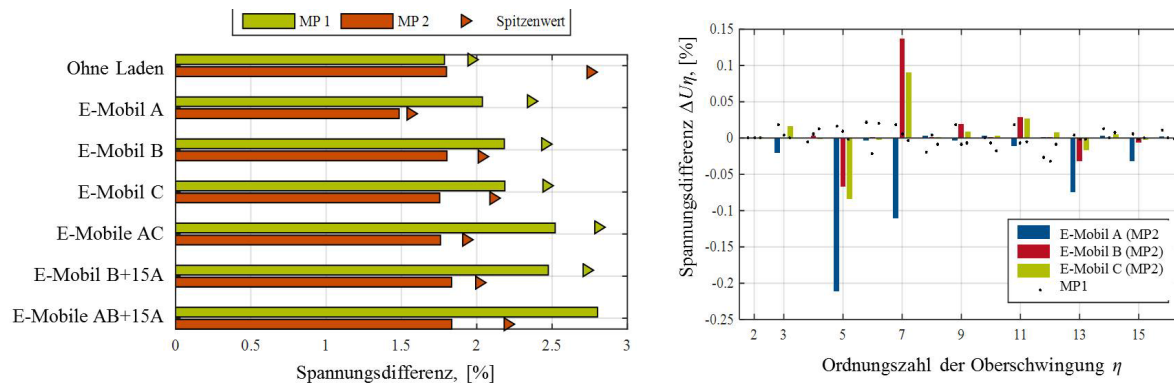
Das dreiphasige Laden von E-Mobil A verursacht einen Spannungsabfall an den Klemmen der Ladestationen von weniger als 1,5%. Im ungünstigsten Fall tritt bei gleichzeitigem Laden von zwei E-Mobiles (E-Mobile AC) und einer zusätzlichen Haushaltslast von 15 A eine Spannungsänderung von fast 2% auf. Auf der Niederspannungsseite des Transformators weisen die Messergebnisse eine Spannungsänderung von weniger als 0,5% auf und können vernachlässigt werden. Der geringe Spannungsabfall in Transformatornähe ist ein Indikator für ein robustes vorgelagertes Netz (große Kurzschlussleistung), welches mit dem des Transformators verbunden ist. Der THD-Faktor bleibt konstant und beträgt während des Ladevorgangs 1,0% (MP 1) bzw. 1,2% (MP 2). Die starke Senkung des THD-Wertes beim Laden von E-Mobil A ist nur durch andere Einflüsse im Netz zu erklären. Das Laden der E-Mobile hat eine größere Auswirkung auf die Spannung der Sinus-Grundschwingung als auf den RMS-Wert der gesamten Spannung. Die Grundschwingungsfrequenz sinkt im ungünstigsten Fall am SurPLUShome um maximal 2,5%. Im Vergleich dazu sind die Messwerte am Versuchsstand weitaus kritischer. Die Spannung sinkt dort stärker (-3,8%, Tabelle 3.7) und die Oberschwingungsspannungen erreichen höhere Werte (3,62%, Tabelle 3.7).

Zur Erfassung der gesamten Auswirkungen auf die Spannungsqualität am SurPLUShome gehört wiederum die Ermittlung der Spannungsunsymmetrien. Die Änderungen der Spannungsunsymmetrie durch Ladevorgänge am SurPLUShome sind in Abbildung 3.53 zusammengefasst (10-Minuten Mittelwerte). Mit Erhöhung der unsymmetrischen Belastung (einphasiges Laden und zusätzlicher einphasiger Verbraucher) steigt die Spannungsunsymmetrie am Transformator (MP 2) geringfügig auf 1,8%, bleibt aber unter dem maximal zulässigen Wert von 2%. Innerhalb des betrachteten Zeitraums

treten kurzzeitig Unsymmetriespitzen von bis zu 2,2% auf. Beim dreiphasigen Laden des E-Mobils A wurde, wie zu erwarten, die geringste Spannungsunsymmetrie gemessen.

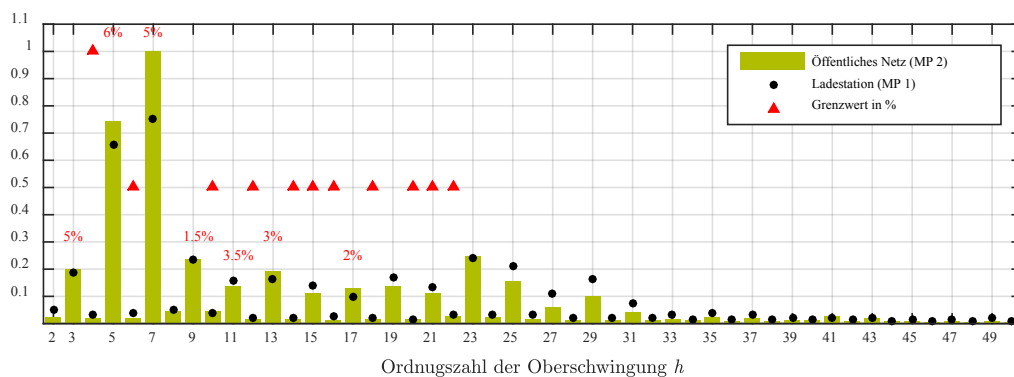
Die überdurchschnittliche Senkung der Spannung der 5. Harmonischen wird vermutlich durch einen eingebauten Filter in den E-Mobilen hervorgerufen (Abbildung 3.59 rechts). Beim dreiphasigen Laden (E-Mobil A) sinkt die Spannungsdifferenz  $\Delta U_5$  um 0,21 Prozentpunkte.

An der Ladestation des SurPLUShome (MP 1) steigt die Spannungsunsymmetrie im ungünstigsten gemessenen Fall auf bis zu 2,8%. Im Gegensatz zum öffentlichen Versorgungsnetz ist die Spannungsqualität in den privaten Hausnetzen allerdings nicht über technische Standards geregelt. Die Gültigkeit der DIN EN 50160 ist auf die öffentliche Stromnetze beschränkt.



**Abb. 3.60: Spannungsunsymmetrie (links) und Spannungsdifferenz  $\Delta U_{\eta}$  der Harmonischen (rechts) am SurPLUShome**

Nachfolgend werden die genauen Auswirkungen der Ladevorgänge auf den Oberschwingungsgehalt der Spannung am SurPLUShome analysiert. Eine Übersicht über die gemessenen Oberschwingungen bis zur 50. Harmonischen ist in Abbildung 3.60 zu sehen. Für die Abbildung wurde der Maximalwert aller Messungen ausgewählt. Die Balken zeigen die Spannung der Oberschwingungen am Transformator im öffentlichen Netz (MP 2). Die Punkte entsprechen den Spannungen an der Ladestation (MP 1). Es ist zu erkennen, dass alle Harmonischen die Grenzwerte nach DIN EN 50160 erfüllen (Dreiecke). Die genaue Auswertung ergibt eine Dämpfung aller Oberschwingungen ab  $h \geq 19$  durch die Impedanzen der Niederspannungskabel im Netz. Den größten Einfluss auf den Sinusverlauf haben die 5. und 7. Harmonische der Spannung. Die Harmonischen der 5. und 7. Ordnung weisen höhere Spannungen am Transformator auf als am Messpunkt an der Ladestation. Hiermit lässt sich auch der höhere THD-Faktor (THD=1,23%) der Maximalwerte am Transformator erklären.



**Abb. 3.61: Maximalwert der Spannung der Oberschwingungen beim Laden von E-Mobilen am SurPLUShome**

Die Oberschwingungen und THD-Faktor bleiben in allen gemessenen Fällen sowohl am Versuchsstand als auch am SurPLUShome unter den erlaubten Grenzwerten. Außerdem hat sich gezeigt, dass beim Laden von E-Mobilen der auftretende Spannungsabfall bei der Sinus-Grundschiwingung höher ist als für die RMS-Werte. Dies kann negative Auswirkungen auf den Betrieb elektrischer Anlagen mit Spannungsmessung wie beispielsweise beim Unter- und



Oberspannungsschutz haben. Beim Vergleich der Ergebnisse am Versuchsstand und Energieeffizienzhaus der TU Darmstadt wurde deutlich, dass die Kurzschlussleistung des Netzes einen großen Einfluss auf den Betrag der Spannungsänderung im Netz und die Unsymmetrie hat.

Ein Problem für die Niederspannungsnetze kann zukünftig allerdings durch einphasige Ladevorgänge entstehen, die bei einer größeren Anzahl zu Spannungsunsymmetrien oberhalb des aktuell zulässigen Grenzwerts von 2% führen können. So haben Berechnungen ergeben, dass bei einem einphasigen Laden maximal vier E-Mobile gleichzeitig am Niederspannungsnetz am SurPLUShome laden können, wenn alle an der gleichen Phase angeschlossen sind. Dies entspricht einer zusätzlichen einphasigen Belastung von etwa 60 A durch die E-Mobile. Im Haushaltsnetz ist die Auswirkung eines einphasigen Ladens noch größer. Als Gegenmaßnahme müssen einphasige Ladevorgänge in einem Versorgungsgebiet möglichst gleichmäßig auf alle Phasen verteilt werden. Hier könnten eine standardisierte Vorgehensweise bei der Netzplanung oder eine unterschiedliche Belegung der Phasen bei Ladekabeln für einphasige Ladevorgänge helfen [22].

### 4. Bewirtschaftung des virtuellen Kraftwerks

#### 4.1. Grundlagen der Optimierung im VK

Die definierten und ausgewählten Geschäftsfälle wurden im vorhandenen virtuellen Kraftwerk (VK) der ENTEGA umgesetzt. Basis dafür war das im Rahmen des EU-Projektes „Web2Energy“ realisierte und im Betrieb befindliche VK. Für jede Netzzelle wurden Modellierungen der Märkte, E-Mobile (als steuerbare Lasten) und Erzeuger sowie stationärer Batterien vorgenommen.

Ausgehend von einer Ladebedarfsprognose der E-Mobile, Prognosen für den erwarteten Verlauf der Einspeisung aus Wind und Photovoltaik (PV), der Netzlast in der Zelle sowie der Prognose von Marktpreisen ermittelt das VK den wirtschaftlich optimalen Einsatzfahrplan der steuerbaren Erzeuger (BHKWs) und den Ladefahrplan der je Netzzelle aggregierten E-Mobile unter Einbehaltung der physikalischen Restriktionen.

Durch die Modellierung von Netzentgelten beim Bezug aus dem vorgelagerten Netz wird ein monetärer Anreiz für die vorrangige Nutzung von lokal in der gleichen Netzzelle erzeugter elektrischer Energie geschaffen. Mit den im Rahmen des Projektes verfügbaren E-Mobilen wurden die Belastungsgrenzen der Transformatoren aufgrund der Belastung durch den additiven Ladestrom noch nicht erreicht. Um solche physikalischen Randbedingungen und die damit notwendigen Ladeverschiebung abbilden zu können, wurden auch Situationen mit einer vielfachen Ladeleistung simuliert. Die nachfolgende Abbildung 4.1 zeigt eine solche Situation bzgl. des Tagesverlaufs der Eingangsdaten, wobei die maximale Bezugsleistung (Summe über alle Transformatorenleistungen der Netzzelle) ohne Eingriffe zeitweise überschritten wurde.

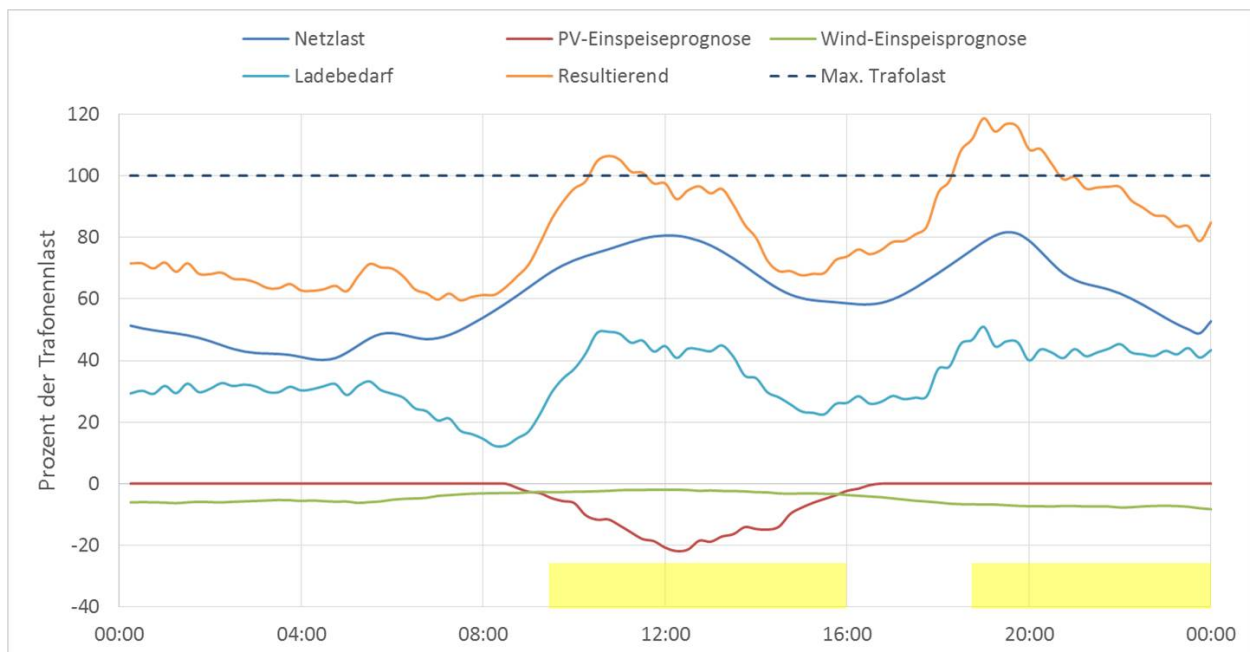


Abb. 4.1: Tageslast- und Erzeugerprofile in einer Netzzelle [MW]

Die Ladebedarfsprognose wurde verwendet, um für frei wählbare Zeitabschnitte (in Abbildung 4.1 gelb hinterlegt) die jeweils erforderliche Energiemenge integral zu bestimmen. In dem linken Block von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr ist beispielsweise der Bedarf zum Laden von Pendler-E-Mobilen an ihren Arbeitsplätzen angegeben. Dabei ist unerheblich, wann in dem Zeitfenster die Leistung zur Verfügung gestellt wird. Für das VK und die Optimierung galt es, auf Basis dieser Ladebedarfsprognose den wirtschaftlich und netztechnisch optimalen Ladefahrplan zu erstellen und diesen dann in Ampelphasen zu übersetzen. Außerdem erfolgte durch die Optimierung ein gezieltes Laden bzw. Entladen der stationären Batterien, um Netzengpässe und Bezug von Energie in Hochpreisphasen vom Markt zu verhindern. Grundlage der Optimierung bildete ein Tarifmodell, das die drei Komponenten:

- regional erzeugte erneuerbare Energie,
- aktueller Spotmarktpreis für elektrische Energie,
- verfügbare Netzkapazität

berücksichtigt. Dabei bildete der Spotmarktpreisverlauf die Basis für das Tarifmodell. Die regional erzeugte Energie konnte aufgrund der dann wegfallenden Netzentgelte an das einspeisende 110-kV-Netz unterhalb des Spotmarktpreises angeboten und somit favorisiert werden. Zur Berücksichtigung der verfügbaren Netzkapazität wurde ein auf Spitzenlast und Schwachlast bezogenes zweistufiges Netzentgeltmodell eingeführt.

Für die Einspeiseprognosen Wind (1.600 Volleleistungsstunden) und PV (900 Volleleistungsstunden) wurde eine Standardprofilannahme als Grundlage verwendet. Diese wurde anhand der von der Leitwarte zur Verfügung gestellten stundenscharfen Prognose für Windgeschwindigkeit resp. Globalstrahlung sowie von ENTEGA bereitgestellten Daten der installierten Leistung je Netzzelle skaliert. Es wurden für alle Netzzellen die identischen Prognosen der Windgeschwindigkeit und der Globalstrahlung (Wetterstation Darmstadt) verwendet.

Die installierten erneuerbaren Erzeugerleistungen je Netzzelle sind in Tabelle 4.1 dargestellt.

**Tab. 4.1: Erneuerbare Erzeugerleistungen in den Netzzellen**

Energieträger	Netzzelle Leistung in [kW]				Summe	Anzahl Anlagen
	Darmstadt	Odenwald Nord	Odenwald Süd	Bergstraße		
Biomasse	7.930,00	2.852,00	3.682,00	457,00	<b>14.921,00</b>	29
Deponiegas	430,00		304,00		<b>734,00</b>	2
Klärgas	1.068,00	172,40			<b>1.240,40</b>	4
Solar	37.696,35	40.358,50	30.617,68	23.240,36	<b>131.912,89</b>	8959
Wasser	21,07	122,00	10.555,50	180,50	<b>10.879,07</b>	36
Wind		6.000,00	31.000,00		<b>37.000,00</b>	10
	<b>47145,42</b>	<b>49504,9</b>	<b>76159,18</b>	<b>23877,86</b>	<b>196687,36</b>	<b>9040</b>

Das Gesamtnetz der ENTEGA besteht aus 28 Umspannwerken (UW). Je Netzzelle wurde ein repräsentatives UW ausgewählt. Die hier gemessenen Lastganglinien wurden als Profil für die Netzzelle verwendet und auf die Gesamtleistung der Netzzelle skaliert.

Derzeit sind die einspeisenden Umspannwerke und Ortsnetzstationen durch die zusätzliche Ladeleistung der E-Mobile weit von der Belastungsgrenze entfernt. Die Belastungsgrenzen wurden jeweils als maximale Belastung in dem VK hinterlegt. Nachgelagert kann dieser Wert künstlich verkleinert werden, um eine Überlastungssituation auf Mittelspannungsebene (Netzzelle) zu simulieren. In Abbildung 4.2 ist das Lastprofil beispielhaft für die Zelle Darmstadt an 4 Tagen im April 2015 dargestellt.

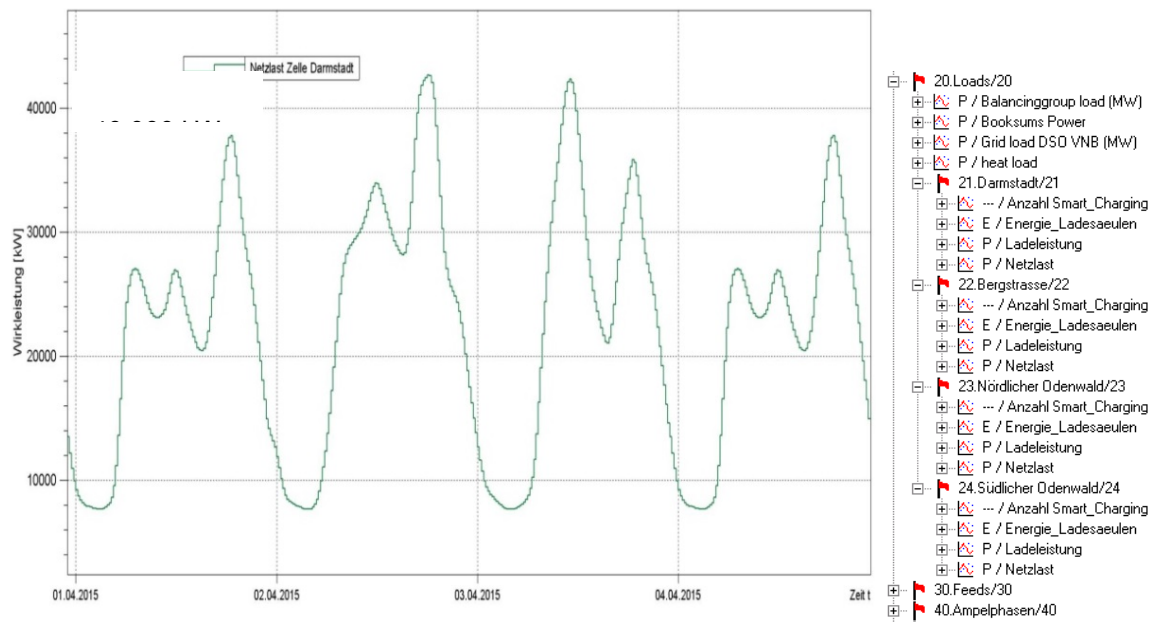


Abb. 4.2: Tageslastprofile der Netzzelle Darmstadt

Die bisherigen traditionellen Lastprofile wurden durch die summarischen Ladeprofile der E-Mobile je Netzzelle erhöht. Die Ladevorgänge der einzelnen E-Mobile erfolgten mit unterschiedlichen Ladeprofilen. Zur Modellierung wurden die in Tabelle 4.2 dargestellten Annahmen getroffen.

Tab. 4.2: Prozentuale Anteile von Ladeleistungsanspruchnahmen

Typ Ladevorgang	Ladeleistung, [kW]	Ladezeit [h]	Prozentualer Anteil, [%]
Schnellladung	22	0,5	5
Intensivladung	11	1	10
Einpolige Ladung	1,5	6	85

In der Modellierung wurde ein „Ready to charge“ der E-Mobile angenommen. Das führte dazu, dass z.B. während der Mittagszeit viele E-Mobile nicht „Ready to charge“ sind und in Konsequenz die Optimierung für diesen eigentlich „grünen“ Zeitbereich eine rote Ampelphase ausgibt, da die Ladeenergie auf andere Phasen verschoben wird.

Da somit aber kein Anreiz geschaffen wird, in der aus Preis- und Netzsicht eigentlich günstigen Zeit zu laden, wurde parallel zu dieser Variante auch eine Variante ohne eine Beeinflussung durch die Ladebereitschaft je Netzzelle implementiert.



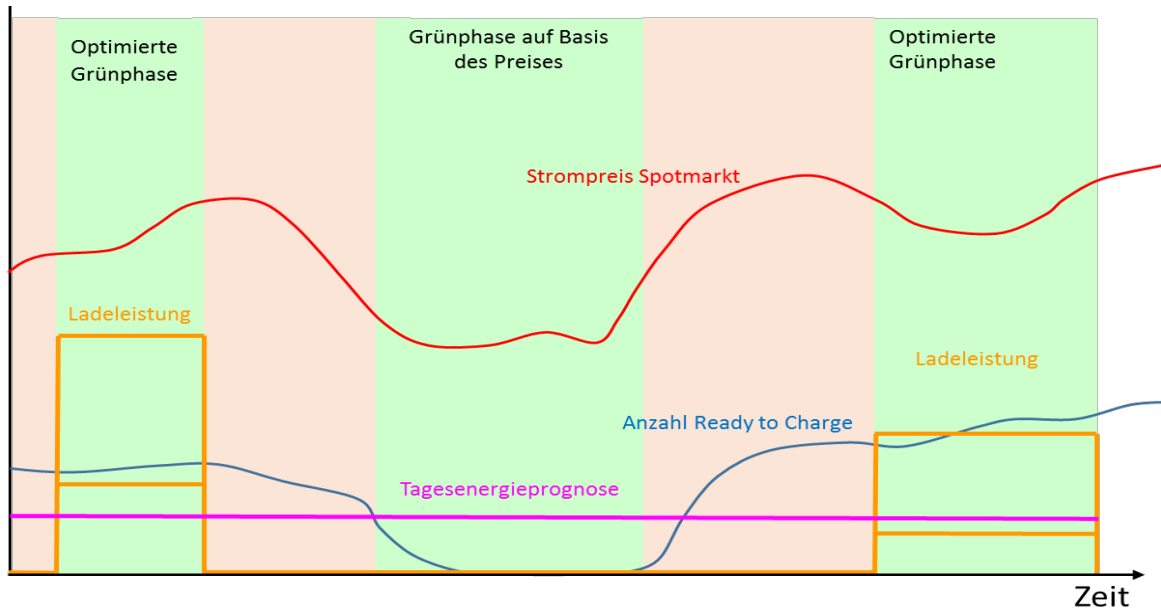


Abb. 4.3: Optimierung der Ampelphasen im VK

Grünphasen wurden immer dann ausgegeben, wenn eine der beiden Varianten Grün signalisiert. Abbildung 4.3 stellt diesen Modellierungsansatz dar.

Das VK führte die Einsatzplanung aller modellierten Elemente für den Folgetag gleichzeitig (für alle 96 ¼ h) und in einem Schritt durch. Der Prozess stellte sich wie folgt dar:

1. Bereitstellen Prognosen (Lasten, Wetter, Preise),
2. Bereitstellen der Ladebedarfsprognosen (E-Mobile, an welchem Standort),
3. Bereitstellen von Verfügbarkeitsinformationen (z.B. Revisionen / Ausfälle von Erzeugern),
4. Bereitstellen des aktuellen Zustandes von Batterien und Erzeugern als Startbedingung der Optimierung,
5. Bestimmung der Ampelphasen, des Fahrplans / Prognosen für die Erzeugungsanlagen, und des Fahrplans der Batterien durch das Virtuelle Kraftwerk,
6. Export der so erzeugten Fahrpläne an die Ladesäulen und die Leitwarte.

Die Prognose des Vortages wich normalerweise im Tagesverlauf ab. Die Prognosegüte wurde durch Intraday-Korrekturen deutlich verbessert. Daher führte das VK zusätzlich zu der day-Ahead Optimierung zyklisch im laufenden Tag (Intraday) aktualisierte Läufe mit den jeweils aktuellsten Daten durch. Die Prozessabläufe der Intraday-Prognose waren identisch zur Day-ahead-Prognose.

## 4.2. Prognosequalität

Für die Prognose des Ladebedarfs wurden Bewegungsprofile bzw. erwartete Aufenthaltsorte der E-Mobile (in welcher Zelle ist wann welches E-Mobil) ermittelt, um daraus aus der zurückgelegten Strecke, der Außentemperatur und der Uhrzeit den Ladebedarf ableiten zu können. Dazu wurden von den in einigen E-Mobilen installierten COM-Boxen Daten zur Verfügung gestellt und auf dem zentralen FTP-Server abgelegt sowie ex post die Nutzertagebücher ausgewertet. Die folgende Abbildung 4.4 zeigt die erfassten Zeitreihen und ein Beispiel des Zeitverlaufs von km-Stand und Restreichweite.

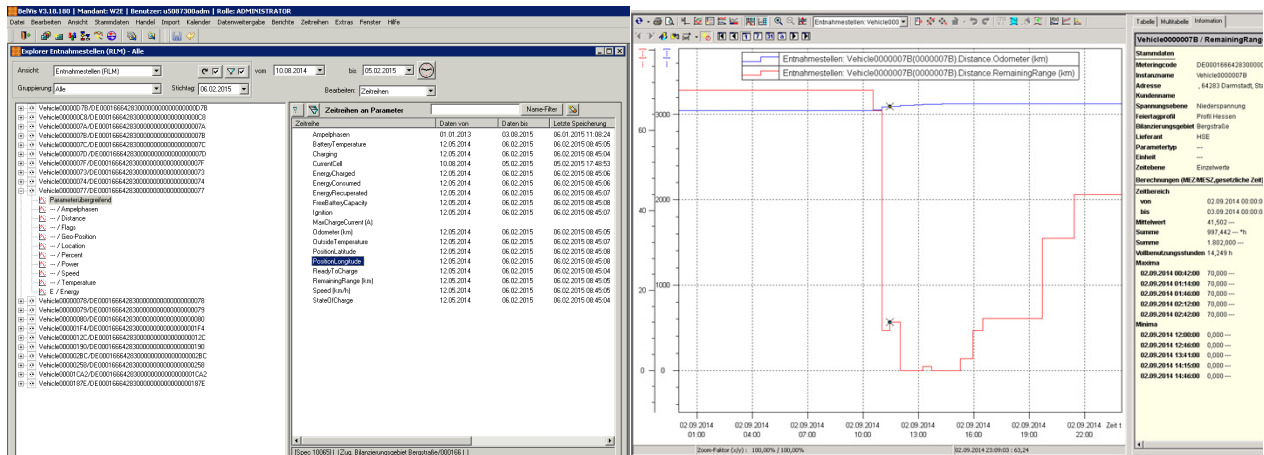


Abb. 4.4: Beispiel für erfasste Daten aus der COM-Box und entsprechende zeitliche Verläufe

Neben der Korrelationsanalyse und Datenauswertung der historischen Daten (bereitgestellt aus COM-Boxen und Mobilitätstagebüchern) musste eine geografische Zuordnung der GPS-Koordinaten der E-Mobile zu den Netzzellen (Abbildungen 2.3, 3.11) erfolgen. Dazu wurde die nachfolgende Einteilung der Netzzellen verwendet, die Grenzen wurden durch Polygonzüge definiert. Auf Basis der so definierten Zellengrenzen berechnete das Prognosesystem für jede GPS-Position die zugehörige Netzzelle, verdeutlicht in Abbildung 4.5.

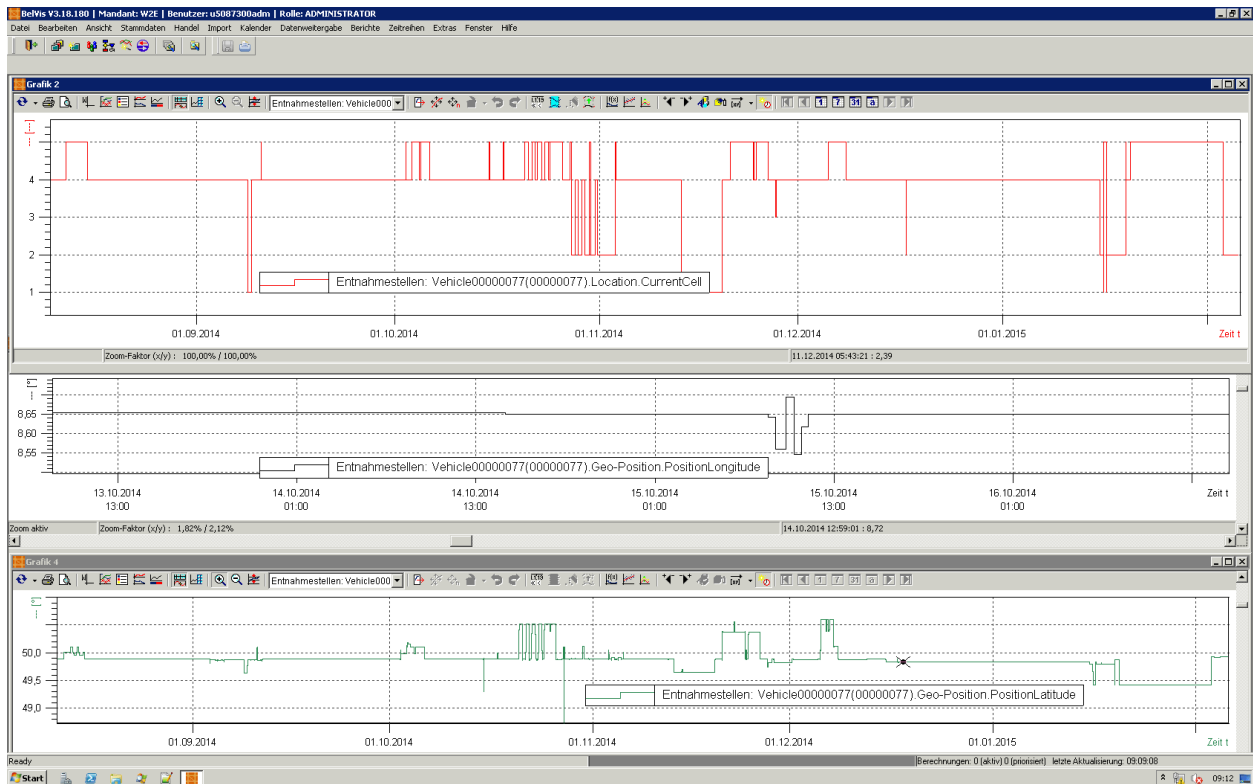


Abb. 4.5: Netzzellenbezogene Positionsauzeichnung für ein E-Mobil über 5 Monate

Ziel der Ladebedarfsprognose war es, sich abzeichnende Netzengpässe und Zeitpunkte hohen Energiebedarfs (Ladebedarf) bei gleichzeitig geringem Angebot an lokaler regenerativer Energie zu erkennen.

Ermittelt wurde durch diesen Ansatz die aus den Batterien der E-Mobile entnommene elektrische Energie. Dies entsprach physisch dem Ladebedarf. Allerdings überlagerte sich in der Ableitung zwischen Ladebedarf und dem Verlauf der real geladenen Energie noch ein weiterer Effekt.

Psychologisch macht es anscheinend einen Unterschied, ob bei 100% Ladestand die Energie von 20% entnommen wird (Hinweg) oder dann noch dieselbe Energie für einen Rückweg benötigt wird. In diesem Fall wird oftmals nicht nachgeladen, die Restreichweite wird noch als komfortabel eingestuft. Erfolgt die gleiche Fahrt bei einem Startfüllstand von 60%, wird bei vorhandener Möglichkeit auch eine Zwischenladung durchgeführt. Dies verdeutlicht die Schwierigkeit, zeitlich exakt den erwarteten Ladebedarf ermitteln zu können. Die Qualität der Ladebedarfsprognose kann sinnhaft daher nur für den integralen Bedarf über einen Tag oder ggf. für einen 6-Stunden-Block angegeben werden. Eine viertelstundenscharfe Prognose und ein 1/4h-Prognosefehler wie bei der Netzlast- und Eispeisprognose ist wegen der vielen Unwägbarkeiten nicht zielführend. Über einen Tag betrachtet ergeben sich aber gute Prognosequalitäten im Bereich von wenigen Prozent Abweichung zwischen prognostiziertem und realem Ladebedarf. Dabei spielt die Außentemperatur den größten Einfluss, da neben der elektrischen Antriebsenergie Heizung bzw. Kühlung des Innenraums dominant sind.

### 4.3. Modellierungsbausteine

Es wurden, in Angrenzung zum bestehenden VK, neue Modellierungsbausteine (sog. Makrokomponenten) für die je Netzzelle zusammengefassten E-Mobile erstellt. Sie bildeten die Ladecharakteristika der mobilen Batterien, den Energiebedarf in Abhängigkeit von der gefahrenen Strecke sowie Randbedingungen ab, wie z.B. die maximale Zahl von Ladezyklen, die tiefste zulässige Entladung etc. Auch wenn in dem Projekt aufgrund der überschaubaren Anzahl von E-Mobilen sämtliche E-Mobile je Netzzelle zu einer Gruppe zusammengefasst werden konnten, berücksichtigt das realisierte Model bereits mehrere Gruppen je Netzzelle, um eine Verteilung der Ladeleistung innerhalb der Netzzellen zu erlauben. In Abbildung 4.6 ist das Modell einer Netzzelle mit Batterien, E-Mobilen, den definiert steuerbaren und den volatilen, wetterabhängigen Erzeugern sowie den Märkten, Netznutzungsentgelten und Steuern/Umlagen dargestellt.

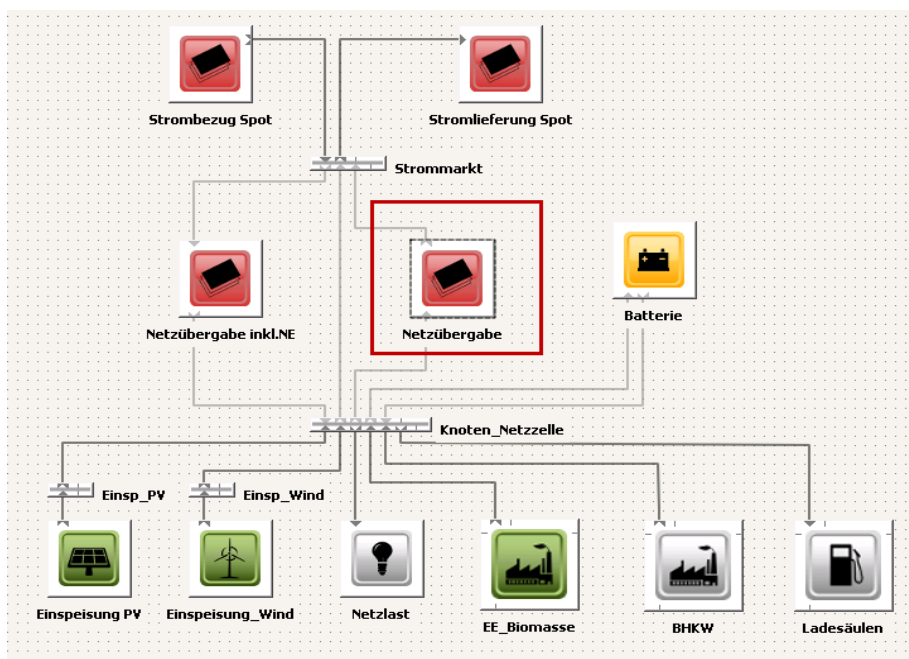


Abb. 4.6: Modell des VK mit seinen aggregierten Teilnehmern und Einflüssen

### 4.4. Simulationen

#### 4.4.1. Eingangsdaten und Grenzleistungsbetrachtung

Mit der im Rahmen des Projektes verfügbaren Anzahl an E-Mobilen ist erkennbar keine Überlastsituation in einer der Netzzellen auf Mittelspannungsebene herbeiführbar. Daher wurde zur Simulation von Netzengpässen eine Niederspannungsnetzzelle nach identischem Muster der bereits abgebildeten Mittelspannungszellen modelliert.

Basierend auf Messdaten aus Dezember 2014 für ein Wohngebiet wurde eine repräsentative Woche ausgewählt. Außerdem wurden eine Wind- und eine PV-Einspeisung, skaliert aus den Werten der Mittelspannungsmessdaten, angenommen. Daraus ergibt sich eine verbleibende Netzlast als Wirkleistungsfluss über den Ortsnetztransformator wie in Abbildung 4.7 dargestellt.

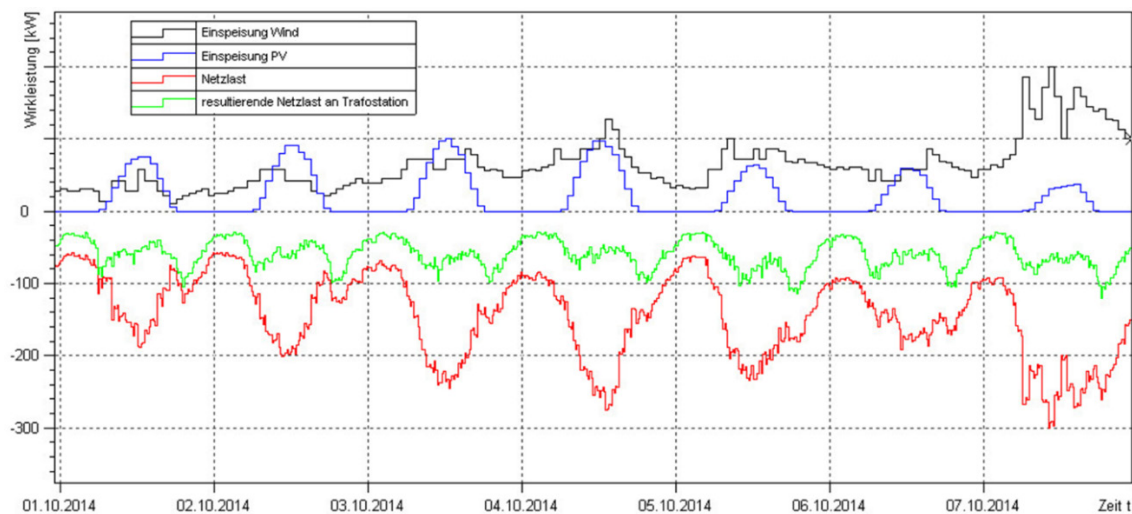


Abb. 4.7: Eingangsdaten der Simulation

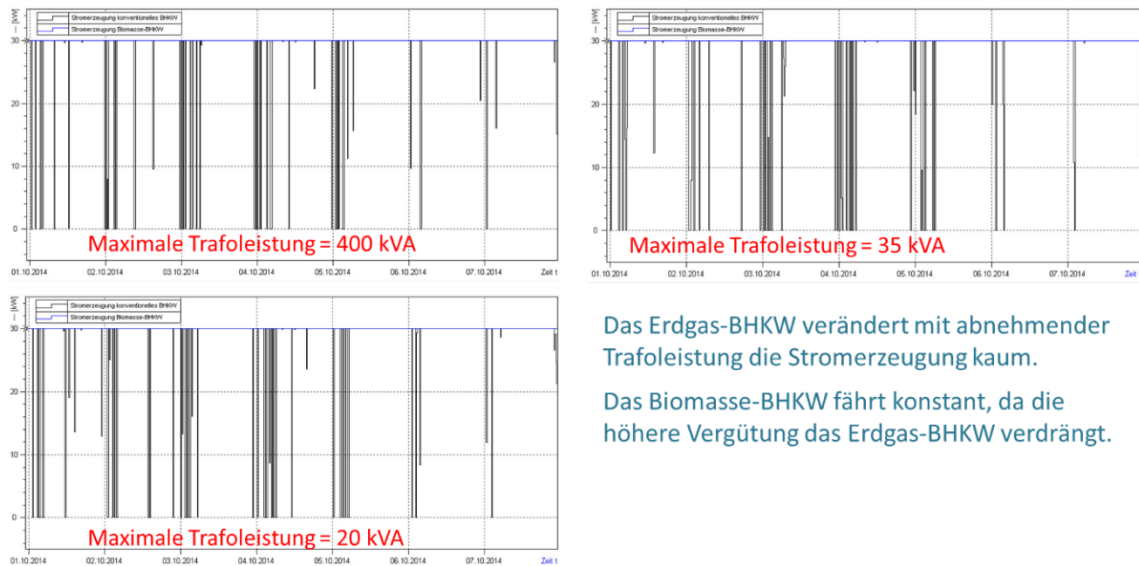
Außerdem wurde von Biogas- und Erdgas-BHKWs mit jeweils 30 kW maximaler und 5 kW minimaler Leistung ausgegangen. Dabei ist unerheblich, ob dies durch eine oder mehrere Mikro-KWK-Anlagen erreicht wird. Als Brennstoffkosten wurden für Erdgas 22 EUR/MWh und für Biogas 30 EUR/MWh angenommen. Die Stromerlöse des Erdgas-BHKW entsprechen dem EPEX-Spotpreis, die des Biogas-BHKW wurden als Marktpremie (Grundlage Baujahr 2012, EEG 2012, Marktpremie Okt. 2014 für kleine Anlagen 11,027 Ct/kWh) modelliert. Auf der Wärmeseite wurde hier kein Zwang modelliert, die Wärme konnte also immer abgegeben werden (rein elektrischer Betrieb). Die maximale Trafoleistung wurde mit 400kVA angesetzt.

Ebenso wurde eine stationäre Batterie mit 120 kWh Kapazität verlustfrei und mit 50 kW Lade- und Entladeleistung angenommen.

Der Ladebedarf der zunächst 5 modellierten E-Mobilen beträgt 60 kWh je Woche. Dies entspricht bei einem typischen Verbrauch von 20 kWh/100 km ca. 60-120 km je E-Mobil und Woche. 120 km ergeben sich, wenn auch eine Ladung am Ort des Arbeitgebers mit angenommen wird.

Simuliert wurde die stufenweise Verkleinerung der maximalen Trafoleistung von 400 kVA auf 35 kVA anschließend auf 20 kVA. Die von der Optimierung des VK ermittelte Fahrweise der beiden BHKW wird dadurch kaum verändert (Abbildung 4.8):



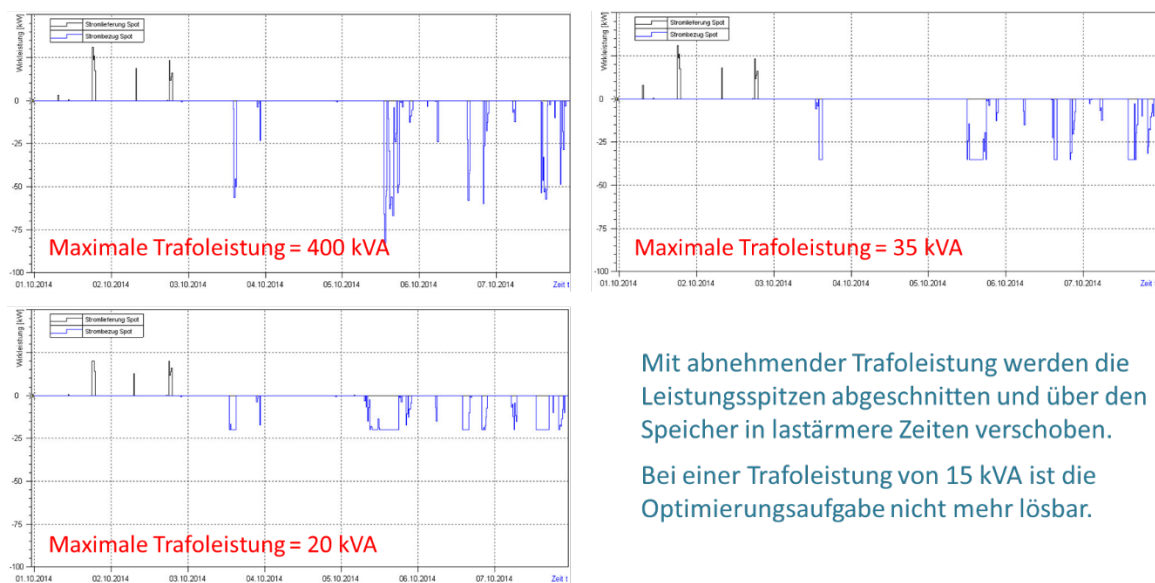


Das Erdgas-BHKW verändert mit abnehmender Trafoleistung die Stromerzeugung kaum.

Das Biomasse-BHKW fährt konstant, da die höhere Vergütung das Erdgas-BHKW verdrängt.

**Abb. 4.8: Erzeugung des Erdgas- und Biogas-BHKW**

Auch der resultierende Bezug über den Transformator verschob sich nur leicht, allerdings wurden die hohen Spitzen vermieden. Ab einer Grenzleistung von 15 kVA ist die Versorgung nicht mehr realisierbar, da mindestens in einer ¼ h die Grenzleistung überschritten wurde (Abbildung 4.9).

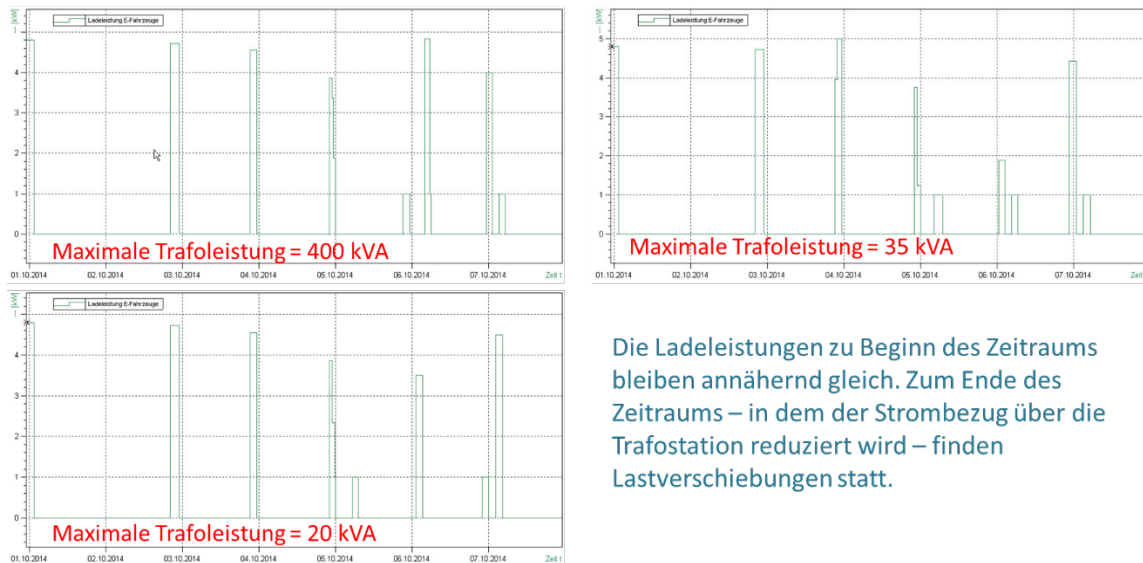


Mit abnehmender Trafoleistung werden die Leistungsspitzen abgeschnitten und über den Speicher in lastärmere Zeiten verschoben.

Bei einer Trafoleistung von 15 kVA ist die Optimierungsaufgabe nicht mehr lösbar.

**Abb. 4.9: Leistungsfluss über den Transformator bei verschiedenen Grenzleistungen**

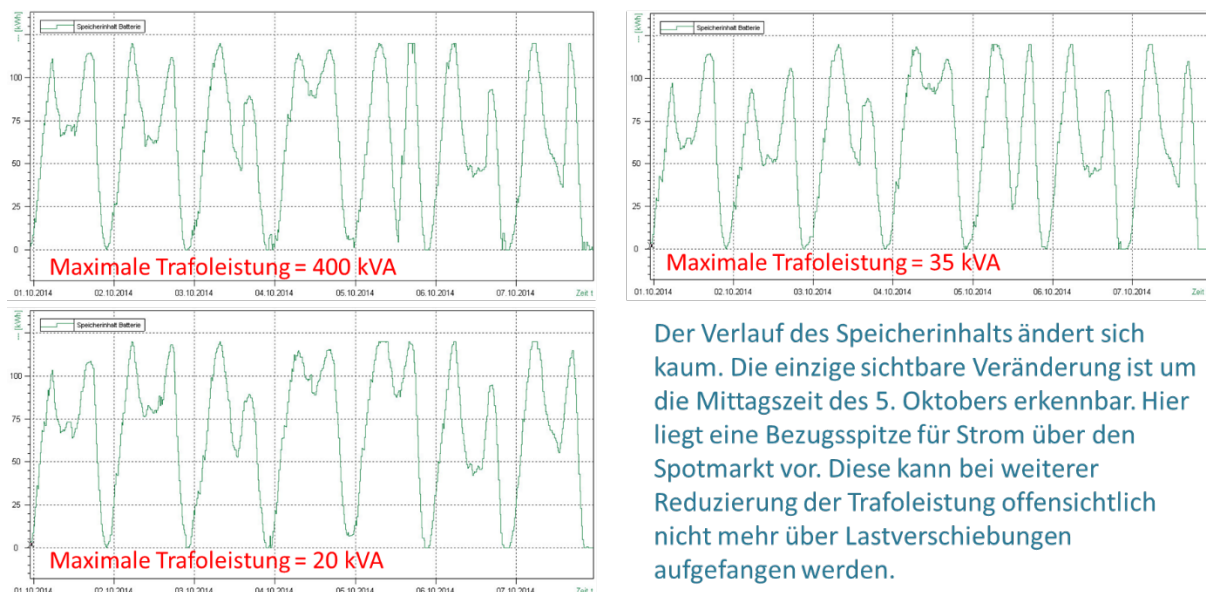
Bei der ermittelten optimalen Ladeleistung der E-Mobile über die eine Woche waren die Verschiebungen ebenfalls nicht gravierend (Abbildung 4.10):



Die Ladeleistungen zu Beginn des Zeitraums bleiben annähernd gleich. Zum Ende des Zeitraums – in dem der Strombezug über die Trafostation reduziert wird – finden Lastverschiebungen statt.

Abb. 4.10: Ladeleistung der E-Mobile bei verschiedenen Grenzleistungen

Verantwortlich für die geringen Unterschiede in den Fahrweisen bis zur absoluten Grenze war in dem gewählten Szenario vor allem der stationäre Speicher, dessen Sollfahrweise sich wie in Abbildung 4.11 dargestellt ergibt:



Der Verlauf des Speicherinhalts ändert sich kaum. Die einzige sichtbare Veränderung ist um die Mittagszeit des 5. Oktobers erkennbar. Hier liegt eine Bezugsspitze für Strom über den Spotmarkt vor. Diese kann bei weiterer Reduzierung der Trafoleistung offensichtlich nicht mehr über Lastverschiebungen aufgefangen werden.

Abb. 4.11: Sollfahrplan des stationären Speichers (Batterie) bei verschiedenen Grenzleistungen

### 4.4.2. Variable Netzentgelte

Um für die Ampelphasen bzw. für den Anreiz der E-Mobilnutzer den Ladezeitpunkt zu verschieben, ist der sich für den Nutzer dadurch ergebende monetäre Vorteil ausschlaggebend. Dieser Vorteil hängt primär von der Schwankungsbreite bzw. der Volatilität der Preise, also der Differenz zwischen höchsten und niedrigsten Strompreis für eine ¼ h, ab. Die Volatilität am Spotmarkt beträgt ca. 10 bis 50 EUR/MWh. Bezogen auf den Endpreis an der Steckdose des Nutzers, inkl. Netznutzungsentgelten Umlagen, Abgaben und Steuern, bleibt damit nur eine Schwankung von ca. 20 bis 25 ct/kWh übrig. Um diesen Spread zu vergrößern, würden ein lokaler Flexibilitätsmarkt oder variable Netzentgelte notwendig sein. Außerdem reflektiert der nationale bzw. durch Marktkopplung inzwischen sogar internationale Spotmarkt (EPEXSpot) keine lokalen Netzengpässe bzw. die lokale Situation der

EE-Erzeugung. Aus Regulierungssicht machen ein lokaler additiver Flexibilitätsmarkt oder variable Netzentgelte aufgrund der verschiedenen Marktrollen einen Unterschied, die monetäre Auswirkung als Anreiz auf eine Lastverschiebung ist jedoch prinzipiell gleich. Daher wurden hier variable Netzentgelte simuliert. Im Folgenden sind verschiedenen Varianten untersucht worden:

- Status quo am Beispiel der konstanten Netzentgelte laut Preisblatt SLP ohne Leistungsmessung, Niederspannung des VNB e-netz Südhessen von 5,23 ct/kWh,
- einem zeitlichen Hoch- und Niedertarif mit einem Hochtarif werktags von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr und sonst Niedertarif,
- als Extrema einem in jeder  $\frac{1}{4}$  h variablen und von der aktuellen Netzsituation abhängigen Tarif, bei dem der erwartete Leistungsfluss über den Transformator als Benchmark herangezogen wurde.

Das folgende Bild verdeutlicht den Verlauf der drei Tarife für die Beispielwoche. Als Randbedingung ist der Mittelwert aller drei Tarife identisch.

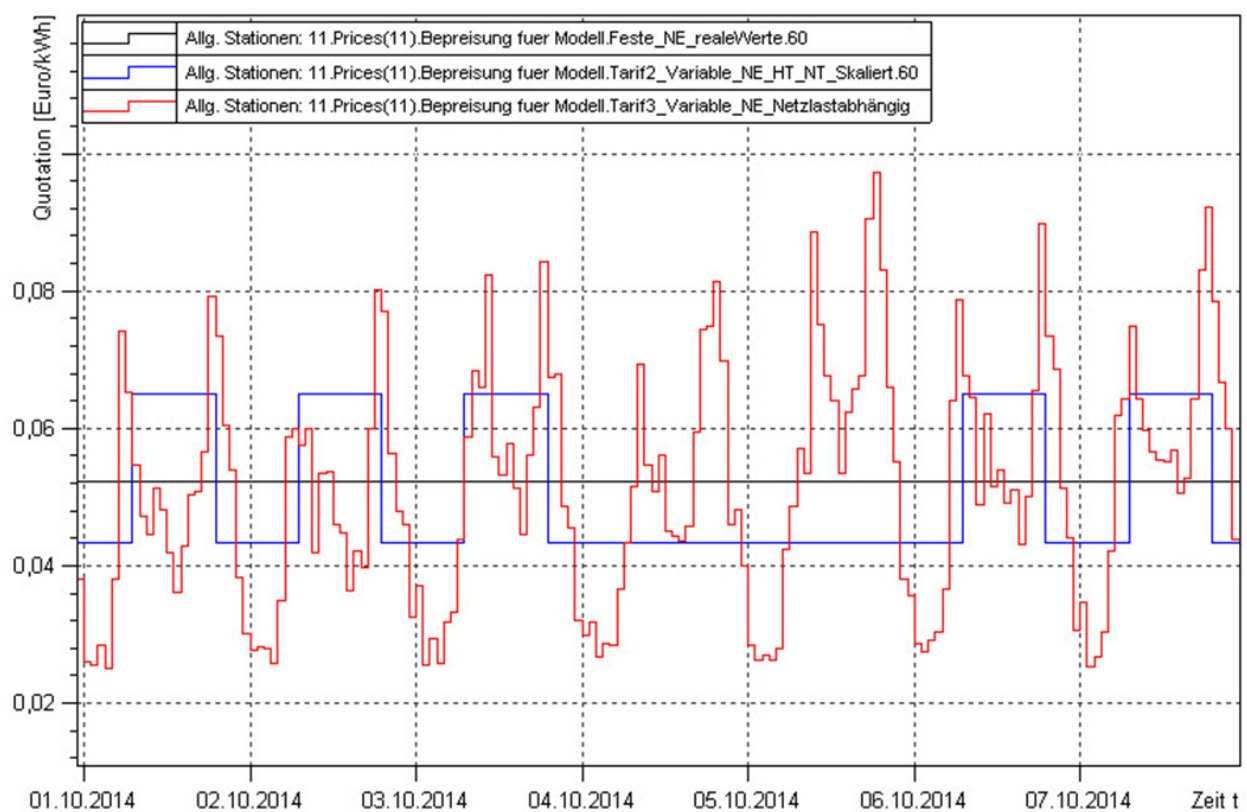


Abb. 4.12: Simulierte Netzentgelte in der Beispielwoche

Mit diesen Tarifen wurde das Szenario mit einer Transformatorgrenzeleistung von 400 kVA gerechnet, um Last- bzw. Erzeugungsverschiebungen aufgrund von Netzengpässen auszuschließen. Diese durften also als rein tarifbezogen erwartet werden.

Damit ergab sich für die Erzeugung der BHKW das folgende Bild, bei dem keine signifikante Änderung festzustellen ist:

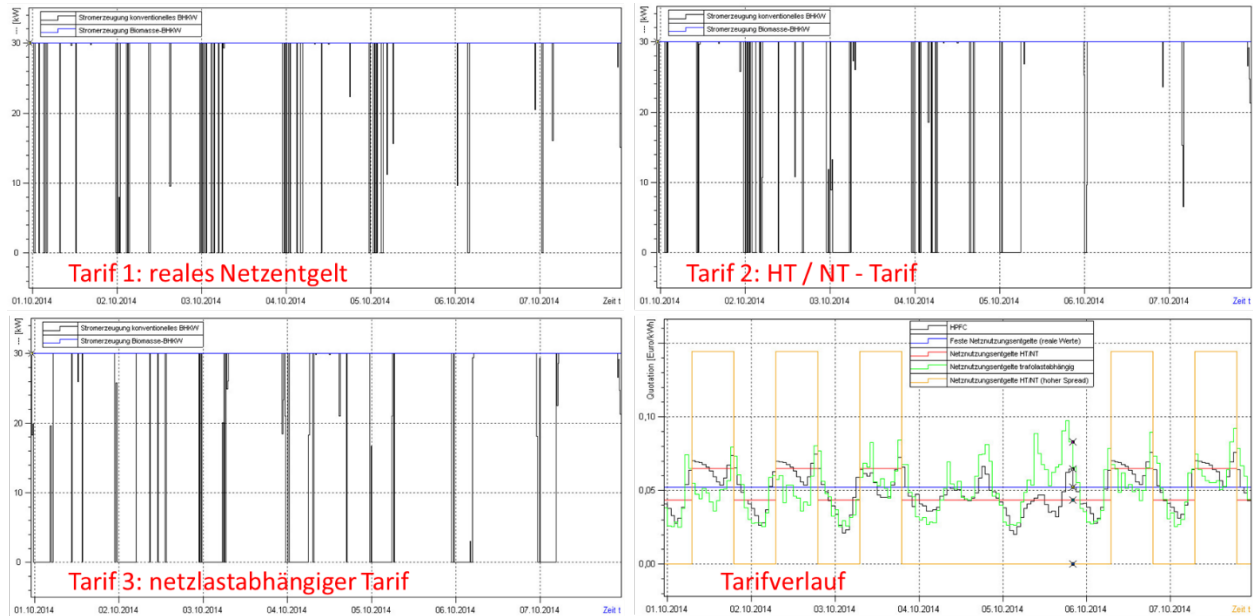


Abb. 4.13: Erzeugungsleistung der BHKW bei verschiedenen Netzentgelten

Der Leistungsfluss über den Transformator stellt sich wie folgt dar. Es ist eine Verschiebung des Bezugs hin zu Zeiten mit niedrigeren Tarifen erkennbar.

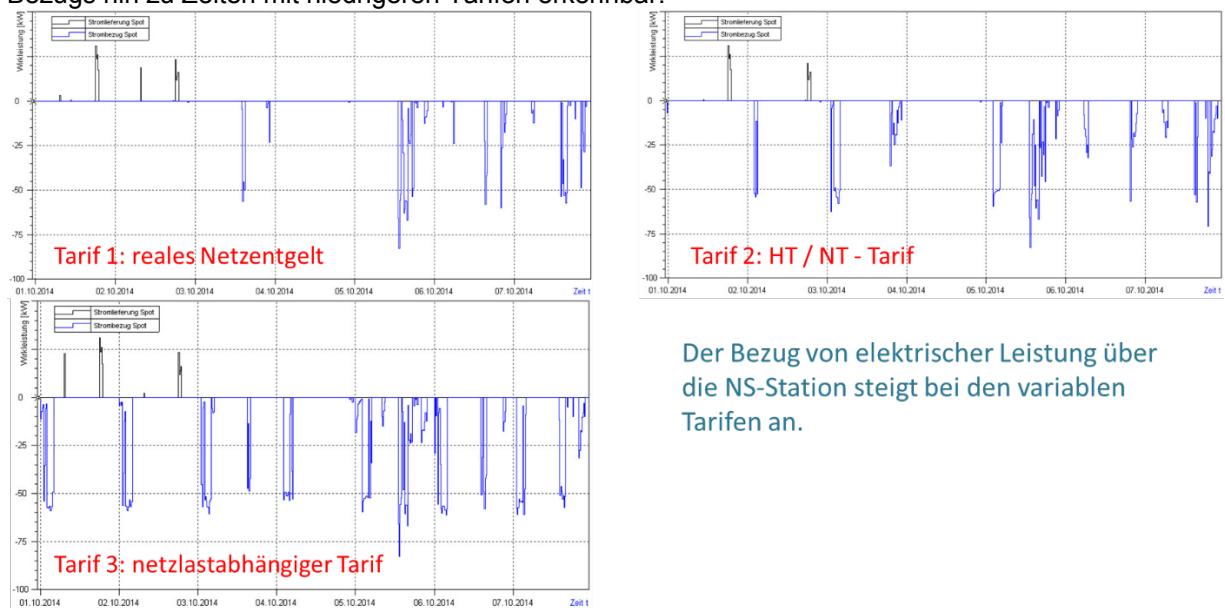
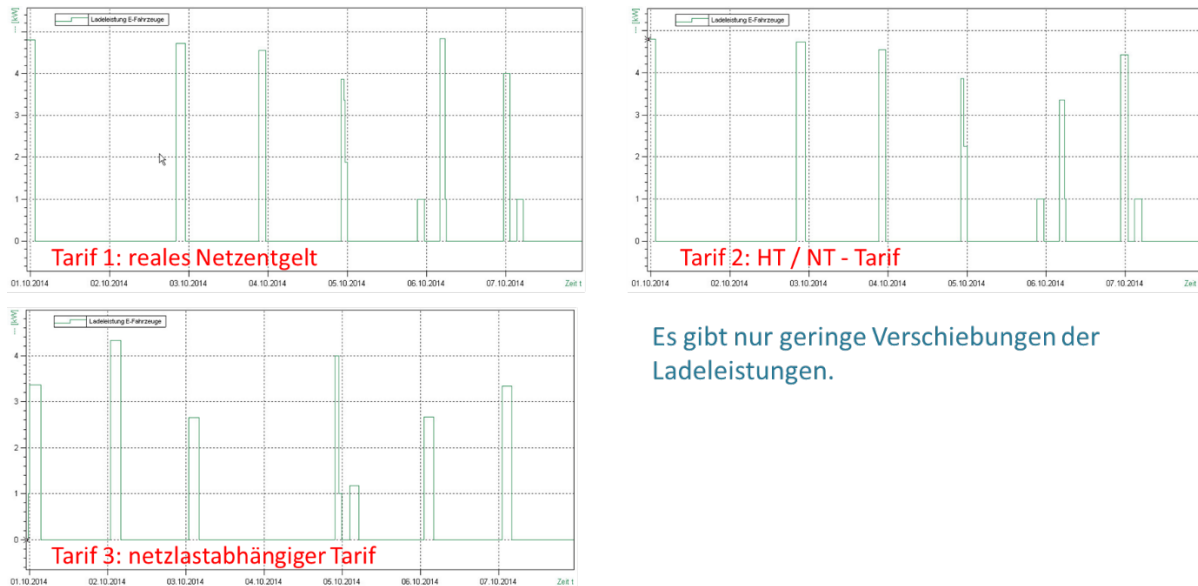


Abb. 4.14: Bezugsleistung über den Transformator bei verschiedenen Netzentgelten

Die Auswirkung variabler Netzentgelte auf die Sollfahrpläne der Ladeleistung der E-Mobile stellte sich als sehr gering heraus:

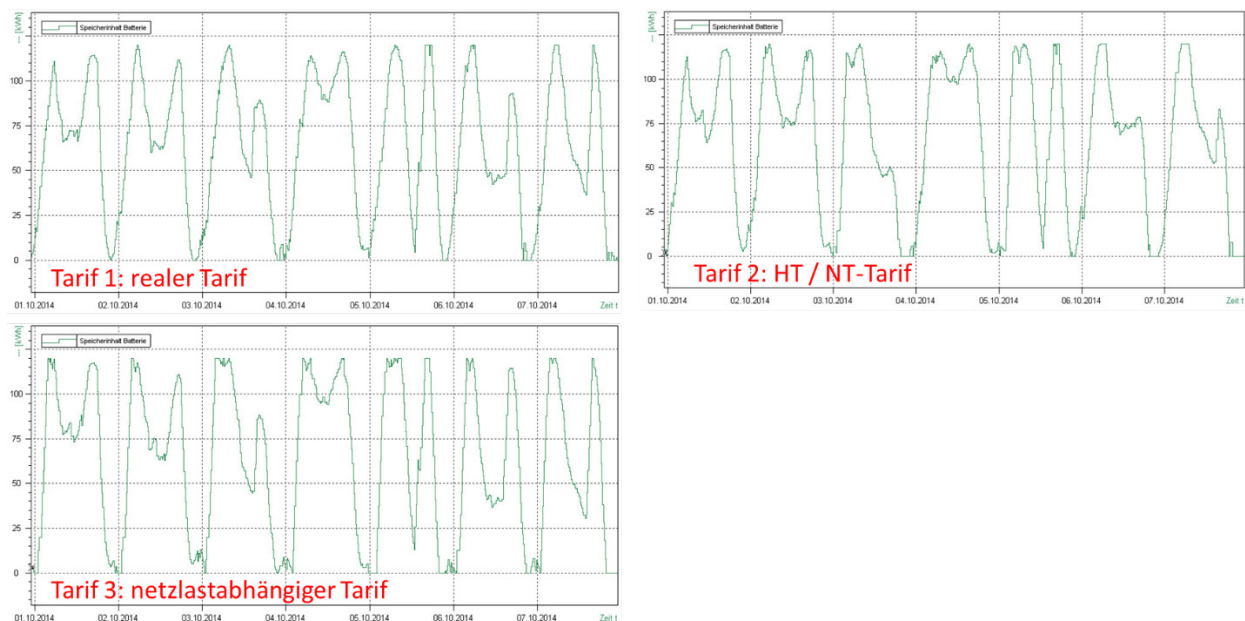




Es gibt nur geringe Verschiebungen der Ladeleistungen.

**Abb. 4.15: Sollladeleistung der E-Mobile bei verschiedenen Netzentgelten**

Auch die Fahrweise des stationären Speichers wurde durch die variablen Netzentgelte kaum verändert:



**Abb. 4.16: Füllstandverlauf des stationären Speichers bei verschiedenen Netzentgelten**

Die Ergebnisse sind auf den ersten Blick etwas überraschend, da durch variable Netzentgelte eine stärkere Verschiebung erwartet wurde. Allerdings ist auch ersichtlich, dass die Korrelation zwischen dem Lastfluss über den Transformator und dem EPEX-Spotpreis bereits sehr hoch ist. Die ermittelte Netzlast ist in ihrem Profil der Gesamtlast über ganz Deutschland, die einen hohen Einfluss auf den Börsenpreis hat, sehr ähnlich. Die zweite wesentliche Einflussgröße auf den Börsenpreis ist das deutschlandweite Angebot an EE-Erzeugung. Da die angenommene Wind- und PV-Einspeisung auf skalierten Standard-EE-Einspeiseprofilen basiert, also keine lokalen Besonderheiten bzw. Abweichungen abbildet, ist auch hier die Korrelation hoch. In Summe verstärkt ein variabler Tarif der Netzentgelte also nur die bereits durch den Spotpreis vorgegebene Fahrweise.

Eine Volatilität von ca. 6 ct/kWh führte also zu geringen Verschiebungen. Fraglich war noch, ob dies bei größeren Unterschieden ebenfalls gültig ist. Daher wurde noch eine vierte Variante simuliert, bei der der Unterschied zwischen minimalem und maximalem Tarif weiter bis auf ca. 14 ct/kWh verstärkt wurde, der Mittelwert aber weiter erhalten blieb. Als Extrema wurde ein NT-Tarif von 0 ct/kWh angesetzt. Negative Netzentgelte wurden vom Konsortium als nicht wahrscheinlich angesetzt, da bereits ein Entgelt von 0 ct/kWh fragwürdig erschien.

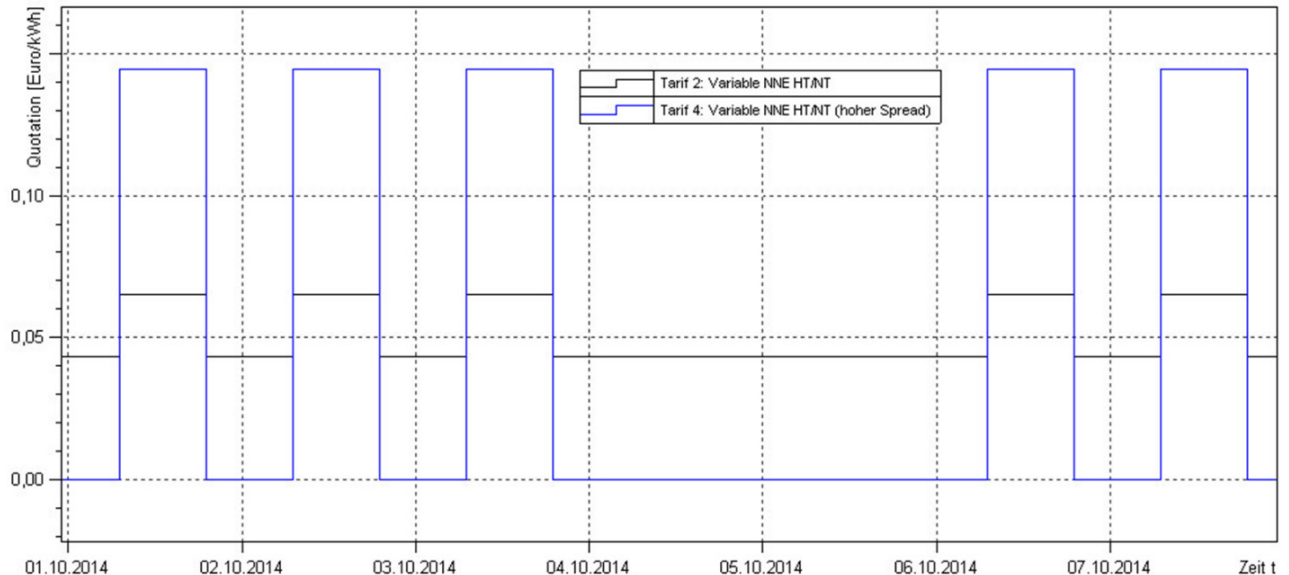


Abb. 4.17: HT/NT-Tarif mit hoher Differenz im Vergleich zum Standard-HT/NT-Tarif

Damit ergab sich eine erkennbare Verschiebung der BHKW-Erzeugungsleistung. Durch das fehlende Netznutzungsentgelt in den NT-Zeiten des Tarifs 4 mit hohem Spread wurde der Bezug von Strom aus dem vorgelagerten Netz so attraktiv, dass die Stromerzeugung durch das Erdgas-BHKW (schwarze Linie) in den NT-Zeiten nicht mehr wirtschaftlich war. Für ein Aussetzen der Biogaserzeugung hätte das Netzentgelt deutlich negativ werden müssen.

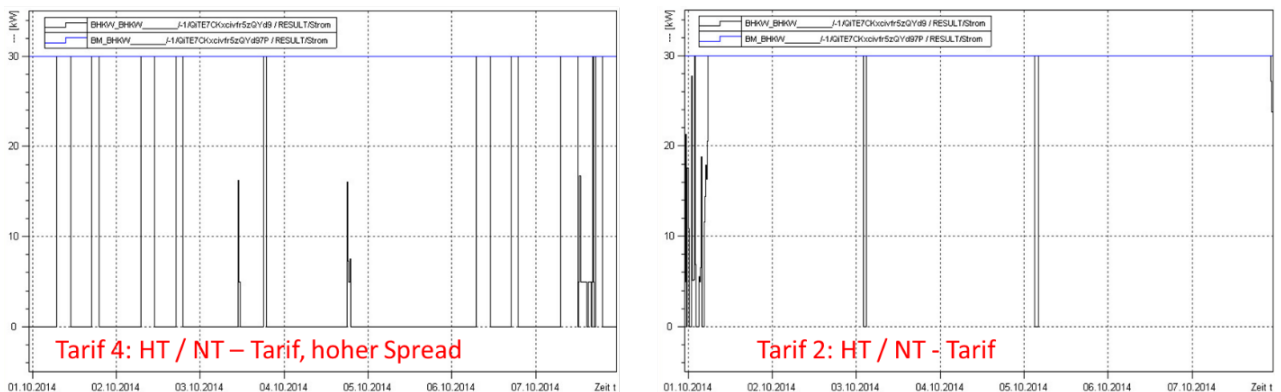


Abb. 4.18: Erzeugungsleistung der BHKW bei extremen Netzentgelten

In Konsequenz ergibt sich auch ein veränderter Bezug über den Transformator:

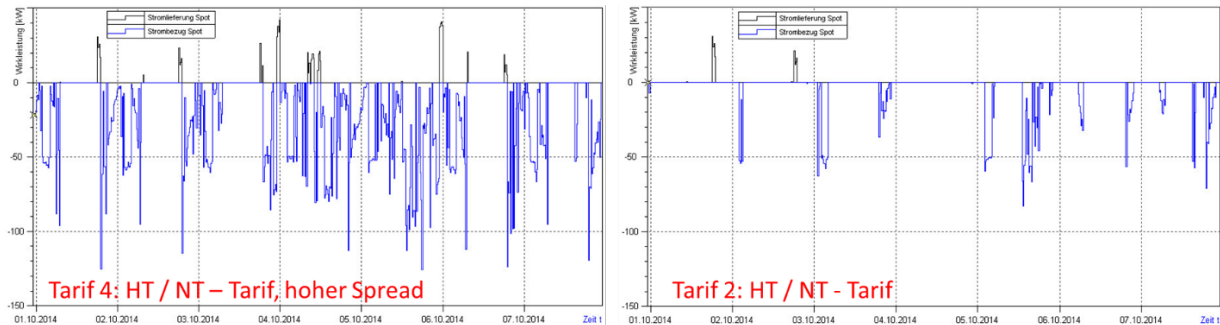


Abb. 4.19: Erzeugungsleistung der BHKW bei extremen Netzentgelten

Bei der Ladeleistung der E-Mobile erfolgt nur noch eine marginale Verschiebung durch noch höhere Netzentgelte, die da Ladeleistungen aufgrund der stark mit den Netzentgelten korrelierten Strompreise bereits schon schwerpunktmäßig in den NT-Zeiten laden:

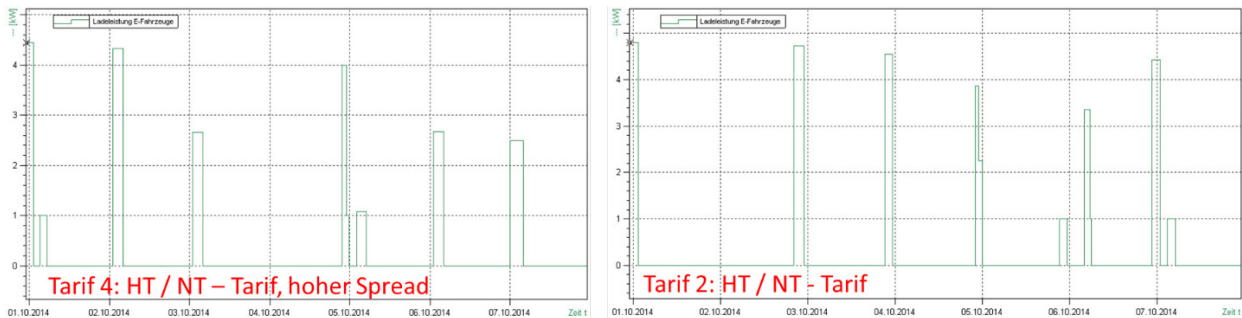


Abb. 4.20: Ladeleistung der E-Mobile bei extremen Netzentgelten

Auch die Fahrweise des stationären Speichers bildet die veränderte BHKW-Erzeugung ab:

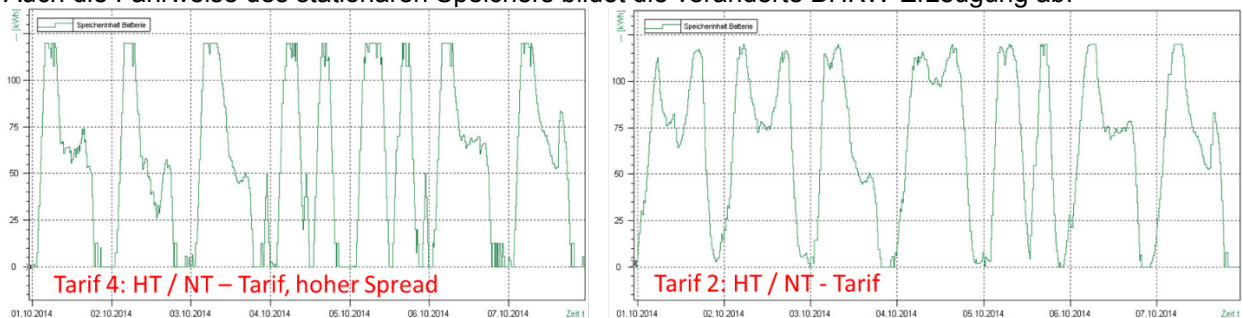


Abb. 4.21: Sollfüllstand des stationären Speichers bei extremen Netzentgelten

Als Resümee verteuern variable Netzentgelte den Strom in den Hochtarifzeiten und vergünstigen den Strom in den Niedertarifzeiten. Die Spotmarktpreise folgen im Groben schon den Hoch- und Niedertarifzeiten. Deswegen liegen die Ladezeiten bereits in den typischen Niedertarifzeiten und die hier definierten Netzentgelte rufen keine nennenswerte Veränderung in den Ladezeiten der E-Mobile hervor. Die Stromerzeugung des Erdgas-BHKW reduziert sich mit steigenden Unterschieden in den variablen Tarifen. Durch besonders niedrige Tarife wird der Bezug von elektrischer Leistung aus dem vorgelagerten Netz günstiger als die Erzeugung des Stroms durch das BHKW.

### 4.4.3. Einfluss stationärer Speicher

Da der stationäre Speicher wie in 4.3.1 beschrieben die Fahrweisen bei sinkender Trafogrenzleistung anscheinend lange konstant hält, wurde die Simulation ohne die stationäre Batterie, aber ansonsten mit identischen Annahmen und Lastgängen wiederholt.

Aus der Variante mit stationärem Speicher ergab sich bei einer Grenzleistung von 40 kVA eine 1/4h-Bezugsspitze von 60 kW am 07.10.2014 um 19:30 Uhr. Zu diesem Zeitpunkt fuhren bereits beide BHKW, die Ladeleistung der E-Mobile war gleich Null. Es wurde exakt hier in der Variante ohne stationärem Speicher die Grenzleistung vermutet, da keine Optionen zur Umgehung dieser Spitze aus einem Speicher mehr vorhanden war.

Die Simulation mit dem VK ergab auch exakt diese Grenzleistung, daher wurden als Variationen für die Rechnung ohne stationärem Speicher Transformatorgrenzleistungen von 400 kVA, 65 kVA und 60,1 kVA (knapp oberhalb der nicht mehr fahrbaren Grenze) gewählt.

Bei der Fahrweise der BHKW sah man im Vergleich zu der Variante mit stationärem Speicher ein deutlicheres Lastfolgeverhalten. Die Reduzierung der Trafogrenzleistung hatte keinen sichtbaren Einfluss auf die Fahrweise.

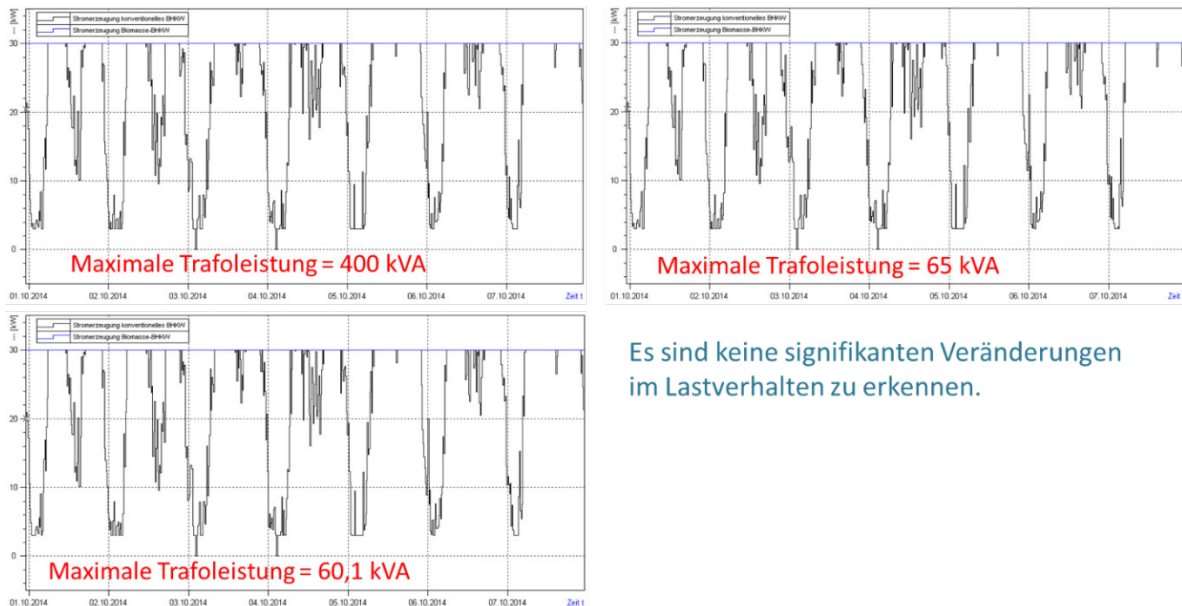
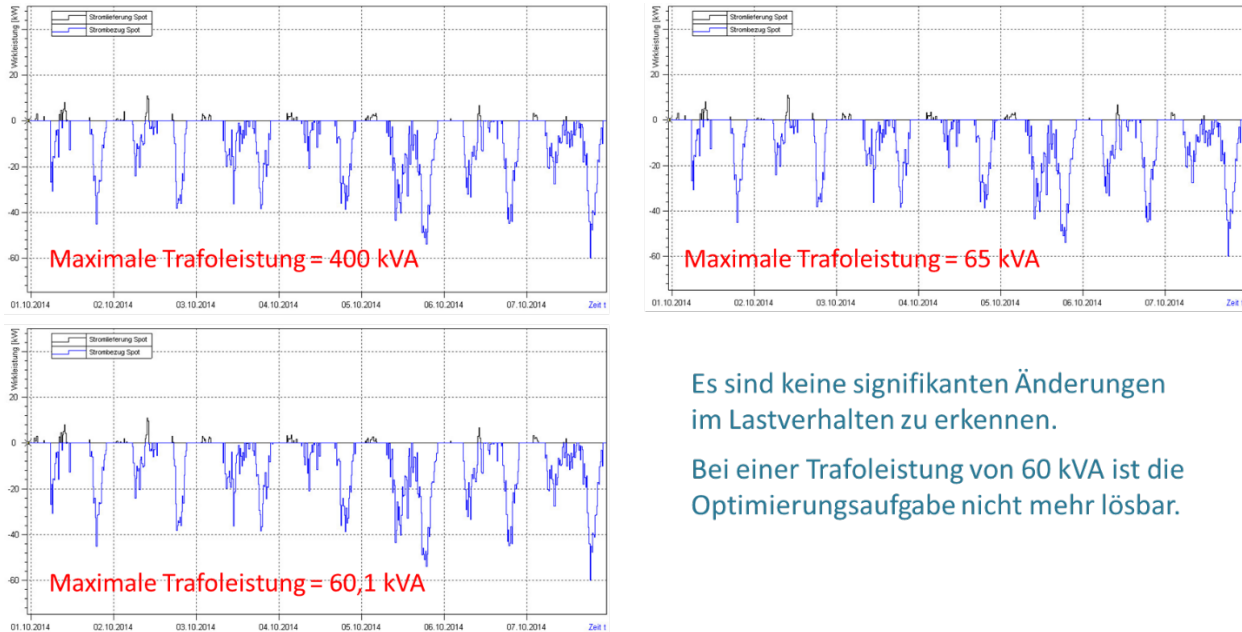


Abb. 4.22: Erzeugung des Erdgas- und Biogas-BHKW (ohne stationärem Speicher)

Auch der Bezug über den Transformator ist im Vergleich zur Variante mit stationärem Speicher deutlich mehr dem Lastverlauf angepasst. Das Absenken der Grenzleistung führt auch hier zu keiner Veränderung des Profils, selbst bei der Variante mit 0,1 kVA oberhalb der minimal möglichen Grenzleistung.



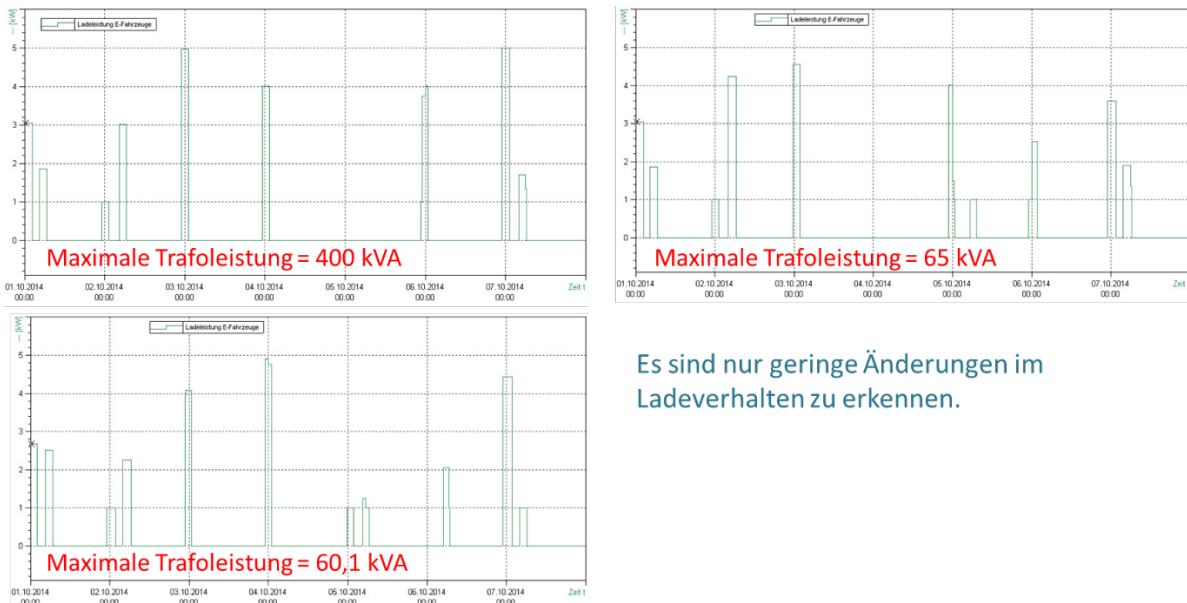


Es sind keine signifikanten Änderungen im Lastverhalten zu erkennen.

Bei einer Trafoleistung von 60 kVA ist die Optimierungsaufgabe nicht mehr lösbar.

**Abb. 4.23: Leistungsfluss über den Transformator bei verschiedenen Grenzleistungen (ohne stationäre Speicher)**

Bei den von dem VK ermittelten Sollfahrplänen für die Ladeleistung der E-Mobile sind geringe Verschiebungen erkennbar, ein Einfluss auf die Grenzleistung ist aber nicht mehr möglich, da zu diesem Zeitpunkt in allen Variationen bereits nicht geladen wird.



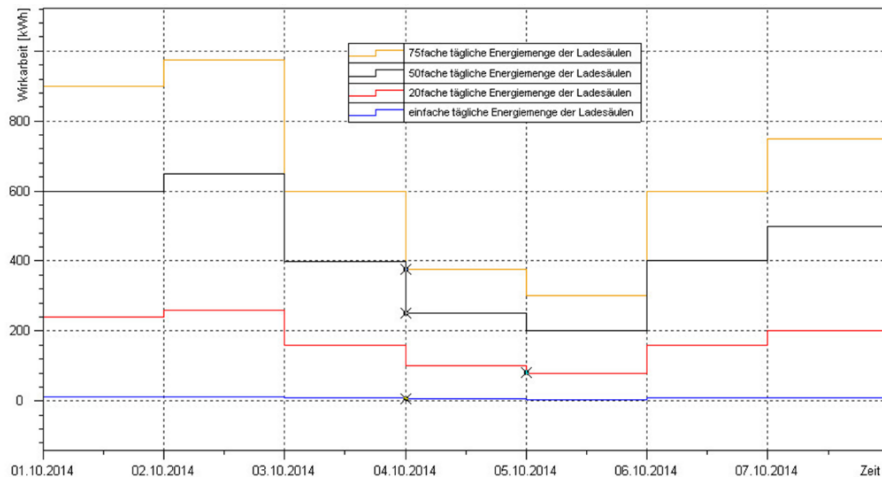
Es sind nur geringe Änderungen im Ladeverhalten zu erkennen.

**Abb. 4.24: Ladeleistung der E-Mobile bei verschiedenen Grenzleistungen (ohne stationäre Speicher)**

Insgesamt ist der Effekt eines stationären Speichers zum Puffern lokal erzeugter elektrischer Energie und Ausgleich des Leistungsflusses über den Transformator deutlich zu erkennen. Im gewählten Beispiel sinkt die minimal mögliche Transformatorgrenzleistung signifikant von 60 kVA auf ca. 15 kVA. Anders ausgedrückt können also deutlich mehr E-Mobile noch gleichzeitig geladen werden, ohne dass der bestehende Transformator durch einen größeren ausgetauscht werden muss. Dies setzt allerdings neben dem stationären Speicher auch lokale Erzeugung und vor allem ein Energiemanagement durch ein VK voraus, welches über ein reines Batteriemanagement hinausgeht, da auch die Ladeleistungen und die steuerbaren Erzeuger mit koordiniert werden müssen.

### 4.4.4. Maximale Anzahl E-Mobile je Niederspannungszelle

Die Frage nach der minimal möglichen Transformatorgrenzleistung aufgrund der simulierten Ladeleistung der E-Mobile kann man auch anders herum nach der maximal möglichen integrierbaren Anzahl an E-Mobilen stellen. Dazu wurden konstante Netzentgelte (status quo), der stationäre Speicher (weiterhin mit 120 kWh), einer typischen Grenzleistung des Ortsnetztransformators von 40 kVA sowie ein Ladebedarf von weiterhin 60 kWh je E-Mobil angesetzt. Diese Ladeleistung ist entsprechend der Ladebedarfsprognose nicht an jedem Tag gleich. Simuliert wurde eine Überhöhung der Ladeenergie um den Faktor 20, 50 und 75. Somit ergab sich über die Woche folgender Bedarf:



Einfach: 60 kWh/Woche

20-fach: 1.200 kWh/Woche

50-fach: 3.000 kWh/Woche

75-fach: 4.500 kWh/Woche

Abb. 4.25: Simulierte Ladeenergien der E-Mobile in der Niederspannungszelle

Nachfolgend werden die Detailergebnisse der Varianten dargestellt. Dabei nimmt die Stromerzeugung der BHKW mit steigender Ladeenergie stetig zu. Ab 50-facher Ladeenergie laufen beide BHKW dauerhaft durch.

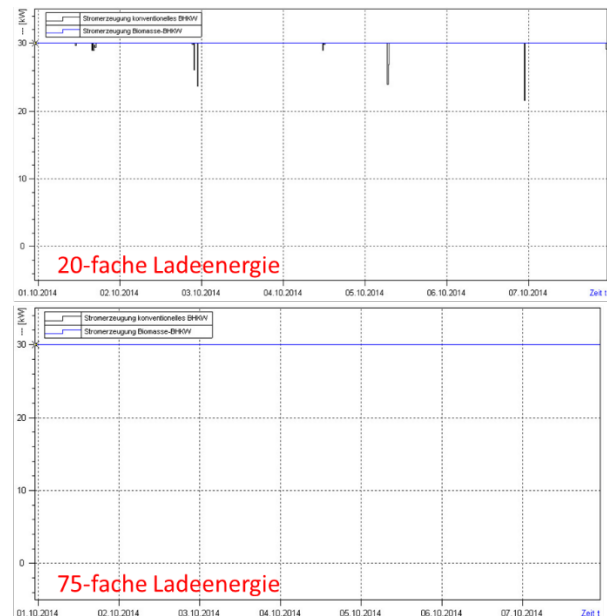
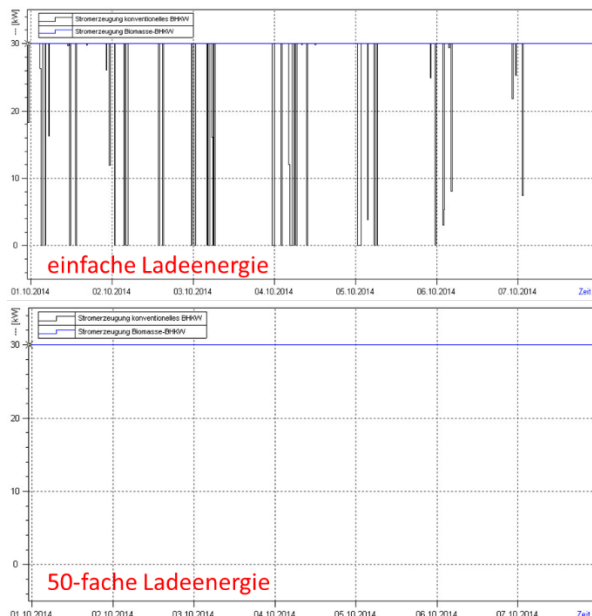


Abb. 4.26: BHKW-Stromerzeugung bei steigendem Ladebedarf der E-Mobile

Ein vergleichbares Bild stellt sich auf Seiten des Bezuges aus dem Mittelspannungsnetz dar:

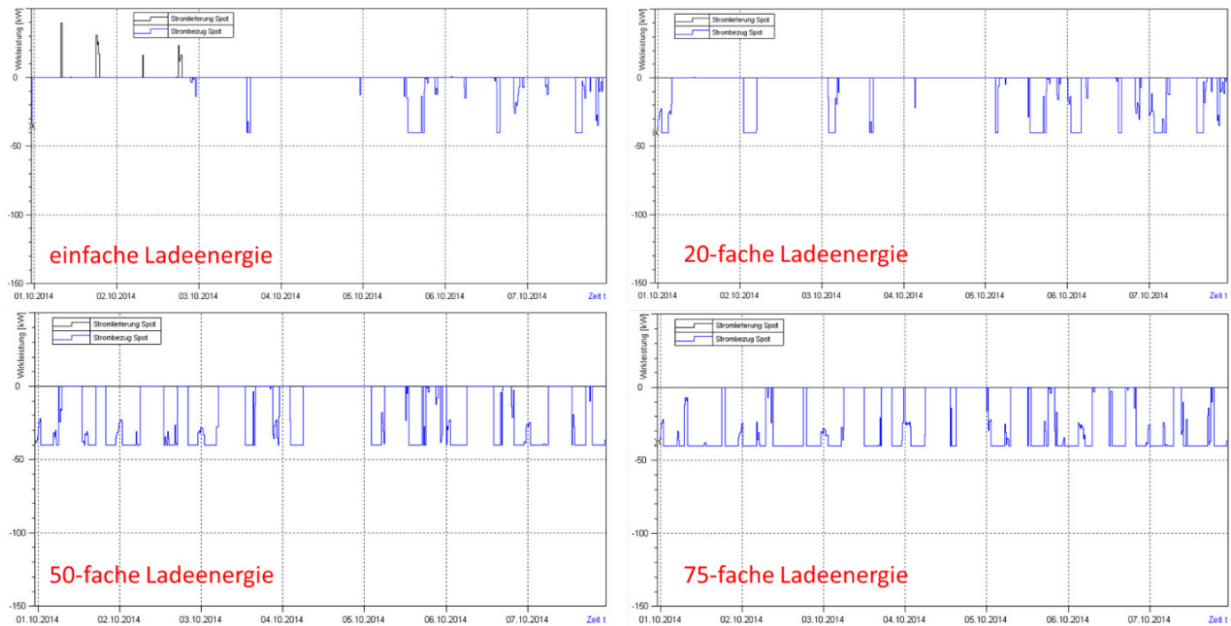


Abb. 4.27: Bezug aus dem Mittelspannungsnetz bei steigender Ladeenergie der E-Mobile

Die Sollladeleistung der E-Mobile verteilt sich erwartungsgemäß mit steigendem Energiebedarf auf immer mehr Stunden:

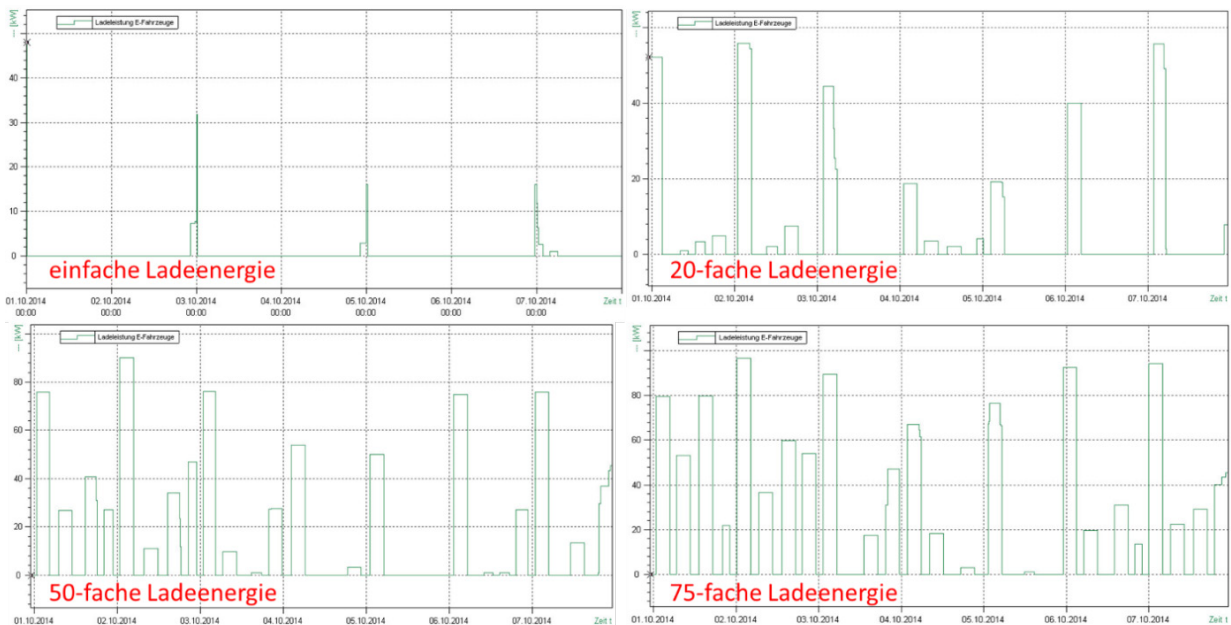


Abb. 4.28: Sollladeleistung der E-Mobile (in Summe) bei steigendem Ladeenergiebedarf

Auch der Sollfahrplan für den Speicherfüllstand verändert sich, die Zyklen über den Tag werden mehr und die Gradienten der Fahrweise steiler:

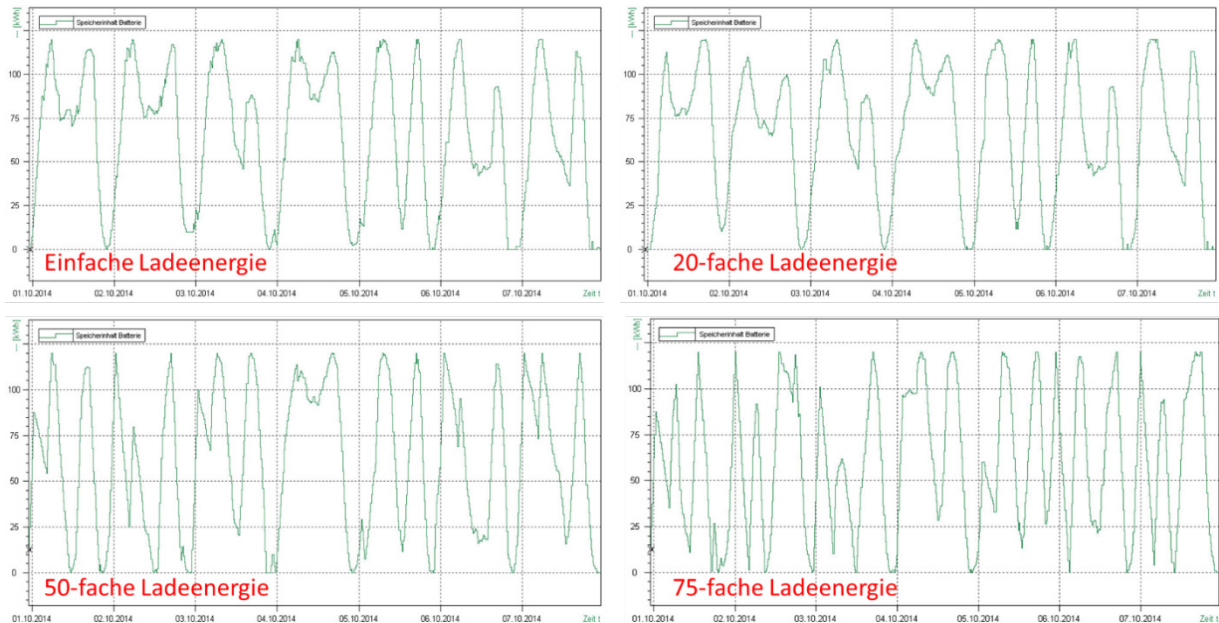


Abb. 4.29: Bezug aus dem Mittelspannungsnetz bei steigender Ladeenergie der E-Mobile

Die maximale Überhöhung, mit welcher das VK noch eine Lösung, also eine Fahrweise ohne Verletzung der Grenzleistung gefunden hat, war der Faktor 80. In der Basisvariante wurde von 5 E-Mobilen in der Zelle ausgegangen, damit entspräche dies 400 E-Mobilen in einer Niederspannungszelle. Dieser Wert ist aber rein theoretisch, da dann nur noch eine maximale Ladeleistung von 1 kW je E-Mobil übrig blieb und quasi die gesamte Standzeit zum Laden benötigt würde. Setzt man eine maximale Ladeleistung von 11 kW an (Intensiv-, aber nicht Schnellladung), ergibt sich immer noch ein Faktor von 10, also ca. 50 E-Mobile. Dies zeigt das Potential eines VK mit einer stationären Batterie und beeinflussbarer lokaler Erzeugung auf.



## 5. Einsatz der fahrzeuginternen COM-Box

### 5.1. Betriebserfahrungen

Von den am Projekt beteiligten E-Mobilen der Konsortialpartner und assoziierten Partner wurden 16 mit COM-Boxen des Projektpartners Continental ausgestattet. Nach dem ersten Musteraufbau eines E-Mobils durch Continental erfolgten die weiteren Umbauten durch Mitarbeiter der ENTEGA in deren Werkstätten. Die COM-Boxen ermöglichten die Detektion der aktuellen Standorte der E-Mobile, der aktuellen Ladezustände und ob sie fuhren, parkten (mit bzw. ohne Netzanschluss) oder luden. Die Anzahl und Strecken der Fahrten, die Ladevorgänge u.a. wurden jeweils aufgezeichnet. Die datenschutzrechtlichen Bestimmungen hierzu wurden eingehalten, alle Nutzer wurden informiert und es wurde deren Einverständnis eingeholt. Während der Testphase wurden einige bei Prototypen übliche Probleme festgestellt, die nach gründlicher Untersuchung bereinigt werden konnten. Dazu gehören insbesondere:

- Es traten Zeit-Lücken in der Datenübertragung aus der COM-Box auf. Bei stehendem E-Mobil schaltete die Spannungsüberwachung die COM-Box ab. Dementsprechend wurden keine Daten übertragen. Für stehende E-Mobile wurde der Parkzustand gemeldet.
- Datenverfälschungen aus der COM-Box betrafen rückläufige Zählwerte. In der Software der Box waren vereinzelt Resets aufgetreten – insbesondere bei Verlust des GSM-Signals. Dies wurde behoben und die Zählwerte in kürzeren Zeitintervallen erfasst sowie gespeichert. Bei einem Neustart wurde auf den zuletzt gespeicherten Zählwert zurückgegriffen.

Das Kommunikationssystem funktionierte stabil. Die Fahrer der E-Mobile erfuhren keine Nachteile im täglichen Fahrbetrieb, da die COM-Box ihre Aufgabe des Datensammelns unmerklich im Hintergrund erledigte.

### 5.2. App "Gesteuertes Laden"

#### 5.2.1. Funktion

Vom Projektpartner Continental wurde eine App bereitgestellt, die an die Projektanforderungen zum „Gesteuerten Laden“ angepasst (siehe Abbildung 5.1) und auf einigen Mobilfunkgeräten installiert wurde. Verschiedenen E-Mobilen wurde ein Mobilfunkgerät mit vorinstallierter App zugeteilt.



Abb. 5.1: Screenshots der App AutoLinQ for EV „Gesteuertes Laden“

Mit Hilfe dieser App konnte von dem jeweiligen Nutzer des E-Mobils die Ampelphase für das jeweilige Netzzellengebiet abgefragt werden, in dem sich das E-Mobil gerade aufhielt. Außerdem konnte mittels der App der Ladevorgang so gesteuert werden, dass ausschließlich die Grünphasen zum Laden genutzt wurden (smart charging).

Über die bereits entwickelte App „AutoLinQ for EV“ konnte der E-Mobilnutzer online den Status des E-Mobils einsehen und einen Lade-Zeitplan vorgeben bzw. das über einen Backend-Service kontrollierte „gesteuerte Laden“ aktivieren. Für dieses Projekt wurde der „Smart-Energy-Manager“ Backend-Service (SEM) so angepasst, dass das E-Mobil nur dann geladen wurde, wenn in der Netzzelle der Status „Grün“ gemeldet war. Dazu verband sich der SEM mit dem Server von EUS. Aufgrund der E-Mobilposition konnte der SEM die von EUS bereitgestellte aktuell gültige Netzzellenprognose abfragen und das Laden entsprechend der übermittelten Phasen steuern.

Für den Fall, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt unabhängig von der jeweiligen Ampelphase ein bestimmter Ladezustand erreicht sein musste (z.B. zum Feierabend der Ladezustand ausreicht für den Heimweg), konnte für das E-Mobil auch ein individueller Ladeplan erstellt werden. Das E-Mobil lud auch dann nach Möglichkeit in Grünphasen. War aufgrund der Prognose für den jeweiligen Netzzellenbereich aber abzusehen, dass der angestrebte Ladezustand bei ausschließlichen Laden in Grünphasen nicht erreicht werden konnte, lud das E-Mobil auch in Rotphasen. So wurde der gewünschte Ladezustand zum vorgegebenen Zeitpunkt auf jeden Fall gewährleistet.

Auch Ladesäulen konnten nach Erhalt eines Ladeplans vom VK gesteuert laden. Die für ein gesteuertes Laden von E-Mobilen notwendigen Umbaumaßnahmen an Ladesäulen wurden bei fünf Ladesäulen unterschiedlicher Hersteller erfolgreich umgesetzt. Die Ladesäulen waren in der Lage, die Ampelphasen ihrer Netzzelle aus den virtuellen Kraftwerken zu empfangen und die Ladezyklen der angeschlossenen E-Mobile entsprechend den Ampelvorgaben automatisch zu steuern. Des Weiteren waren die Ladesäulen in der Lage, den zeitlichen Verlauf der Ladezyklen aufzuzeichnen und an das virtuelle Kraftwerk für die Berechnung nachfolgender Ampelphasen zurückzusenden.

## 5.2.2. Anwendungserfahrung

Das gesteuerte Laden über die App und COM-Box wurde für einige Tests bei den Fahrern des i-MiEV und von zwei Ampera der ENTEGA eingesetzt.

In Abbildung 5.2 sind zur Veranschaulichung beispielsweise die Ladevorgänge eines E-Mobils im Januar 2015 gezeigt. An zwei Tagen wurde „gesteuertes Laden“ aktiviert (Balken in rot und grün). Am 15. Januar 2015 wurde das E-Mobil über die Ampelphasen gesteuert, das heißt die gesamte geladene Energie wurde in Phasen mit Ampel-Status „Grün“ aufgenommen. Dabei wurde der Ladevorgang während einer eingetretenen „Rot“-Phase so lange pausiert bis in der folgenden „Grün“-Phase die Batterie komplett aufgeladen werden konnte. (In diesem Balkendiagramm wird eine Pause beim Laden nicht wiedergegeben.)

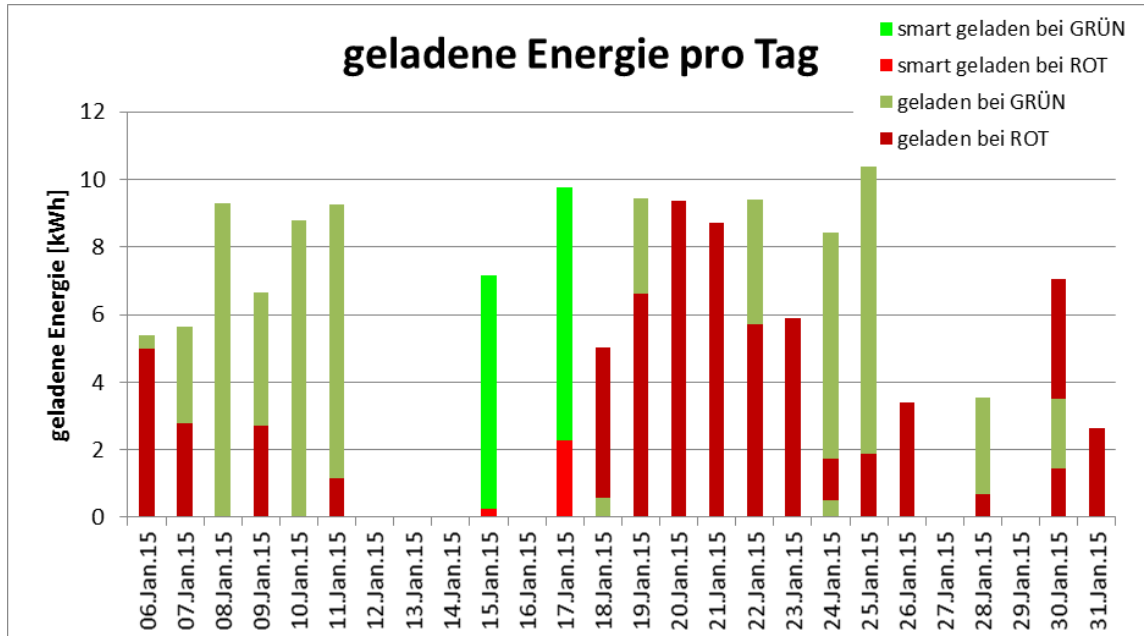


Abb. 5.2: Beispiel zur Anwendung der App „Gesteuertes Laden“

Am 17. Januar 2015 startete der Ladevorgang bei einem Batterie-Ladestand von 0%. Hier bekam die „minimale Mobilität“ Vorrang und es wurde trotz „Rot“-Phase zunächst Energie geladen, um einen Ladestatus von 20% zu erreichen. Danach wurde wieder nach Ampelphasen gesteuert und nur in den „Grün“-Phasen geladen bis die Batterie komplett geladen war.

An Tagen ohne „gesteuertes Laden“ lag es an den Fahrern, auf die Ampelphasen zu achten oder es war „Zufall“ ob bei Grün oder Rot geladen wurde.

Die Tests wiesen die Funktion der App und ihre Realisierung im W2W-System nach.

## 5.3. Auswertung der COM-Box-Daten

### 5.3.1. Auswerteverfahren und beteiligte Fahrzeuge

Continental hat für die Auswertung der COM-Box-Aufzeichnungen eine spezielle Software entwickelt. Bis Ende Februar 2016 sind knapp 3 Millionen Datensätze (exakt 2 959 448) aufgenommen worden, die in der Auswertung berücksichtigt wurden. Testphasen und Phasen, in denen die Software noch nicht 100%ig an den entsprechenden Fahrzeugtyp angepasst war, wurden entsprechend gefiltert und in die Auswertung nicht mit aufgenommen. So konnte z.B. beim Ampera erst ab Januar 2015 ausgelesen werden, ob der Verbrennungsmotor aktiv war oder mit Elektromotor gefahren wurde.

Die Daten wurden vom Backend als CSV-Dateien importiert und vom Auswerteprogramm eingelesen. Eine Plausibilisierung filterte Datensätze heraus, die für die Auswertung „unbrauchbar“ waren. Das konnte beispielsweise dann vorkommen, wenn der Watchdog in der Software (SW) des Telematiksystems einen Reset ausgelöst hatte oder auch Daten einfach nur unvollständig waren.

Weiterhin konnten die übertragenen Fahrzeugdaten dafür verwendet werden, um zusätzliche Parameter zu bestimmen. Durch die Verknüpfung der verfügbaren Daten konnten Parameter wie die Ladeleistung und die Batteriekapazität ermittelt werden. Diese Daten wurden in statistischen

Funktionen gesammelt, um Aussagen zum Zeitverhalten (wann wird geladen oder gefahren), zum Ort (an welchen Positionen wird wann wieviel Strom geladen), oder zur Strecke (Verbrauchsdaten) zu ermitteln. Zur Dokumentation wurden die berechneten Daten in Excel-Tabellen exportiert.

Die Übersicht über die mit der COM-Box ausgerüsteten E-Mobile sowie über die gefahrenen Strecken, Energieverbräuche und Ladevorgänge ist in Tabelle 5.1 dargestellt.

**Tab. 5.1: E-Mobile mit COM-Box und erfasste Daten (Stand Februar 2016)**

Daten	i-MiEV	Kangoo	eSmart	Ampera*	Σ Ampera*
Erfassungsbeginn	12/13	6/14	5/14	1/15**	12/13**
Anzahl E-Mobile	1	6	4	5***	6
Gefahrene Strecke, [km]	4 885	23 780	6 968	32 135	67 768
Mittlerer Energieverbrauch, [Wh/km]	159,3	171,3	136,3	269,1	217,1
Mittlere Zahl Ladevorgänge/ Monat	9,4	47,6	44,4	49,7	117

\*Ampera ab 1/15 gesondert da bis 18.12.14 keine Unterscheidung der Fahrweise elektrisch/Benzin

\*\*vor dem 18.12.14 keine Unterscheidung der Fahrweise elektrisch/Benzin, daher in der Auswertung erst ab Januar'15 aufgenommen

\*\*\*Ausgerüstet sind 7 Ampera, ein Ampera nicht online, zweiter Ampera ab 11/14 nicht mehr online

### 5.3.2. Mobilitätsverhalten der Nutzer

Das Mobilitätsverhalten der Nutzer bei den unterschiedlich eingesetzten Fahrzeugtypen konnte am besten durch die zusammenfassenden Diagramme „Mittlere Nutzung/Tag“ gemäß Abbildung 5.3 und „Mittlere Nutzung/Woche“ (Abbildung 5.4) analysiert werden. Die hier im Folgenden angegebenen Zeiten sind in UTC und berücksichtigen somit den Wechsel zwischen Sommer-/Winterzeit nicht explizit.

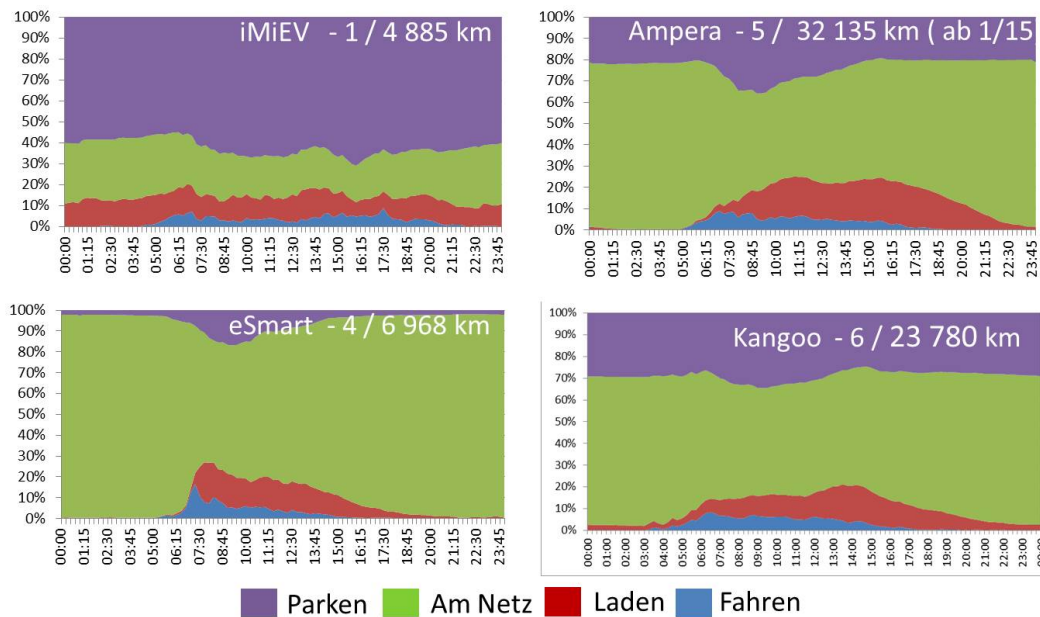
Die i-MiEV und die Ampera wurden von Einzelpersonen auch privat genutzt. Die E-Mobile wurden nahezu gleichmäßig im Tagesverlauf von 6:00 Uhr bis 20:00 Uhr (i-MiEV) bzw. bis 18:00 Uhr (Ampera) mit 5-10%iger Wahrscheinlichkeit für das Fahren genutzt. Spitzen traten beim i-MiEV gegen 7:00 Uhr und gegen 18:00 Uhr bzw. bei den Amperas zwischen 7:00 Uhr und 8:00 Uhr auf. In dieser Zeit fuhren wohl die meisten Nutzer gleichzeitig zur Arbeit.

Bei den Amperas erfolgte das Laden sofort nach den ersten Fahrten ab 8:00 Uhr und erreichte Höhepunkte bis zu 25% in den Zeiten von 10:30 Uhr bis 11:30 Uhr und 15:30 Uhr bis 16:30 Uhr. Die Ladevorgänge waren bis Mitternacht abgeschlossen.

Die Ampera zeigten hohes Potential zur Ladezeitverschiebung, da sie nachts mit bis zu 80%ger Wahrscheinlichkeit am Netz angeschlossen waren, ohne zu laden. Beim i-MiEV dauerten die Ladevorgänge mit Anteilen zwischen 15% und 20% über 24 h an. Hier ist auch die Parkzeit ohne Netzanschluss deutlich höher, zwischen 50% und 60% Wahrscheinlichkeit.

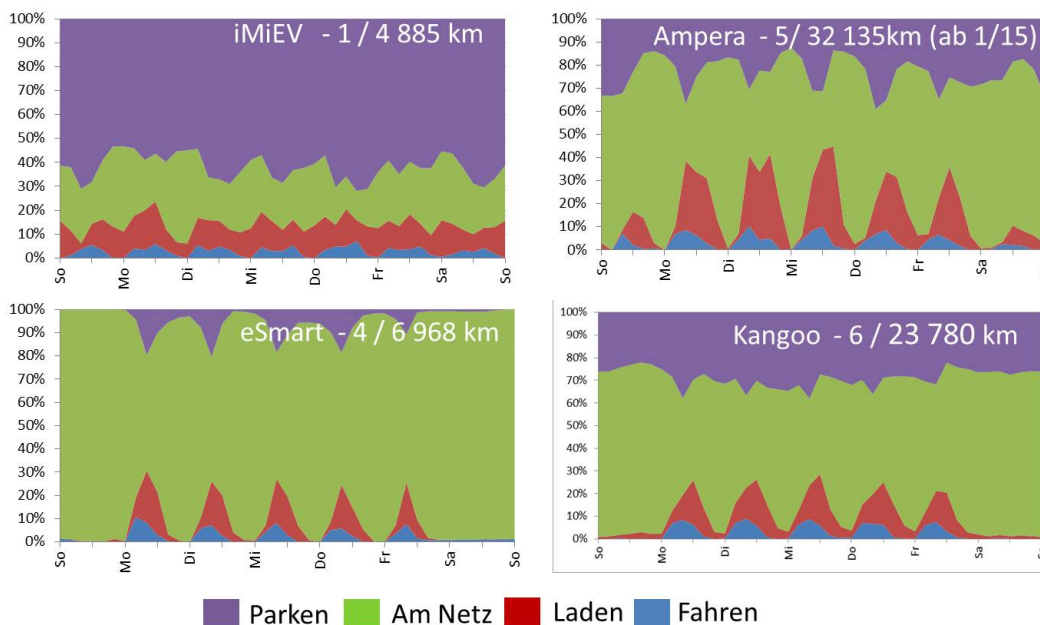
Die eSmart des Hessischen Immobilienmanagement wurden dagegen zumeist in den Morgenstunden zwischen 7:00 Uhr und 9:00 Uhr (10-12%) intensiv zum Fahren genutzt. Weniger wahrscheinlich (2-5%) waren spätere Fahrten von 9:00 Uhr bis 15:00 Uhr. Nach den Fahrten wurden die E-Mobile sofort wieder zum Laden angeschlossen, sodass zwischen 8:00 Uhr und 12:00 Uhr die höchsten Ladewahrscheinlichkeiten bis 15% auftraten. Da die Fahrstrecken pro Monat je eSmart nur zwischen 100 und 150 km lagen und somit die Batterien täglich nur gering entladen wurden, konnten die Ladevorgänge schneller beendet werden, sodass nach 20:00 Uhr praktisch kein Laden mehr erfolgte. Es bestand aber sehr hohes Potenzial zur Ladezeitverschiebung, da die eSmarts in den Abend- und Nachtstunden bis zu 98% ohne Laden am Netz angeschlossen waren.





**Abb. 5.3: Mittlere E-Mobilnutzung pro Tag**

Die Fahrzeugmodelle Kangoo wurden für Montagearbeiten eingesetzt und wurden zwischen 4:00 Uhr und 16:00 Uhr mit Wahrscheinlichkeiten zwischen 4% und 8% gefahren. Nach 17:00 Uhr erfolgte kein Einsatz mehr. Hier wurden die Ladevorgänge auch nach den Fahrten gestartet und wiesen zwischen 9:00 Uhr und 20:00 Uhr eine ziemlich gleichmäßig verteilte Wahrscheinlichkeit von 8-10% auf. Die Spitze der Ladevorgänge lag zwischen 13:00 Uhr und 15:00 Uhr. Über die Nacht fanden auch Ladevorgänge statt, es sank die Ladewahrscheinlichkeit jedoch bis auf 1% ab. Auch hier bestand Potenzial zur Ladezeitverschiebung aufgrund einer kontinuierlichen Netzanschlusswahrscheinlichkeit ohne Ladevorgang von ca. 60%. Im Verlauf des gesamten Beobachtungszeitraums blieben diese gemittelten Verhaltensmuster nahezu konstant. Das unterschiedliche Mobilitätsverhalten wird auch durch die wochenweise Auswertung in der Abbildung 5.4 unterstrichen.

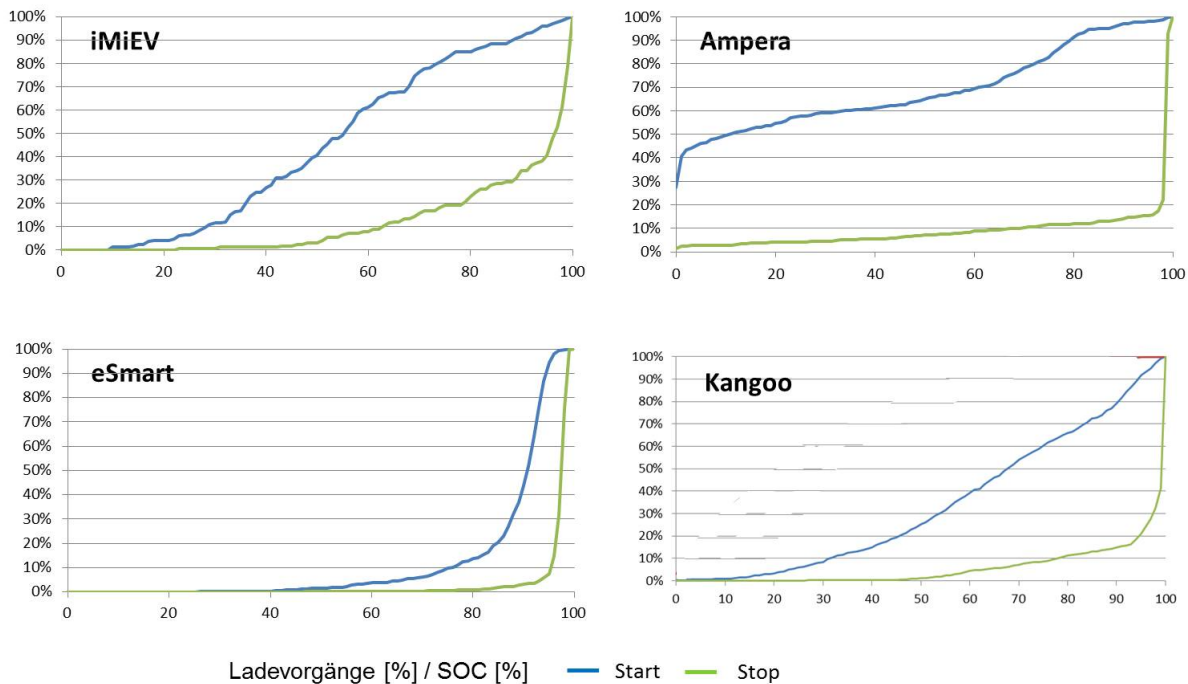


**Abb. 5.4: Mittlere E-Mobilnutzung pro Woche**

Hier wird auch deutlich, dass die dienstlich genutzten E-Mobile eSmart und Kangoo an den Wochenenden nicht gefahren und geladen wurden. Die Ampera wurden am Wochenende weniger genutzt als an Werktagen, während es beim i-MiEV keine deutlichen Unterschiede gab.

Mit den Diagrammen zum Ladeverhalten in Abbildung 5.5 werden auch die Unterschiede im Ladeverhalten deutlich.

Beim Ampera bestand die Möglichkeit, auf den Verbrennungsmotor umzusteigen. So war es möglich, die Batteriekapazität voll auszunutzen. Etwa 40% der Ladevorgänge wurden somit beim Ladezustand (State of Charge SOC) SOC = 0% gestartet. Bei Erreichen eines SOC = 60% wurden 10% der Ladevorgänge wieder beendet, während 85% der Ladevorgänge bis zur Vollladung fortgesetzt wurden.



**Abb. 5.5: Ladestarts und Ladestopps in Abhängigkeit vom Batterieladezustand SOC**

Bei den eSmarts, die in der Regel nur kurze Strecken fahren, wurden die Batterien in keinem Fall bis unter 40% SOC entladen, ja sogar etwa 60% der Ladevorgänge starteten bei 90% SOC. Andererseits wurde ein Ladevorgang nie bei einem SOC < 80% beendet und >90% aller Ladevorgänge wurden bis zur Vollladung durchgeführt. Die Beendigung des Ladevorgangs kann aber im Winter bei 95% SOC im Falle geringer Batterietemperatur erfolgen.

Beim i-MiEV und den Kangoos wurde festgestellt, dass die E-Mobile nur in seltenen Fällen < 4% bis zu 20% SOC entladen werden. Bei SOC = 20% liegt die Wahrscheinlichkeit des Ladebeginns nur bei 5%, während >50% (i-MiEV) bzw. >70% (Kangoo) der Ladevorgänge bei SOC >50% gestartet werden. Ein Beenden der Ladevorgänge bei SOC von <60% kam selten mit etwa 8% (i-MiEV) bzw. 5% (Kangoo) Wahrscheinlichkeit vor.

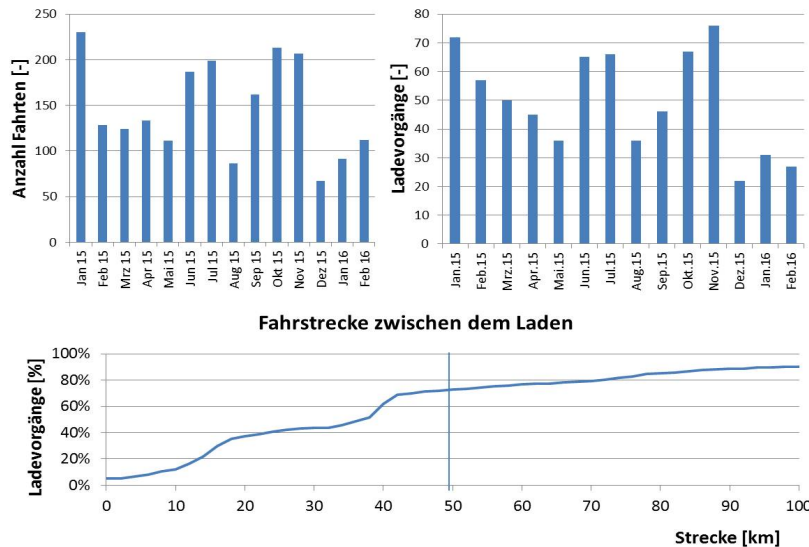


Abb. 5.6: Fahrten und Ladevorgänge der Ampera

Bei den Ampera ist die Intensität der Nutzung der elektrischen Fahrweise von Interesse. Die monatlichen Häufigkeiten der Fahrten und der Ladevorgänge sowie die Anzahl der Ladevorgänge in Abhängigkeit von der gefahrenen Strecke sind in Abbildung 5.6 dargestellt.

Hier zeigt sich, dass durchschnittlich nur bei jeder dritten Fahrt die Batterie nachgeladen wurde. Das ist auch damit zu erklären, dass viele kurze Strecken gefahren wurden. Im unteren Teil der Abbildung wird gezeigt, dass etwa 75% der Ladevorgänge vor dem Erreichen der Batteriereichweite von ca. 50 km gestartet wurden.

Nach Überschreiten der Reichweite übernahm der Verbrennungsmotor den Antrieb. Die diesbezüglichen Verhältnisse sind in Abbildung 5.8 dargestellt, wobei im oberen Diagramm die Streckenhäufigkeiten für einzelne Fahrten sowie für einen Tag aufgezeichnet sind.

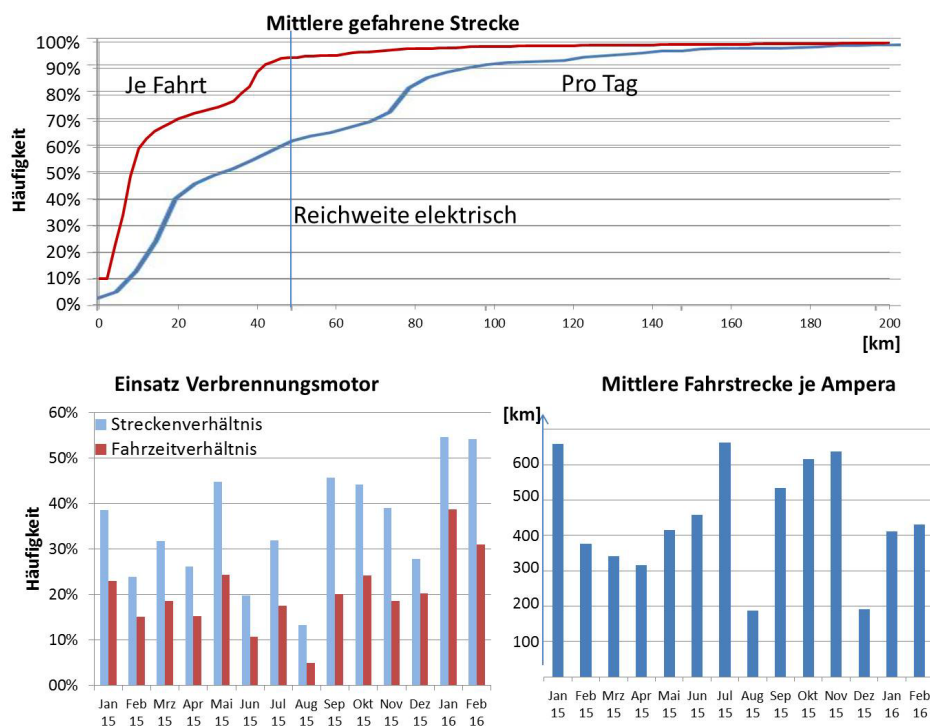


Abb. 5.7: Fahrstrecken und Einsatz des Verbrennungsmotors bei den Ampera

Es zeigte sich, dass über 90% der Einzelfahrten unterhalb der Reichweite der elektrischen Fahrweise stattfanden, 50% erreichten sogar weniger als 10 km. Es wurden oft mehrere Fahrten am Tag

durchgeführt, wodurch in 60% der Fälle die elektrische Reichweite überschritten wurde, insofern nicht zwischendurch nachgeladen wurde.

Abhängig vom Einsatzmonat lagen die Strecken mit Verbrennungsmotor zwischen 53% (Januar und Februar 2016) und 12% (August 2015). Im Durchschnitt wurde die elektrische Fahrweise auf 72% der Strecken genutzt. Im Diagramm „Einsatz Verbrennungsmotor“ wird auch deutlich, dass mit dem Verbrennungsmotor deutlich schneller gefahren wurde, denn die Fahrzeitanteile waren jeweils signifikant niedriger als die Streckenanteile. Die elektrische Fahrweise wurde entsprechend häufiger bei den innerstädtischen Fahrten eingesetzt. Bei längeren Fahrten außerhalb städtischer Gebiete kam dann der Verbrennungsmotor zum Einsatz.

Aus dem Diagramm „Mittlere Fahrstrecke“ kann man lesen, dass die durchschnittliche Strecke pro Tag für den Januar 2015 (650 km/31 Tage) beispielsweise 21 km betrug, aber für den August 2015 (Urlaubszeit) nur 6 km. Allerdings wurden die Ampera nicht jeden Tag im Monat gefahren. In den 14 Monaten Einsatzbeobachtung mittels COM-Box wurden für die 5 E-Mobile 2050 Fahrten registriert. Das bedeutet im Mittel 29 Fahrten je Ampera und Monat. Es fanden aber vielfach auch mehrere Fahrten einzelner E-Mobile am Tag statt (siehe auch Wahrscheinlichkeitsverteilungen in den Abbildungen 5.3 und 5.4).

Es wurde aber bei den Ampera ebenso wie bei allen anderen E-Mobilen mit eingebauter COM-Box die Möglichkeit zu zwischenzeitlichen Ladungen genutzt. (Vergleich Diagramme „Ladepotenzial“ in Abbildung 5.8). Als Ladepotenzial sind folgende Voraussetzungen definiert:

- <50 m Abstand zur bekannten Ladestelle,
- <50% SoC,
- >1 h Parkzeit.

Das heißt, dass die Nutzer bei einer vorgesehenen längeren Parkzeit und einem Ladezustand unterhalb 50% der Batteriekapazität die Möglichkeit einer nahegelegenen Ladestelle zum Nachladen weitgehend nutzen. Ein Verzicht auf Nutzung des Ladepotenzials kam bei einer Parkdauer von 5 h nur in 2% der Parkzeiten vor, während bei längeren Parkdauern dieser Wert anstieg, da keine baldige Fahrt anstand.

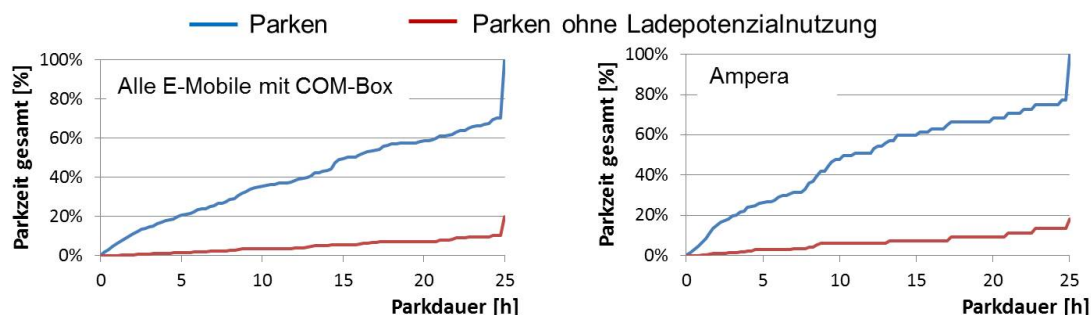


Abb. 5.8: Nutzung von Ladepotenzial während längerer Parkzeiten

Die COM-Box unterschied auch, in welchen Ampelphasen die Ladevorgänge abliefen.

Nachdem bis Mai 2015 die Ampelphasen simuliert waren, standen ab Juni 2015 die vom VK auf Basis realer Netzgegebenheiten berechneten Ampelphasen zur Verfügung. In Abbildung 5.9 wird die Übersicht zur mittleren Nutzung der Ampelphasen je E-Mobil der unterschiedlichen Typen dargestellt. Der i-MiEV, der bis April im Monatsdurchschnitt 60 kWh, an manchen Monaten bis zu 140 kWh Ladeenergie aufnahm, war allerdings im betrachteten Zeitraum kaum noch im Einsatz. Für die eSmarts bestand nur geringer monatlicher Ladebedarf, da sie nur wenige Stunden an Werktagen im Einsatz waren (Abbildungen 5.3, 5.4).

Generell aber ist zu erkennen, dass der größte Anteil der Ladevorgänge in der roten Ampelphase stattfand. Eine Ursache dafür lag auch darin, dass sich die Ladevorgänge bei ca. 2 kW Leistung über 6-10 Stunden hinziehen konnten.

Die strikte Beachtung der Ampelphasen war nicht die Regel und das entsprechende Bemühen, diese zu beachten, ließ mit der Zeit nach. Nähere Analysen dazu sind in Kapitel 6 beschrieben.



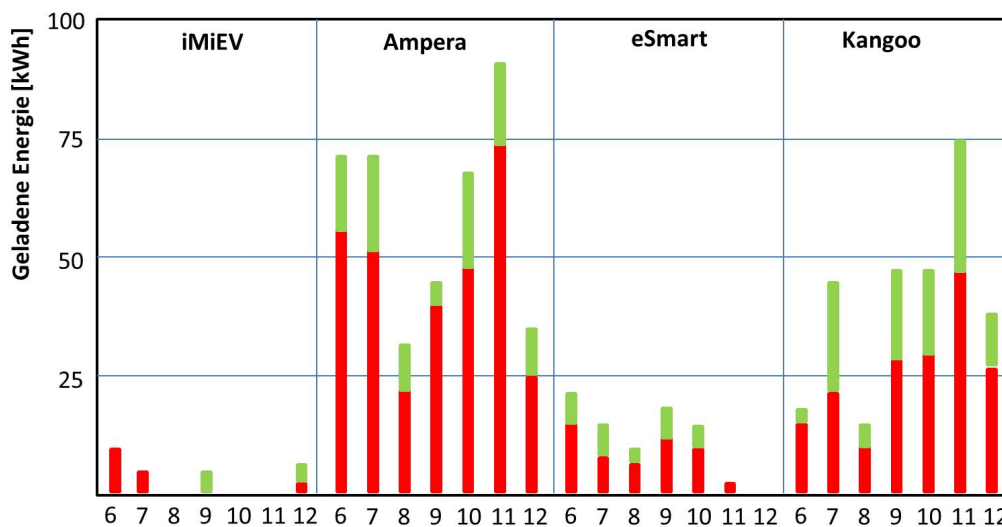


Abb. 5.9: Monatliche mittlere Ladeenergieaufnahme je E-Mobil-Typ im Zeitraum 6-12/2015 nach Ampelphasen

Eine Verbindung zu den Aufzeichnungen in den Ladetagebüchern der sozialwissenschaftlichen Begleitforschung zu den Daten der COM-Box konnte hergestellt werden. Es wurden drei ausgewählte Ladetagebücher eines an ENTEGA-Kunden ausgeliehenen Amperas bei unterschiedlichen Nutzern mit den COM-Box-Daten verglichen.

FAM 0003; DA-EG 151; 06.-12. Januar 2015,  
FAM 0026; DA-EG 151; 02.-10. Februar 2015 und  
FAM 0030; DA-EG 151; 23.-29. Januar 2015.

Dabei galten die Voraussetzungen, dass die Tagebücher für mindestens eine Woche mit möglichst vielen Aktivitäten detailgetreu ausgefüllt wurden.

Die COM-Box wertete für die entsprechenden Zeiträume die Daten aus.

Aus den Vergleichen gingen hohe Deckungsgrade der Datensätze hervor. Dementsprechend konnten die Daten der COM-Box als Ergänzung der Ladetagebücher (oder umgekehrt) genutzt werden. Verglichen wurden:

- SOC (vor und nach Ladeaktivitäten),
- SOC (vor und nach Fahrten),
- Distanz,
- Zeitraum Plug-In,
- Zeitraum Fahrt,
- Außentemperatur.

Als gegenseitig sich ergänzende Daten konnten ausgewertet werden:

- Aus der COM-Box: Geladene Energie, Batterietemperatur, relativer Anteil des Verbrennungsmotors, verbrauchte Energie, rekuperierte Energie,
- aus den Ladetagebüchern LT1: Ladephasen, Ladepunkt, Fahrtzweck, Anmerkungen.

Der Vergleich ergab eine recht ordentliche Führung der Ladetagebücher mit zeitlichen Abweichungen von  $\approx 6$  min und Abweichungen in der Distanz von  $\approx 1,1$  km.

Aufgrund der unterschiedlichen Angaben in % SOC (COM-Box) und Reichweitenanzeige in km (LT1) konnte die Grafik in Abbildung 5.10 erstellt werden.

Die Abhängigkeit zwischen gemessenem SOC und der in den Tagebüchern aufgezeichneten Reichweitenanzeige hat einen linearen Verlauf mit nur geringen Abweichungen, die u.a. auch durch Temperaturunterschiede erklärt werden können.

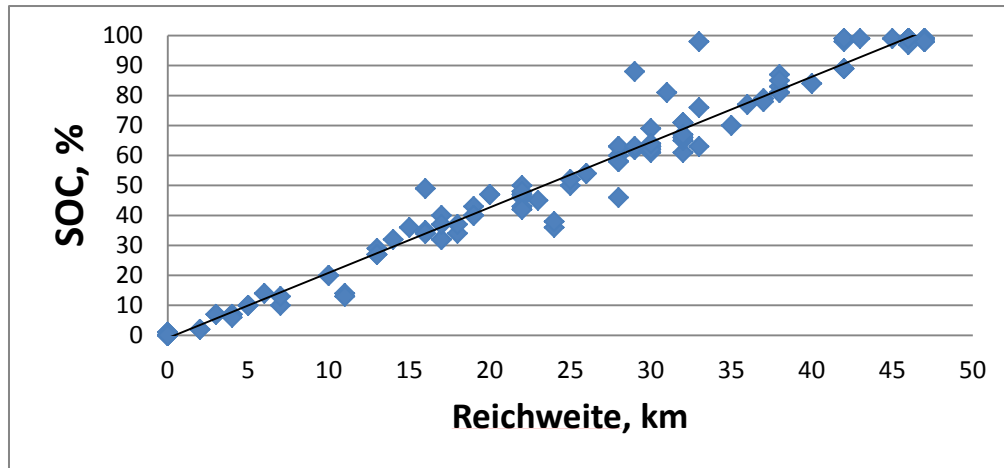


Abb. 5.10: SOC-Reichweiten-Abhängigkeit aus Vergleich LT1 und COM-Box

### 5.3.3. Erkenntnisse zum energetischen Verhalten

Die COM-Box zeichnete auch Daten in Bezug auf die Energieaufnahme und zum Zustand der Batterie auf. So wurden Abhängigkeiten der Energieaufnahme von der Fahrweise erstellt. Abbildung 5.11 zeigt dazu ein Beispiel für die Amperas.

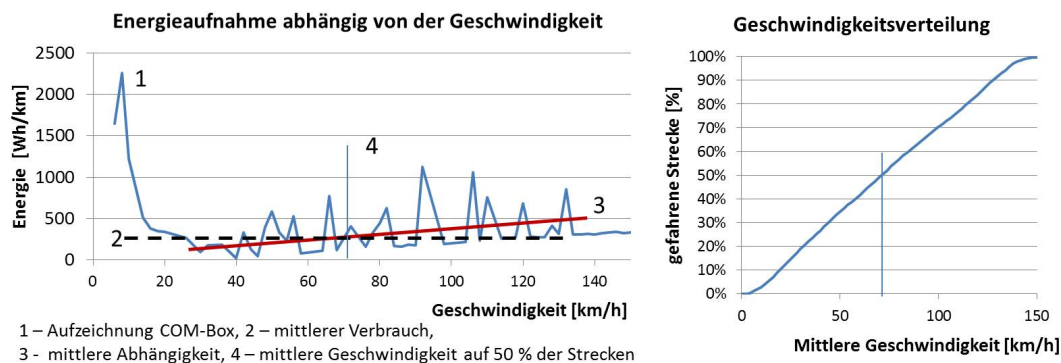


Abb. 5.11: Energiebedarf und Fahrgeschwindigkeit

Kurve 1 zeigt, dass in der Anfahrphase bis zum Erreichen von etwa 15 km/h der Energiebedarf besonders hoch war und sogar 2 kWh/km überschritt.

Während der Fahrt zwischen Geschwindigkeiten von 20 bis 140 km/h traten je nach Steigung oder Talfahrt Spitzen bis 1 kWh/km und Täler bis 20 Wh/km auf. Es zeigte sich aber in der gemittelten Geraden 3 ein klarer linearer Steigerungstrend von 150 bis 500 Wh/km. Diese Gerade schneidet die Linie 2 des mittleren Energieverbrauchs aller Amperas über den Beobachtungszeitraum von 269 Wh/km (Tabelle 5.1) bei der Geschwindigkeit von 70 km/h (4). Diese Geschwindigkeit entspricht auch der mittleren Geschwindigkeit bezogen auf 50% der gefahrenen Strecken gemäß der Grafik rechts, in der auch eine lineare Abhängigkeit ausgewiesen ist.

Einen weiteren Einfluss auf die Energieaufnahme der E-Mobile hatte die Außentemperatur. Abbildung 5.12 zeigt den saisonalen Vergleich zweier Geschwindigkeitsverteilungen für den i-MiEV. Bei der Januarurve zeigt sich bei 70% der Strecken der höchste Mehrverbrauch von 65 Wh/km im Januar im Vergleich zu April. Aufgrund der Heizung wurde auch weniger Energie zurückgewonnen und es gab eine geringere Anzahl an Strecken mit reduziertem Energieverbrauch.

Bei den höheren Streckenanteilen nähern sich die Kurven an, da das E-Mobil dann aufgewärmt war. Bei bis zu 20% der Strecke war allerdings im April eine höhere Energieaufnahme zu verzeichnen, da

hier im Winter ein Vorwärmen der Batterie am Netz erfolgte. In den Sommermonaten wurde der Energieverbrauch dann aufgrund der Nutzung der Klimaanlage wieder erhöht.

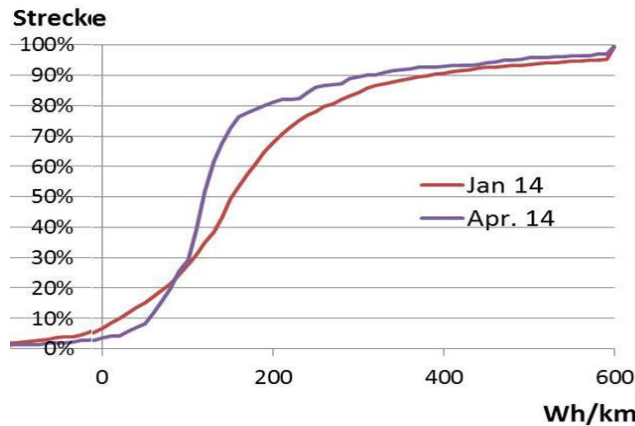


Abb. 5.12: Saisonabhängigkeit des Energiebedarfs (i-MiEV)

In Abbildung 5.13 sind die energetischen Abhängigkeiten in mehreren Diagrammen dargestellt.

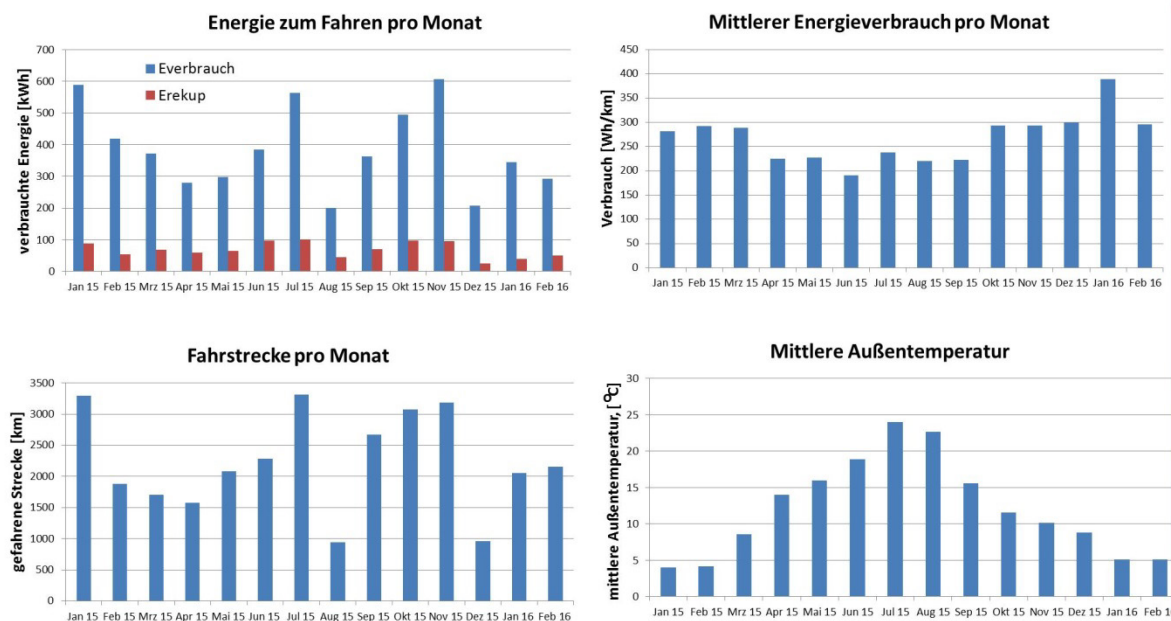


Abb. 5.13: Abhängigkeiten der Energieaufnahmen bei den Amperas

Links oben ist die für das Fahren aufgenommene Energie (Everbrauch) nach Monaten mit Ausweis der Rückgewinnung von Energie (Erekup) bei Talfahrten bzw. Bremsvorgängen ausgewiesen, während rechts unten der Bezug zu den entsprechenden Fahrstrecken hergestellt wird. Die Energierückgewinnung hängt stark von den Fahrprofilen ab und kann sogar bis zu 25% (Juni 2015) erreichen, andererseits aber auch nur bei 7% (Dezember 2015) liegen, da hier die konstant Energie verbrauchende Heizung einen Teil der zurückgewonnenen Energie verbraucht und diese somit nicht wieder in der Batterie gespeichert werden konnte.

Aus den Diagrammen auf der rechten Seite von Abbildung 5.13 ergibt sich der mittlere Energieverbrauch über die Monate (rechts oben) mit Abweichungen zwischen 190 Wh/km (Juni 2015) bis 385 Wh/km (Januar 2016). Die mittleren Außentemperaturen im Diagramm links unten geben Aufschluss über die Abhängigkeiten des Energieverbrauchs von der Temperatur. Hier sind zwei Besonderheiten erwähnenswert:

- Im Januar 2016 war der Energieverbrauch im Vergleich zu Monaten mit ähnlicher Durchschnittstemperatur deutlich höher. Das kann nur durch die abweichende Fahrweise bzw. Komforteinstellungen begründet werden.
- Im Juli 2015 war der Energieverbrauch bei der höchsten Durchschnittstemperatur im Vergleich zu den Nachbarmonaten deutlich erhöht. Hier spielen zwei Effekte eine Rolle: der Einsatz der Klimaanlage und die geringere Rückspeisung von Energie bei Bremsvorgängen, da diese für die Klimaanlage genutzt wird.

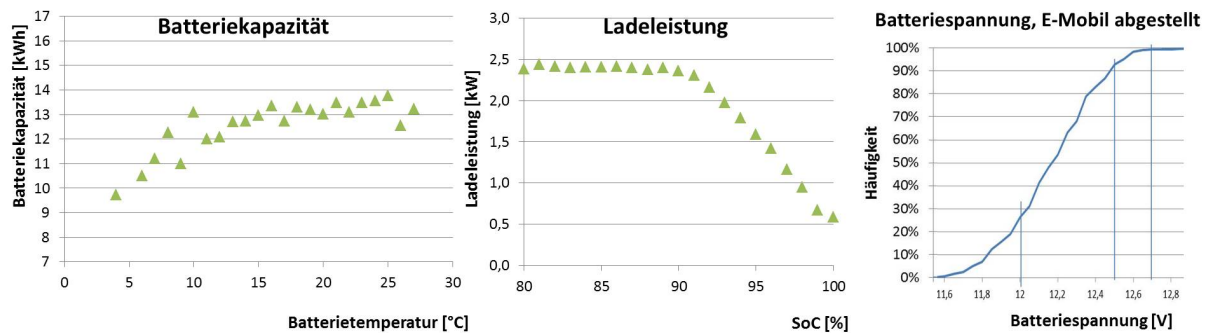


Abb. 5.14: Auswertungen von Batteriemessungen (i-MiEV)

Die Batteriekapazität (links) wird bei geringen Temperaturen unter 10 °C deutlich reduziert. Ein Reduktionstrend zeigt sich aber auch bei Temperaturen oberhalb 15 °C.

Die Ladeleistung ist bei SOC bis 90% konstant, wird aber nach 90% bis zur Vollladung linear abgesenkt (Mitte).

Beobachtet wurde auch die Batteriespannung der normalen 12 V-Batterie wenn, die E-Mobile abgestellt wurden. Batteriespannungen unter 11,6 V und über 12,7 V kamen nicht vor. In 30% der Beobachtungen lag die Batteriespannung unter 12 V, in nur 8% der Fälle wurde >12,5 V gemessen.

Anmerkung: Sollten Batteriespannungen unter 11,5 V auftreten, wurde das Messsystem abgeschaltet, um die Batterie bei langen Standzeiten nicht unnötig zu belasten.

Mit ihren vielseitigen Erfassungs-, Auswerte- und Ladesteuermöglichkeiten gab die COM-Box eine wesentliche Bereicherung des Projekts W2W. Derartige Boxen sollten auch für den künftigen Serieneinsatz von E-Mobilen zur Verfügung stehen, damit das Mobilitätsmanagement erfolgreich gestaltet werden kann.



### 6. Sozialwissenschaftliche Begleitforschung und Nutzerverhalten

Zentrale Forschungsfrage im Projekt Well2Wheel war, inwieweit sich die wachsende Elektromobilität in Form von E-Mobilen zukünftig auf die Stromnetze auswirken wird und wie E-Mobile in die bestehenden Stromnetze als Speicher regenerativen, regionalen Stroms integriert werden können. Um diese komplexe Frage zu beantworten, musste festgestellt werden, wie die Nutzer die E-Mobile nutzen und wann die E-Mobile an das Stromnetz angeschlossen werden. Das Hauptaugenmerk des Projekts lag, neben der technischen Einbindung der Elektromobilität in Verteilnetze, auf der Nutzerakzeptanz, Benutzerfreundlichkeit und Praxistauglichkeit von E-Mobilen.

Aus Sicht der Nutzer steht die Alltagstauglichkeit der Elektromobilität an erster Stelle. Das System muss technisch praktikabel sein (Funktionsfähigkeit, Bedienfreundlichkeit, Transparenz) und flexibel auf die verschiedenen Mobilitätsbedürfnisse einzelner Nutzergruppen reagieren können. Die Elektromobilität und alle damit verbundenen Innovationen werden nur erfolgreich sein, wenn sie auf breiter Basis akzeptiert werden. Die Frankfurt University of Applied Sciences, im Weiteren FRA-UAS genannt, war im Rahmen des Projekts für die sozialwissenschaftlichen Begleitforschung verantwortlich. Aufgabe war es, mit Hilfe der Begleitforschung, das Mobilitäts- und Ladeverhalten der Nutzer von E-Mobilen zu identifizieren und dabei ebenso die generelle Akzeptanz der Elektromobilität abzufragen. Die Erkenntnisse und Ergebnisse zum Mobilitäts- und Ladeverhalten der Nutzer, wurden stets an die Projektpartner weitergeleitet, um unter anderem Belastungen im Stromnetz durch das Laden von E-Mobilen bei den Prognosen der virtuellen Kraftwerke zu berücksichtigen.

Konkret wurden die Ziele der FRA-UAS in der Begleitforschung zum Nutzerverhalten in fünf inhaltliche Bereiche gegliedert:

- Die vorhandene Datenbasis zur Nutzerakzeptanz von Elektromobilität durch quantitative und qualitative Befragungen zu erweitern.
- Die Integration von E-Mobilen in die betrieblichen Flotten der assoziierten Partner zu evaluieren.
- Das Mobilitätsverhalten der Nutzer im Allgemeinen und in Bezug auf Elektromobilität zu analysieren.
- Das Ladeverhalten von Nutzern zu ermitteln und Veränderungen festzustellen, die sich durch die Rot-Grün-Phasen ergeben.
- Die interne Projektevaluierung des Projekts Well2Wheel zu verantworten.

#### 6.1. Vorstellung der Nutzer

Für das Projekt Well2Wheel konnten zusätzlich zu den Konsortialpartnern weitere assoziierte Partner gewonnen werden, die sich bereit erklärten, das Projekt mit Nutzerdaten zu unterstützen. Die Nutzerdaten wurden durch mehrstufige Befragungen, Workshops und Mobilitätstagebücher gewonnen. Im folgenden Abschnitt werden die einzelnen Partner vorgestellt.

##### Der Eigenbetrieb für kommunale Aufgaben und Dienstleistungen der Wissenschaftsstadt Darmstadt (EAD)

Der Eigenbetrieb für kommunale Aufgaben und Dienstleistungen der Wissenschaftsstadt Darmstadt, im Weiteren EAD genannt, ist ein zu 100% städtischer Betrieb mit Sitz in Darmstadt. Der EAD ist für die Abfallentsorgung, den Winterdienst und die Stadtreinigung zuständig und betreibt eigene Abfall-entsorgungsanlagen, wie Kompostanlage, Recyclingstationen und Sonderabfall-Kleinstmengen-Sammelstelle. Mit ca. 600 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern ist die EAD täglich im Einsatz.

Die ersten E-Mobile, Piaggio Porter, wurden 1998 angeschafft, galten jedoch primär als Experimentierfahrzeuge und wurden 2002/03 aufgrund von Problemen im betrieblichen Ablauf wieder aus der Flotte genommen. Ab 2008 wurden Aixam Mega, elektrische Leichtkraftfahrzeuge aus Frankreich, in den betrieblichen Ablauf integriert. 2012 wurden weitere Aixam Mega Fahrzeuge erworben. Aktuell befinden sich vier Aixam Mega Modelle in der Fahrzeugflotte des EAD Darmstadt. Diese werden im Innenstadtbereich von Darmstadt genutzt, um Papierkörbe in den Fußgängerzonen zu leeren. Außerdem werden sie genutzt, um Parks und öffentliche Plätze von Drogenabfällen zu

befreien. Der EAD Darmstadt hat sich bewusst dazu entschieden, E-Mobile auf diesen Touren einzusetzen, um eine Lärm- und Geruchsbelästigung der Passanten zu minimieren. Für die Zukunft plant der EAD Darmstadt eine Ausweitung des Einsatzes von E-Mobilen, beispielsweise sollen Pedelecs verstärkt in der Innenstadt herkömmliche Fahrzeuge des EAD Darmstadt ersetzen. Die E-Mobile werden ausschließlich von den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern für dienstliche Zwecke genutzt.

### Hessisches Immobilienmanagement (HI) (jetzt Landesbetrieb Bau und Immobilien Hessen)

Das Hessische Immobilienmanagement, im Weiteren HI genannt, ist Dienstleister und Partner der Hessischen Landesverwaltung und verantwortlich für die Verwaltung und Vermarktung landeseigener Liegenschaften. Die Zentrale des HI befindet sich in Wiesbaden. Weitere Niederlassungen sind in Darmstadt, Frankfurt, Fulda, Gießen und Kassel. Das HI beschäftigt 1.250 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter einschließlich Reinigungskräfte und Handwerker.

Das HI brachte insgesamt 22 E-Mobile in das Projekt ein: 17 Opel Amperas sowie fünf eSmarts. Zwei der 22 E-Mobile sind je einem Mitarbeiter fest zugeordnet. Die anderen 20 E-Mobile der Flotte können von allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern genutzt werden.

### ENTEGA AG

Die ENTEGA AG, im Weiteren ENTEGA genannt, ist ein Energieversorger mit Sitz in Darmstadt. Sie ist ein Dienstleister für Energie, Wasser und Entsorgung und befindet sich mehrheitlich in kommunaler Hand. ENTEGA investiert in Anlagen zur regenerativen Energieerzeugung. ENTEGA ist inzwischen zweitgrößter Ökostromanbieter Deutschlands. Die Aktiengesellschaft wurde 2003 gegründet und beschäftigte im Jahr 2012 2.596 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter.

Die ENTEGA integrierte zu Beginn des Projekts insgesamt zehn E-Mobile in ihre Flotte, darunter sechs Renault Kangoos, zwei Opel Amperas und zwei Mitsubishi i-MiEV. Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter konnten auf diese E-Mobile für ihre Dienstfahrten zugreifen. Um Nutzerdaten über einen längeren Zeitraum erheben zu können, bekamen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter die E-Mobile für eine Woche zur Verfügung gestellt. Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter hatten so die Gelegenheit, das E-Mobil für den dienstlichen, als auch den privaten täglichen Gebrauch zu nutzen.

Da die E-Mobile der ENTEGA noch freie Kapazitäten aufwiesen, bot die Projektleitung an, diese E-Mobile für eine weitere Erhebungsreihe zur Verfügung zu stellen. Die E-Mobile wurden Personen eine Woche zur privaten und alltäglichen Nutzung zur Verfügung gestellt. Auf diese Weise konnte auch die private Nutzung eines E-Mobils im Rahmen des Projekts untersucht werden. Die Nutzergruppe bestand aus Personen und Familien, im Weiteren FAM genannt, die bereits in dem ENTEGA-Vorläuferprojekt „Web2Energy“ aktiv waren und dort als Testpersonen zur Verfügung standen. In diesem Projekt wurde auch bereits mit der Rot-Grün-Phasen-Ampel gearbeitet. Die ENTEGA machte mit diesen Personen und Familien bezüglich Motivation und Mitarbeit, sehr gute Erfahrungen und sah diese als geeignet für die zusätzliche Befragungsreihe an.

### Fraunhofer-Institut für Betriebsfestigkeit und Systemzuverlässigkeit (Fraunhofer LBF)

Das Fraunhofer-Institut für Betriebsfestigkeit und Systemzuverlässigkeit, im Weiteren Fraunhofer LBF genannt, ist ein Institut der Fraunhofer Gesellschaft und wurde 1938 als Bautz-Bergmann Werkstoff- und Konstruktionsberatung GmbH in Darmstadt gegründet. Das Fraunhofer LBF beschäftigt rund 550 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und ist organisatorisch in vier Forschungsbereiche, Betriebsfestigkeit, Systemzuverlässigkeit, Adaptronik und Kunststoffe gegliedert. Das Fraunhofer LBF schaffte sieben E-Mobile als Testfahrzeuge an. Im Bestand befanden sich ein eSmart, zwei BMW i3, ein Nissan Leaf und ein Tesla sowie zwei Goveces Roller. Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter konnten auf die E-Mobile für dienstliche Fahrten zugreifen. Ende 2014 gelang es dem Fraunhofer LBF, ein Konzept zu entwickeln, wonach die Elektrofahrzeuge den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern auch für private Fahrten zur Verfügung standen. So konnten die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter die E-Mobile auch im Alltag testen.

### Handwerkskammer Frankfurt / Berufsbildungs- und Technologiezentrum Weiterstadt (HWK)

Die Handelskammer Frankfurt-Rhein-Main, im Weiteren HWK genannt, ist ein Dienstleistungs- und Kompetenzzentrum in Frankfurt am Main. Sie ist eine Körperschaft des öffentlichen Rechts, deren Aufgabe in der Handwerksverordnung festgelegt ist. Die Kammer Frankfurt-Rhein-Main beschäftigt etwa 200 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in allen Dienstleistungsbereichen. Im Jahr 2012 waren in der Handelskammer 33.693 Betriebe, 130.000 Beschäftigte, über 5.000 Ausbildungsbetriebe und 9.733 Auszubildende organisiert. In das Berufsbildungs- und Technologiezentrum Weiterstadt, im Weiteren BTZ genannt, kommen Lehrlinge und Fachkräfte aus dem gesamten Bundesgebiet.

Die HWK brachte in das Projekt zwei Opel Amperas mit ein, die in erster Linie für den Ausbildungsbetrieb angeschafft wurden. Werden die Fahrzeuge nicht in den Werkstätten benötigt, stehen sie für den Fahrzeugpool zur Verfügung, sodass die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der HWK die Möglichkeit hatten, die E-Mobile über den Fuhrpark auszuleihen. Gegen Ende der ersten Hälfte des Projekts wurden die zwei Opel Amperas zwei Mitarbeitern der HWK fest zugeteilt.

## 6.2. Methodik

Um die Ziele der FRA-UAS im Projekt zu erreichen, wurden verschiedenen Methoden angewandt, um quantitative und qualitative Daten über das Mobilitäts- und Ladeverhalten der Nutzer zu erhalten. Um die Forschungsfragen beantworten zu können, war es wichtig, herauszufinden, durch welche Gegebenheiten, Änderungen oder zusätzliche Optionen die Nutzer ihr Verhalten ändern oder anpassen. Für das Forschungskonzept der sozialwissenschaftlichen Begleitforschung ist die Anwendung eines Methoden-Mix von zentraler Bedeutung. Weder rein quantitative Erhebungen noch rein qualitative Methoden waren alleine ausreichend, um die Forschungsfragen umfassend zu bearbeiten.

Um Veränderungen im Verhalten der Nutzer innerhalb der Testphasen feststellen zu können, wurde ein Konzept entwickelt, in dem die geltenden Datenschutzregeln berücksichtigt wurden und dennoch eine Verbindung der einzelnen Befragungen möglich war. Um die beiden Voraussetzungen zu gewährleisten, wurde im Projekt mit Nutzer-IDs gearbeitet. Die Nutzer-IDs wurden von der FRA-UAS für jeden assoziierten Partner generiert und an die jeweiligen Ansprechpartner weitergegeben. Bei den assoziierten Partnern wurden die Nutzer-IDs an die Nutzer der E-Mobile vergeben. Die Nutzer behielten die gleiche ID während der gesamten Forschungsphase und gaben sie bei jeder Befragung und beim Ausfüllen der Mobilitäts- und Ladetagebücher an. So wurde sichergestellt, dass die Nutzerdaten bei der Auswertung anonymisiert wurden und dennoch Verhaltensänderungen von Personen über mehrere Befragungen festgestellt werden konnten.

Um das Ladeverhalten in Abhängigkeit des verfügbaren Stroms bewerten zu können, musste eine Methode zur Visualisierung des Stroms angewandt werden. Zur Visualisierung wurde ein Ampel-Modell gewählt, welches bereits im vorherigen Projekt „Web2Energie“ verwendet wurde. Mit Hilfe dessen konnten die Nutzer den aktuell verfügbaren Strom sowie eine Prognose für den nächsten Tag einsehen. Regenerativer, regional erzeugter Strom wurde durch die Farbe Grün, konventioneller Strom-Mix wurde durch die Farbe Rot dargestellt. Die Anzeige konnte über einen Link auf der Internetseite Well2Wheel.de, sowie über eine mobile Ansicht über das Smartphone abgerufen werden. Zusätzlich wurde in dem Projekt eine Android-App entwickelt, über die unter anderem, die Stromvisualisierung ebenfalls vorgenommen werden konnte.

Im Folgenden werden die angewandten Methoden zur Erlangung der quantitativen und qualitativen Daten erläutert.

### Mobilitätsverhalten

Um quantitative und qualitative Daten zum Mobilitätsverhalten zu erlangen, wurde mit einem mehrstufigen Fragebogenkonzept sowie mit Mobilitätstagebüchern gearbeitet, die durch Workshops und Interviews ergänzt wurden.

Die T0-Befragung wurde von den Nutzern vor der ersten Fahrt mit einem E-Mobil online ausgefüllt. Dadurch bestand die Möglichkeit, die Erwartungen an das E-Mobil und Elektromobilität im Allgemeinen abzufragen und zu prüfen, wie sich diese durch die tatsächliche Nutzung für den einzelnen erfüllt haben. Zudem konnte auf diese Weise ein Vergleich der Einstellungen zur

Elektromobilität vor und während der Nutzung eines E-Mobils hergestellt werden. Weitere Befragungsziele des T0-Fragebogens waren die Ermittlung des Mobilitätsverhaltens und Mobilitätseinstellungen sowie die Abfrage der soziodemographischen Daten.

Der Fragebogen T1 wurde strukturell nach Vorbild des Fragebogens T0 gestaltet. Die T1-Befragung wurde von den Nutzern ausgefüllt, nachdem sie bereits einige Wochen mit dem E-Mobil gefahren waren und somit erste Erfahrungen sammeln konnten. Diese Phase wird auch als „Euphorie-Phase“ bezeichnet, da der „Reiz des Neuen“ zum Zeitpunkt der Befragung noch vorhanden ist und die Wahrscheinlichkeit, dass betriebs- und wartungsbedingte Probleme auftreten, geringer sind [23]. Thematisch wurden im T1-Fragebogen die tatsächlich wahrgenommene Nutzung des E-Mobils sowie erste Erfahrungen und Veränderungen im Mobilitätsverhalten abgefragt. Ursprünglich war vorgesehen, die Befragung im Sommer und im Winter durchzuführen, um festzustellen, ob temperaturabhängige Faktoren Auswirkungen auf die Nutzung des E-Mobils haben. Aufgrund der anfänglich geringen Rückläufe der Befragungen wurde diese nicht jeweils im Sommer und im Winter durchgeführt, jedoch verlief die Teilnahme an der T1-Befragung über einen langen Zeitraum, sodass in der Auswertung die Nutzung im Sommer und Winter berücksichtigt werden konnte.

Ursprünglich wurde außerdem eine Drittbefragung T2 geplant. Diese sollte nach einer längeren Eingewöhnungsphase durchgeführt werden, um die Erfahrungen der E-Mobile im Alltag aufzunehmen. Im Laufe des Projektes entschied sich das Konsortium gegen die Freischaltung des Fragebogens T2, da die Beteiligung an den T1 Fragebögen über einen längeren Zeitraum als geplant verlief. Anstelle dessen wurden die Erfahrungen der Nutzer über Fokusgruppengespräche mit Hilfe eines Leitfadens eingeholt. Dazu wurde je ein Termin bei den assoziierten Partnern vereinbart, bei dem, neben den Ansprechpartnern, die Fuhrparkmanager sowie Nutzer der E-Mobile teilnahmen. Die Fragebögen T0 und T1 wurden an alle Nutzer der fünf assoziierten Partner weitergegeben. Für die Nutzergruppe der Familien wurden die Fragebögen durch zusätzliche Fragen zum Mobilitätsverhalten von Familienmitgliedern ergänzt. Insgesamt nahmen an der T0-Befragung 206 Nutzer teil. Davon konnten 157 Fragebögen ausgewertet werden. An der T1-Befragung nahmen 84 Nutzer teil, wovon alle 84 Fragebögen für die Auswertung relevant waren.

Um weitere quantitative Daten zum Mobilitätsverhalten der Nutzer zu gewinnen, wurden Mobilitätstagebücher eingesetzt. Grundlage der Tagebücher war ebenfalls ein mehrstufiges Konzept, um mögliche Veränderungen im Verhalten vor und während der Nutzung identifizieren zu können. In den Mobilitätstagebüchern wurden alle täglichen Wege mit Datum, Uhrzeit, Verkehrsmittel, Zweck und Länge der Strecke dokumentiert. Auch Wege-Ketten wurden als intermodale Wege berücksichtigt. Bei der Dokumentation wurde beachtet, dass ein Weg immer mit einem Zweck verbunden wurde. Die Mobilitätstagebücher wurden von den Nutzern über einen zusammenhängenden Zeitraum von mindestens einer Woche ausgefüllt, um vergleichbare Datensätze zu sichern. Ein Datensatz ist dabei ein Weg, der mindestens eine Distanz von 300 m hat, mit einem bestimmten Verkehrsmittel und zu einem bestimmten Zweck zurückgelegt wurde. Eine Wege-Kette besteht dementsprechend aus mindestens zwei Datensätzen. Die Mobilitätstagebücher wurden von den Ansprechpersonen bei den jeweiligen assoziierten Partnern oder vom Fuhrparkmanagement an die Teilnehmenden ausgegeben. Auf dem Deckblatt wurde die persönliche Nutzer-ID angegeben, um später einen anonymisierten Vergleich zwischen den verschiedenen Befragungen und Tagebüchern herstellen zu können. Die Mobilitätstagebücher MT0 und MT1 waren, bis auf die zusätzliche Auswahloption „E-Mobil“ bei den Verkehrsmitteln in MT1, gleich aufgebaut. Die Mobilitätstagebücher MT0 und MT1 wurden an alle Nutzer der assoziierten Partner ausgegeben. Es wurden 48 Mobilitätstagebücher MT0 mit insgesamt 1.435 Datensätzen ausgefüllt und an die FRA-UAS zur Auswertung zurückgegeben. Mit über 50 ausgefüllten Mobilitätstagebüchern MT1 konnten 1.226 Datensätze gewonnen werden.



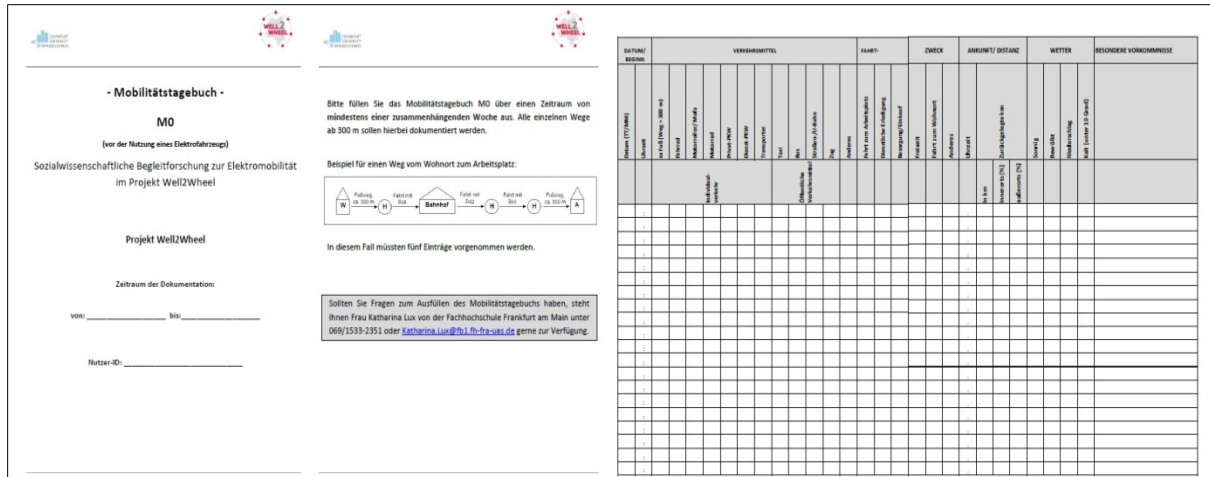


Abb. 6.1: Aufbau des Mobilitätstagebuchs MT0

Zusätzlich zu den quantitativen Datenerhebungen, wurden qualitative Erhebungen zum Mobilitätsverhalten in Form eines Workshops in der ersten Hälfte der Projektlaufzeit durchgeführt. Zu dem Workshop wurden Nutzer von allen assoziierten Partnern eingeladen. Da der Fokus auf der privaten Nutzung von E-Mobilen lag, spielte für die Teilnehmerauswahl die dienstliche Nutzung der E-Mobile keine Rolle. Ziel bei der Teilnehmerauswahl war es jedoch, ein ausgewogenes Verhältnis zwischen den Nutzergruppen der Projektpartner zu erreichen.

Für die erfolgreiche Durchführung des Workshops war die aktive Mitarbeit von Nutzern, die ihre Erfahrungen und ihr Wissen einbringen wollten, entscheidend, daher war das Interesse und die Motivation der Nutzer ein wichtiges Auswahlkriterium. Am Ende wurden 29 Nutzer eingeladen – sechs von der Fraunhofer LBF, vier vom HWK, acht vom HI und elf von ENTEGA. Die unterschiedliche Anzahl an Nutzern spiegelte ungefähr die potenziellen Nutzerzahlen aus den Projektpartnern wider. Anschließend wurde die Homogenität der Gruppe überprüft. Für die Qualität der Workshop-Ergebnisse war der Austausch an unterschiedlichen Nutzerperspektiven und –erfahrungen bedeutend. Aus diesem Grund wurden diverse Nutzermerkmale wie Alter, Geschlecht, Familienstand, Wohnort, Einstellung zur Elektromobilität und Art der Nutzung hinsichtlich der Ausprägungen überprüft. Insgesamt zeigte sich hier, dass soweit alle Merkmalsausprägungen vorhanden waren. Die Einladungen wurden über die Ansprechpartner bei den Projektpartnern an die ausgewählten Teilnehmerinnen und Teilnehmer verschickt. Aus Datenschutzgründen waren der FRA-UAS weiterhin nur die IDs bekannt. Bei persönlichen Rückmeldungen der Teilnehmerinnen und Teilnehmer mit Namen konnte wiederum kein Rückschluss auf deren ID gezogen werden.

### Ladeverhalten

Um die Forschungsfragen der FRA-UAS beantworten zu können, ist das Ladeverhalten der Nutzer von entscheidendem Interesse. Das Erhebungskonzept zum Ladeverhalten wurde nach Vorbild des Konzeptes zur Erhebung des Mobilitätsverhaltens ausgearbeitet. Dementsprechend wurde auf ein mehrstufiges Befragungskonzept zum Ladeverhalten gesetzt, welches durch Ladetagebücher und einen Workshop ergänzt wurde.

Der L0-Fragebogen wurde ebenfalls als Online-Fragebogen konzipiert und bildete die erste Stufe der Befragung. Abgefragt wurden vor allem Vorgehen und Bedienfreundlichkeit sowie erste Erfahrungen mit den Ladevorgängen. Der Fragebogen L0 wurde dementsprechend für die Nutzer der assoziierten Partner ENTEGA, HI, HWK und Fraunhofer LBF freigeschaltet, nachdem die Nutzer das E-Mobil einige Zeit genutzt haben. Weitere Fragen beschäftigen sich mit der Ladeinfrastruktur, insbesondere deren Ausstattung. Grundsätzlich ging es darum, die Frage zu beantworten, mit welcher Ladeinfrastruktur die Nutzer in der Praxis bereits zu tun hatten. Wichtig sind diese Daten vor allem in Hinblick auf den zukünftigen Ausbau von Ladeinfrastruktur. Um Veränderungen innerhalb der Erfahrungen und Einstellungen erkennen zu können, wurde der Fragebogen von den Nutzern immer unter Angabe der persönlichen ID ausgefüllt.

Der Fragebogen L1 befasste sich in der zweiten Stufe mit dem Ladeverhalten, nachdem die Rot-Grün-Ampel eingeführt wurde. Der Fokus stand dabei unter anderem auf Verschiebungen der Ladevorgänge in Abhängigkeit des verfügbaren Stroms. Dieser Fragebogen wurde nur für die Nutzer bei ENTEGA und für die Familien freigeschaltet, da diese das E-Mobil rein privat nutzten, was für die Beachtung der Rot-Grün-Phasen von besonderer Relevanz war. Insgesamt wurden 54 L0-Fragebögen ausgefüllt, von denen 51 ausgewertet werden konnten. 28 L1-Fragebögen wurden der FRA-UAS übergeben, von denen 26 bei der Auswertung berücksichtigt werden konnten.

Ergänzt wurde die quantitative Erhebung über die Fragebögen durch Ladetagebücher. Anders als die Mobilitätstagebücher waren die Ladetagebücher an ein E-Mobil gebunden. Deshalb wurden die Ladetagebücher auch nur an Nutzer ausgegeben, die das E-Mobil für einen längeren zusammenhängenden Zeitraum zur privaten Nutzung bekamen. Das Ladetagebuch kann auch als eine Art Fahrtenbuch beschrieben werden. Der Aufbau der Ladetagebücher orientierte sich an dem Design der Mobilitätstagebücher. Die Ladetagebücher waren, wie die Befragung auch, in LT0 und LT1 gegliedert. In dem Ladetagebuch LT0 wurden alle Aktivitäten des E-Mobils entweder als Fahrt oder als Ladevorgang eingetragen. Zusätzlich zu Datum, Uhrzeit und Wetter wurden zu jeder eingetragenen Fahrt der Akkustand vor der Fahrt, der Fahrzweck, die Distanz und der Akkustand nach der Fahrt eingetragen. Jeder Ladevorgang wurde mit Akkustand vor und nach der Ladung und dem Anschlusspunkt komplettiert.

Das Ladetagebuch LT1 beinhaltete zusätzlich eine Spalte, in die die Ampelphase zum Zeitpunkt des Ladevorgangs eingetragen werden sollte. So konnte überprüft werden, ob sich das Ladeverhalten durch die Einführung des Ampelsystems änderte. Insgesamt wurden 4 Ladetagebücher LT0 und 23 Ladetagebücher LT1 ausgefüllt, die insgesamt 101 bzw. 597 Datensätze enthielten.

Zudem wurde in dem Projekt InnoSmart, in einem zweiten Workshop zum Thema „Integration von Elektromobilität im Alltag“ im Mai 2015 das Ladeverhalten und die Bedienfreundlichkeit der Rot-Grün-Anzeige als Visualisierung des verfügbaren Stroms thematisiert. An dem Workshop nahmen sieben Nutzer teil, denen ein E-Mobil für eine Woche zur Verfügung stand und die die Rot-Grün-Anzeige und die Lade-App nutzten. Drei der Teilnehmenden hatten zuvor schon an dem ersten Workshop im Projekt InnoSmart teilgenommen. Da das Thema und die Nutzergruppe gleich der aus dem Projekt Well2Wheel war, nahm eine Mitarbeiterin aus dem Projekt ebenfalls an dem Workshop teil. Die Ergebnisse wurden der FRA-UAS zur Verfügung gestellt.

### Private und dienstliche Nutzung

Die E-Mobile bei den assoziierten Partnern standen den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern in unterschiedlicher Weise zur Verfügung. Teilweise konnten die E-Mobile nur für dienstliche Zwecke, teilweise für dienstliche und private Zwecke und teilweise zur privaten Nutzung für einen längeren zusammenhängenden Zeitraum genutzt werden. Letzteres schließt dienstliche Fahrten jedoch nicht aus, da in dem Zeitraum die Alltagsmobilität abgebildet wurde. Die unterschiedlichen Nutzungsarten wurden vor allem bei der Auswertung des Mobilitätsverhaltens berücksichtigt, da es hierbei entscheidend um die Nutzung ging. Bei der Auswertung des Ladeverhaltens wurden vor Einführung der Ampelphasen (L0, LT0), alle Nutzer berücksichtigt. Die Nutzergruppe, die nach Vorschrift das E-Mobil laden musste, wurde für die weiteren Auswertungen zum Ladeverhalten nicht berücksichtigt.

## 6.3. Auswertungen

Die Fragebögen, die Tagebücher sowie die Experteninterviews und die Workshops wurden nach den Forschungsfragen bezüglich des Mobilitäts- und Ladeverhalten ausgewertet. Dabei wurde außerdem nach privater und dienstlicher Nutzung unterschieden. Die Schwerpunkte lagen dabei auf den soziodemografischen Daten, dem Mobilitäts- und dem Ladeverhalten.

### 6.3.1. Soziodemografische Daten

Bei der Befragung wurden soziodemografische Daten der Nutzer abgefragt. Diese Vorgehensweise ist wichtig, um signifikante Merkmale und Verhaltensweisen von verschiedenen Nutzergruppen identifizieren zu können.

Die Nutzer der fünf assoziierten Partner haben ein durchschnittliches Alter von 47 Jahren. Von 156 Befragten waren 63% männlich. 63% der Befragten haben einen Universitäts- oder Hochschulabschluss. 70% verfügen über ein persönliches monatliches Nettoeinkommen zwischen 1.500 und 3.600 €. 10% verdienen monatlich mehr als 3.600 €. 20% der Befragten verdienen weniger als 1.500 € im Monat. 63% der Befragten wohnen in einem Dorf oder in einer Kleinstadt mit weniger als 20.000 Einwohnern. Einen Wohnsitz in einer Großstadt mit mehr als 100.000 Einwohnern haben ein Viertel der Befragten. Von den Befragten gaben 90% an, regelmäßig einen Pkw zu benutzen. 78% von 157 Befragten steht uneingeschränkt ein Pkw zur Verfügung. Eine Lademöglichkeit am Wohnort steht 58% zur Verfügung. Am Arbeitsort haben 70% der Befragten eine Lademöglichkeit. Ökostrom beziehen 73% von 143 Nutzern.

*Abstrahiert lässt sich der durchschnittliche Nutzer im Projekt Well2Wheel als männlicher Akademiker im Alter von 47 Jahren beschreiben.*

### 6.3.2. Mobilitätsverhalten

Wie aus den Befragungen hervorgeht, steht 78% der Befragten ein Pkw uneingeschränkt zur Verfügung. Der Modal Split, der aus den Datensätzen der Mobilitätstagebücher MT0 entstand, zeigt, dass 71% der getätigten Wege mit dem motorisierten Individualverkehr (MIV) zurückgelegt wurden. 19% der Wege wurden zu Fuß gemacht. Mit dem Fahrrad oder mit dem ÖV wurden jeweils nur 4% bzw. 5% der Wege zurückgelegt. Im Vergleich zum Modal Split der Stadt Darmstadt, bei dem der MIV-Anteil bei 56% liegt, ist die Fokussierung der Nutzer auf den Pkw im Projekt Well2Wheel deutlich erkennbar [MiD, 2008].

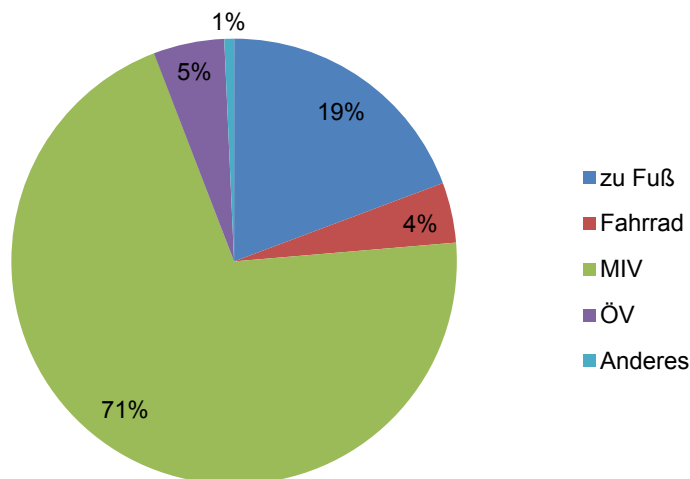


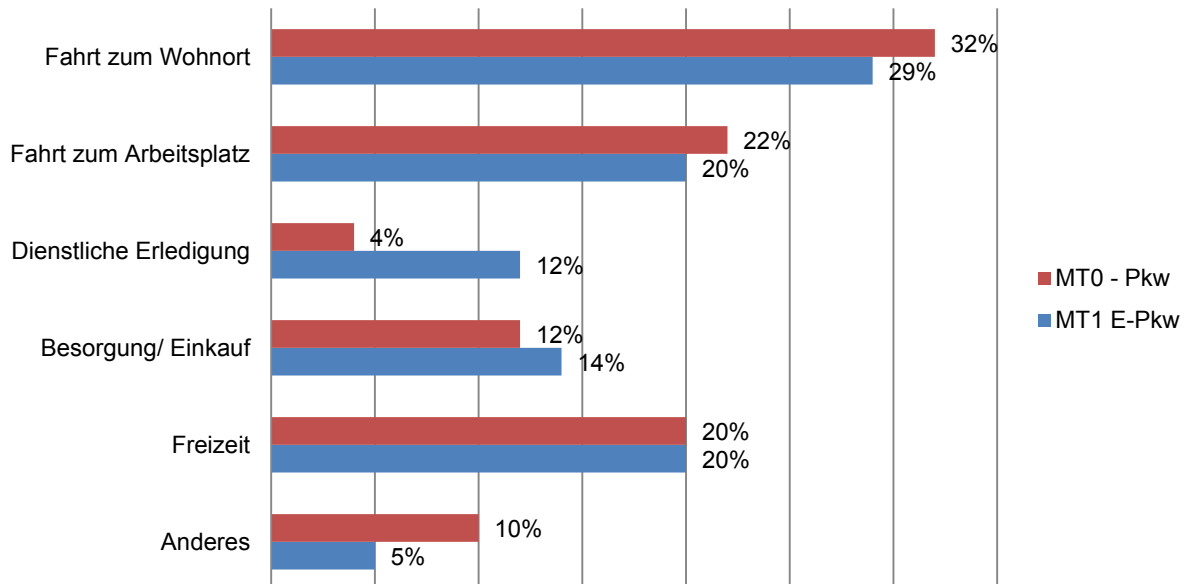
Abb. 6.2: Modal Split MT0; n = 48; Fahrten = 1420

#### Private Nutzung

Aus den Datensätzen der MT1 Tagebücher geht hervor, dass der MIV-Anteil, in der Phase der E-Mobil-Nutzung, auf 80% angestiegen ist. Dieser Anstieg konnte mit der neuen Situation der zeitlich begrenzten E-Mobilverfügbarkeit erklärt werden. Durch weitere Auswertungen wurde erkennbar, dass von insgesamt 1021 Fahrten 74% mit einem E-Mobil erfolgten. Hauptsächlich wurden mit dem E-Mobil Fahrten ersetzt, die zuvor mit dem konventionellen Pkw erfolgten. Anhand dieser Zahlen lässt sich ein generelles Interesse an Elektromobilität und der Möglichkeit des Testens vermuten.

Für die private Nutzung der E-Mobile wurden die Fahrten nach Fahrzweck ausgewertet. Dabei wurde bei 740 Fahrten von 50 Nutzern mit 29% am häufigsten als Fahrzweck „Fahrt zum Wohnort angegeben“. Am zweithäufigsten wurde das E-Mobil mit jeweils 20% der Fahrten für Wege in der Freizeit und zum Arbeitsplatz eingesetzt. Zu 14% wurde das E-Mobil für Besorgungen und Erledigungen und zu 12% für dienstliche Fahrten genutzt. Im Vergleich zu den Fahrten, die mit einem

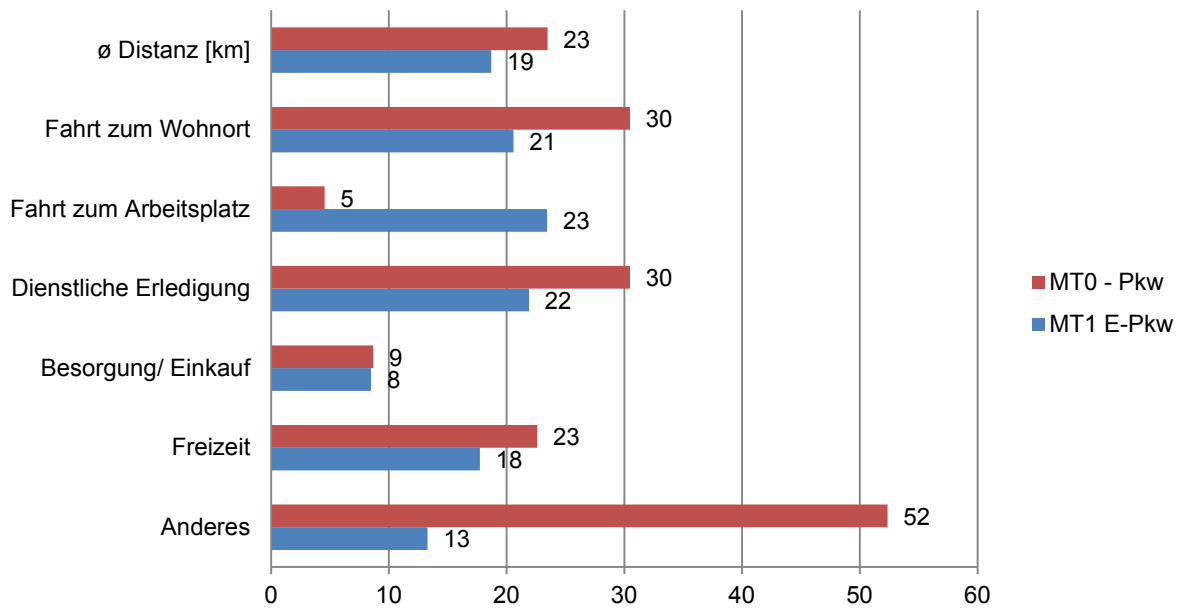
konventionellen Fahrzeug erfolgten, wird deutlich, dass prozentual der gleiche Anteil an Fahrten für Freizeitaktivitäten mit einem E-Mobil wie mit dem konventionellen Pkw gemacht wurde. Generell ist durch den Vergleich erkennbar, dass das E-Mobil sehr ähnlich genutzt wurde wie der konventionelle Pkw. Einen Unterschied gab es nur in der Nutzung für dienstliche Erledigungen. Vermutlich lässt sich dies damit erklären, dass die E-Mobile durch die Arbeitsstelle zur Verfügung gestellt wurden und somit auch für dienstliche Erledigungen vorgesehen waren.



**Abb. 6.3: Fahrzwecke mit E-Mobil und konventionellem Pkw; Pkw: n = 48; Fahrten = 981/ E-Mobil: n = 50; Fahrten = 740**

Da die Reichweite der E-Mobile immer noch als Hemmnis zur Akzeptanz der Elektromobilität genannt wird, wurden die zurückgelegten Strecken mit konventionellen Fahrzeugen aus MT0 und E-Mobilen aus MT1 auf ihre durchschnittliche Distanz hin aufgeschlüsselt. Aus der folgenden Grafik geht hervor, dass die zurückgelegten Wege durchschnittlich mit der Reichweite der E-Mobile zurückgelegt werden könnten. Der Durchschnitt der 764 (n = 48) zurückgelegten Fahrten mit einem konventionellen Pkw lag nach der Auswertung der Mobilitätstagebücher MT0 bei 23,48 km. Bei 740 Fahrten (n = 50) mit einem E-Mobil lag die durchschnittliche Distanz aller Wege bei 18,69 km. Dies könnte auf eine Änderung im Fahrverhalten bezüglich der Strecken aus Angst der ungenügenden Reichweite hindeuten.

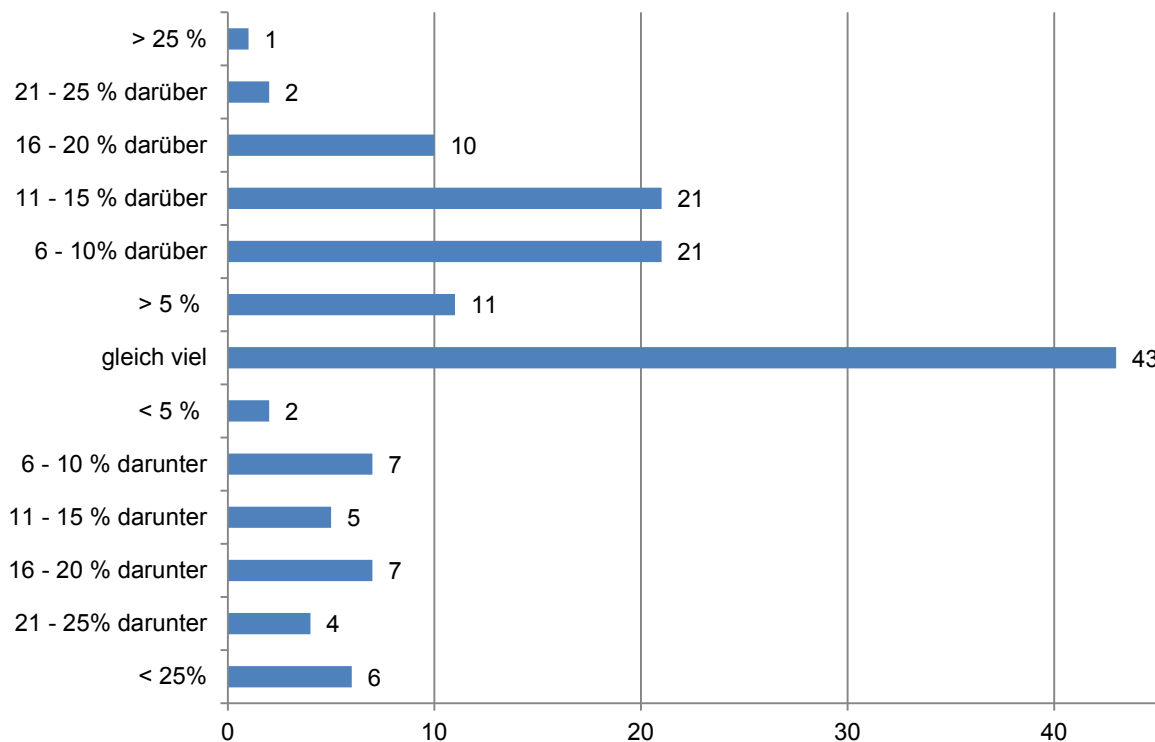




**Abb. 6.4:** Durchschnittliche gefahrene Distanz mit dem E-Mobil und konventionellem Pkw [km]; Pkw: n = 48, Fahrten = 764/ E-Mobil: n = 50, Fahrten 740

Qualitative Ergebnisse bezüglich des Mobilitätsverhaltens der Nutzer im Projekt konnten vor allem aus dem Workshop „Integration der E-Mobilität in den Alltag“ gezogen werden, der in der ersten Projekthälfte bei der ENTEGA, unter der wissenschaftlichen Leitung der FRA-UAS, stattfand (vgl. 6.2). Bei diesem Workshop wurde die private Nutzung von E-Mobilen fokussiert. Die Teilnehmerinnen und Teilnehmer des Workshops waren sehr interessiert an der Thematik der Elektromobilität und brachten vereinzelt bereits vertieftes theoretisches Wissen zu diesem Bereich mit, wodurch eine Diskussion auf hohem inhaltlichem Niveau stattfand. Eine gute Möglichkeit, Interesse für Elektromobilität zu entwickeln, bot das Testen von Elektrodienstfahrzeugen. Das Thema der Elektromobilität konnte durch Kommunikation mit Bekannten oder Arbeitskollegen besonders gut weiter getragen werden, vor allem, wenn ein grundsätzliches Interesse bestand. Die Erfahrungen von Bekannten und Arbeitskollegen werden dabei besonders gut angenommen, weil ihnen kein persönliches wirtschaftliches Interesse an der Verbreitung von Elektromobilität unterstellt wird. Somit übernahmen „erfahrene“ Nutzer eine wichtige Multiplikatorrolle.

Die Hemmnisse der Elektromobilität, insbesondere bei der Kaufentscheidung, sahen die Teilnehmerinnen und Teilnehmer in den Mehrkosten gegenüber den konventionellen Fahrzeugen bei aktuellen technischen Einschränkungen wie beispielsweise bei der Reichweite. Für die Nutzer ist aber die Anschaffung eines E-Mobils generell vorstellbar. Dieses Ergebnis stellte sich sowohl im Workshop, als auch bei der quantitativen Befragung über die Fragebögen heraus. Deutlich wurde aber auch, dass die Teilnehmenden als ein weiteres Hemmnis sehen, dass die private Anschaffung nicht staatlich gefördert wird. Vor allem wird dies nicht akzeptiert, da die Teilnehmenden sich in der Rolle der „Early-Adopters“ sehen, die eine wichtige Rolle bei der Etablierung der Elektromobilität übernehmen und die Technik, die als noch nicht ausgereift gesehen wird, bezahlen.



**Abb. 6.5: Wären Sie bereit, für ein E-Mobil mehr oder weniger als für ein konventionelles Fahrzeug zu bezahlen?**  
n = 140

Als weiteres Hemmnis wurde auch im Workshop die ungenügende Reichweite der E-Mobile genannt. Obwohl die Reichweite im Alltag für alle Wegezwecke ausreichend wäre (vgl. Abbildung 6.5), wird dieser Aspekt nach wie vor als Nachteil der Elektromobilität gesehen. Ebenso wird als Nachteil die nicht flächendeckend ausgebaute Ladeinfrastruktur genannt, obwohl die meisten Ladevorgänge in der Regel zu Hause oder am Arbeitsplatz vorgenommen werden.

Dies lässt darauf deuten, dass die Nutzer nicht bereit sind, ihr Mobilitätsverhalten an die Rahmenbedingungen der Elektromobilität anzupassen.

### Dienstliche Nutzung

29 von 48 Nutzern nutzten ein E-Mobil als Hauptverkehrsmittel für dienstliche Zwecke. Dabei wird das Fahrgefühl eines E-Mobils überwiegend positiv beurteilt. So stimmten beispielsweise 30 von 48 Nutzern der Aussage voll zu, dass die E-Mobile eine gute Beschleunigung haben.

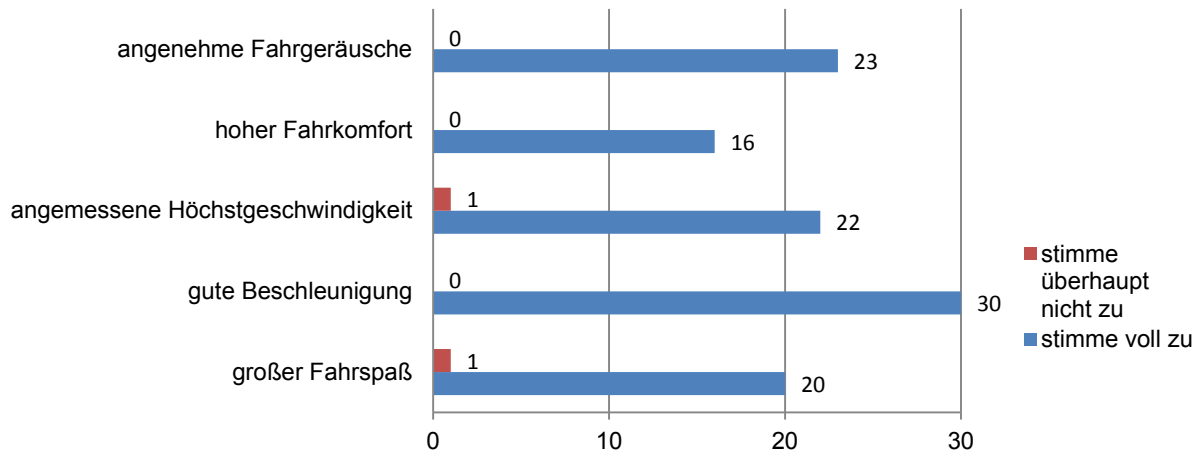


Abb. 6.6: Wie beurteilen Sie das Fahrverhalten des E-Mobils? n = 48; Mehrfachantworten möglich

Die Nutzung der E-Mobile als Pool- oder Flottenfahrzeug für Dienstfahrten wurde von den Nutzern als gute Einstiegsmöglichkeiten gesehen, mit dem Thema der Elektromobilität in Berührung zu kommen und Interesse zu wecken. 41 von 47 gaben in der Befragung an, dass es keine Probleme in der betrieblichen Nutzung der E-Mobile gab. Jedoch sahen 23 von 39 Nutzern potenzielle Probleme, die im betrieblichen Ablauf auftreten könnten. Als Probleme, die auftreten könnten, wurden vor allem die ungenügende Reichweite für größere Dienstfahrten, sowie die langen Ladezeiten genannt, sodass die Angst besteht, das E-Mobil für den nächsten Einsatz nicht vollgeladen vorzufinden. Außerdem wurde das Problem genannt, dass das E-Mobil durch die lange Ladezeit nicht für mehrere Fahrten nacheinander genutzt werden kann. Es wurden von den Nutzern dennoch dienstliche, aber auch private Fahrzwecke genannt, für die sie Einsatzmöglichkeiten eines E-Mobils sehen.

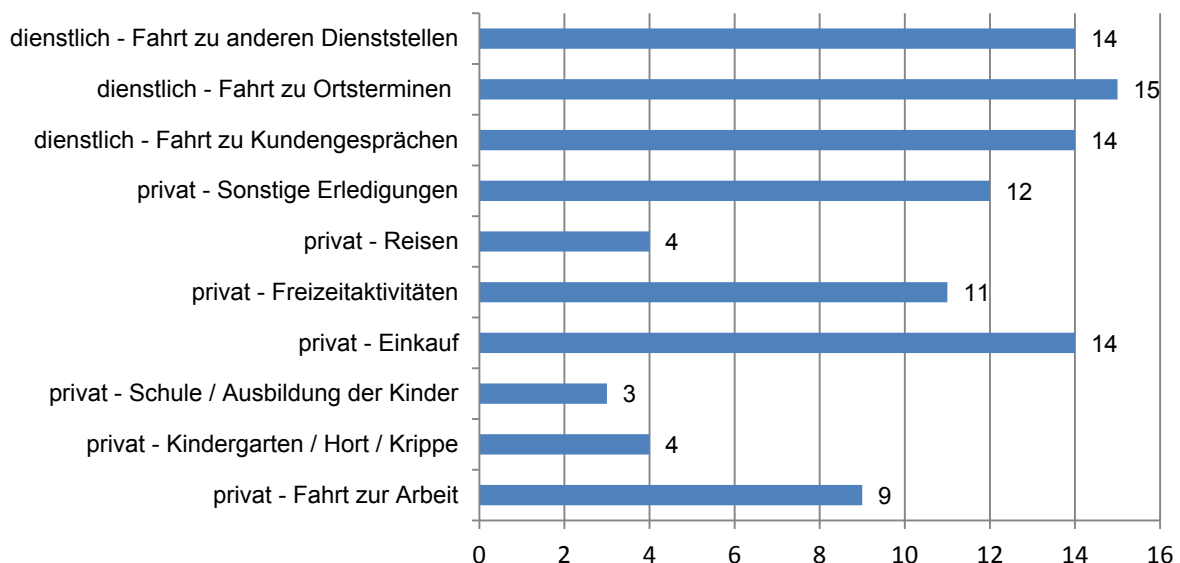


Abb. 6.7: Persönliche Einsatzmöglichkeiten für E-Mobile; Mehrfachantworten möglich n = 20 (Nur Poolfahrzeugnutzer)

14 von 20 Nutzern stimmten der Aussage voll zu, dass eine Lademöglichkeit am Arbeitsplatz eine wichtige Voraussetzung für die Nutzung eines E-Mobils sei. Eine kurze Ladedauer waren für 11 von 20 ein wichtiges Kriterium. Eine hohe Reichweite nannten 13 von 20 als Voraussetzung. 12 von 20 Nutzern war eine einfache Handhabung wichtig.

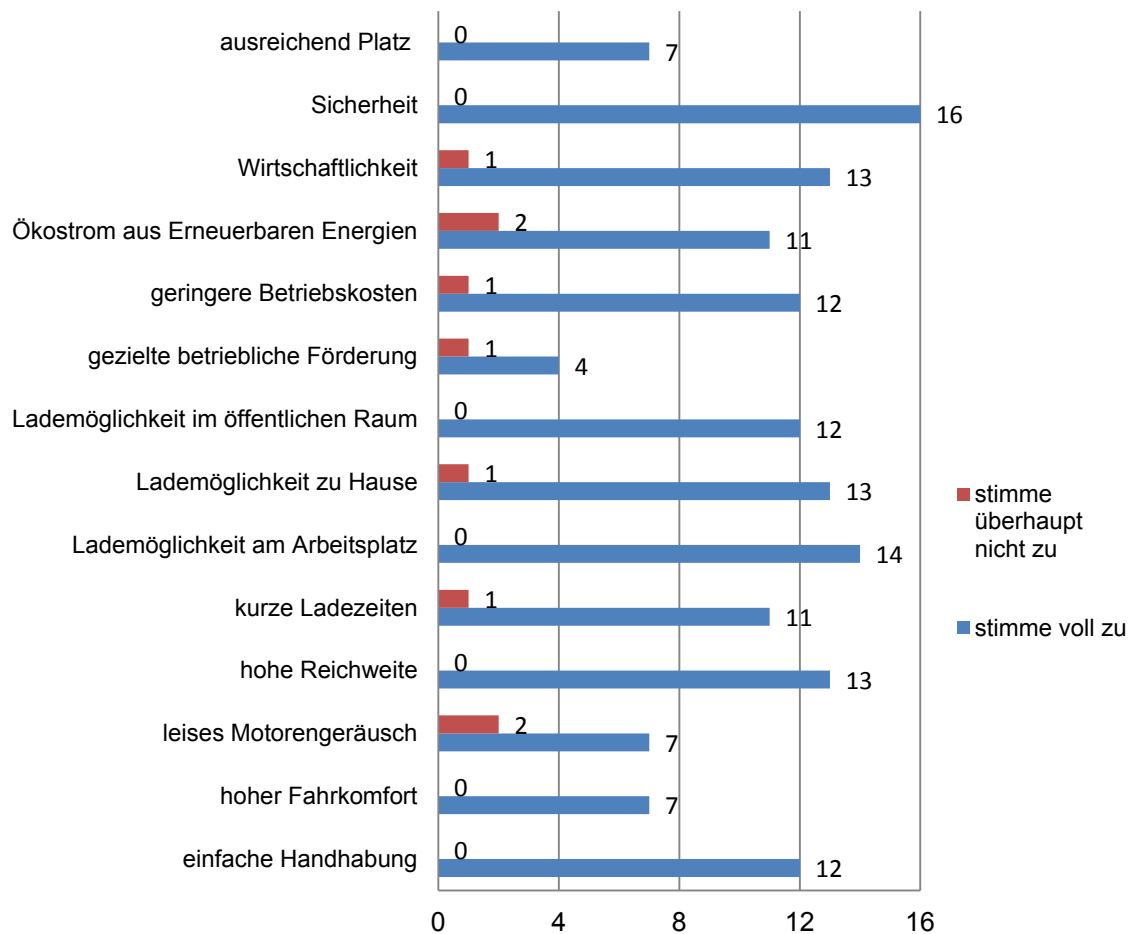


Abb. 6.8: Welche Voraussetzungen sind bei der Nutzung von E-Mobilen wichtig? n = 20, Mehrfachantworten möglich

### 6.3.3. Ladeverhalten

Aus der Befragung L0 ging hervor, dass alle Nutzer die Bedienungen des Ladens als „einfach“ empfanden. Der Umgang wurde von 28 von 51 positiv bewertet. Die drei am häufigsten genannten wichtigsten Aspekte beim Laden am Arbeitsort waren „Verfügbarkeit an einer Parkmöglichkeit beim Ladepunkt“ (45 von 51), „jederzeit verfügbar“ (43 von 51) und „gute Erreichbarkeit“ (43 von 51). Bei der Frage nach generellen Problemen, die bei den Ladevorgängen gesehen werden, wurde am häufigsten der Punkt „Es gibt zu wenige öffentliche Ladepunkte“ genannt (40 von 51), gefolgt von der Antwort „Ladedauer ist zu lang“ (39 von 51) und „fehlende Kompatibilität der Ladeinfrastruktur“ (17 von 51). Der Punkt „kein Ökostrom verfügbar“ wurde hingegen nur von 4 von 51 Nutzern als Problem angegeben.

Gefragt wurde außerdem vor der Einführung der Ampelphasen, ob die Nutzer generell bereit wären, sich bei Ladevorgängen an den Rot-Grün-Phasen zu orientieren. 73% bejahten dies (n = 173). Da 23 von 51 Nutzern, die das E-Mobil dienstlich nutzten, die Vorschrift hatten, das E-Mobil nach jeder Fahrt an die Ladesäule anzuschließen, wurde diese Gruppe für die Auswertung bezüglich der Rot-Grün-Phasen nicht berücksichtigt, da sie sich nicht frei entscheiden konnten, Ladevorgänge phasenbedingt zu verschieben. Über die Ladetagebücher, die nur an Nutzer ausgegeben wurden, die das E-Mobil für mindestens eine Woche ausgeliehen bekamen, konnte festgestellt werden, dass von 145 Ladevorgängen nur 46% in einer grünen Phase getätigt wurden. 22% wurden während zwei Phasen getätigt, was bedeutet, dass die Ladung nicht in eine reine Grünphase verschoben wurde. 13% der Ladungen wurden in einer roten Phase getätigt. Bei 19% der Ladevorgänge war die Ladephase nicht bekannt, was auf Schwierigkeiten mit der Ampel-Darstellung hindeuten könnte oder auf eine Nichtberücksichtigung der Phasen.

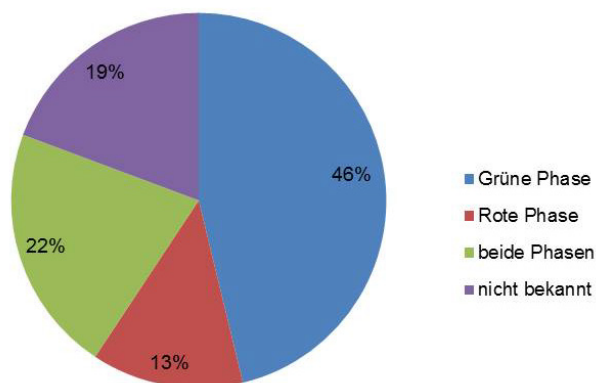


Abb. 6.9: Ladevorgänge nach Phasen; n = 28, Ladevorgänge = 145

Am Wohnort haben 49% der Befragten die Möglichkeit, das E-Mobil zu laden. Am Arbeitsort besteht hingegen für 77% die Möglichkeit des Ladens.

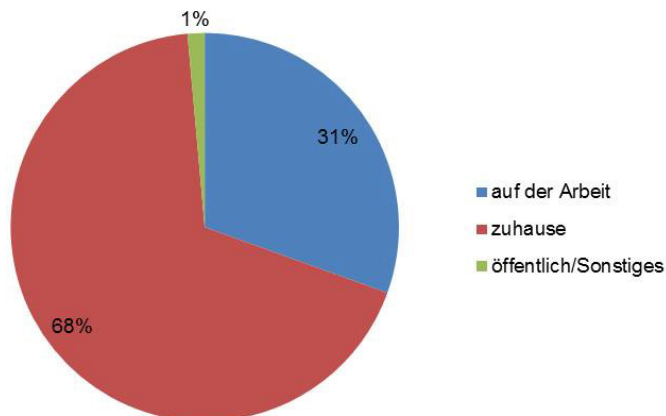


Abb. 6.10: Wo wurde geladen? n = 22, Ladevorgänge 141

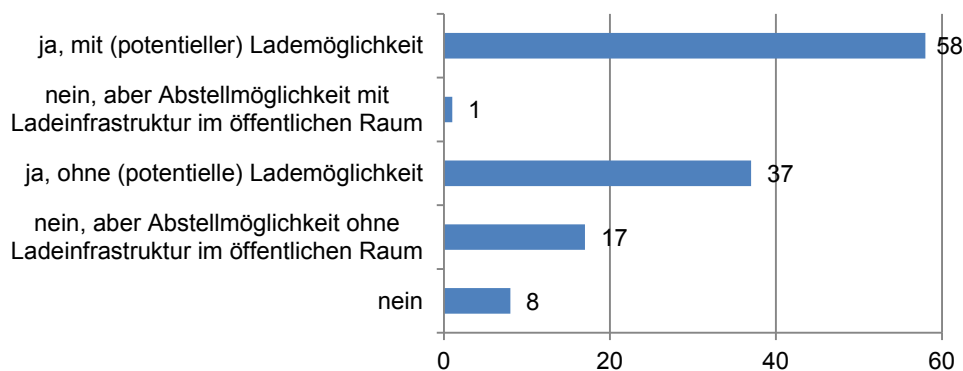


Abb. 6.11: Haben Sie eine Abstellmöglichkeit für Pkw am Wohnort? n=121



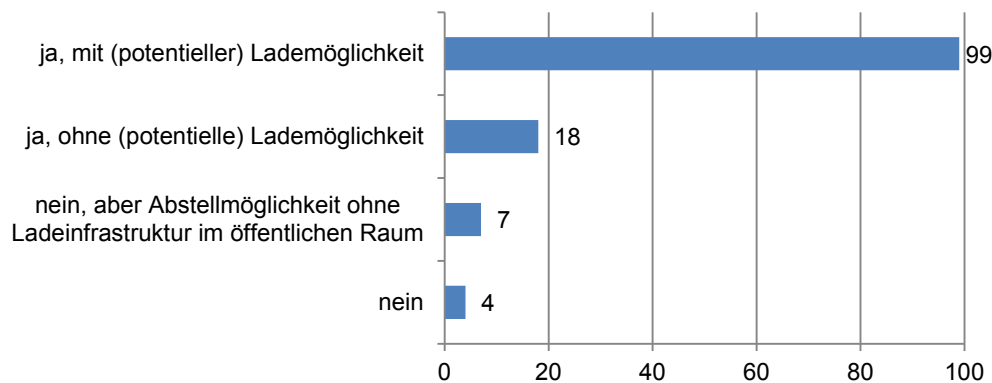


Abb. 6.12: Haben Sie eine Abstellmöglichkeit für Pkw am Arbeitsort? n = 128

Neben der Frage, wo das E-Mobil geladen wird, wurde auch ausgewertet, bei welcher Restreichweite geladen wurde. Bei LT0 wurde im Durchschnitt bei 25,31 km Restreichweite geladen (n = 4; 26 Ladevorgänge). Bei der Auswertung von LT1 ergab sich eine durchschnittliche Restreichweite von 18,82 km (n = 17; 83 Ladevorgänge). Da zu wenige Personen das Ladetagebuch LT0 ausgefüllt haben und so nur die Ladevorgänge von vier Nutzern bekannt sind, lässt sich kein belegbarer Rückschluss ziehen, ob die Ladevorgänge durch die Information der Rot-Grün-Phasen beeinflusst wurden. Auch ist aufgrund der wenigen Angaben nicht bekannt, ob es eine Nutzergruppe gibt, die mit den Ladevorgängen „risikobereiter“ umgeht, als andere. Dies sind aber interessante Ansätze, denen in möglichen Anschlussprojekten nachgegangen werden sollte.

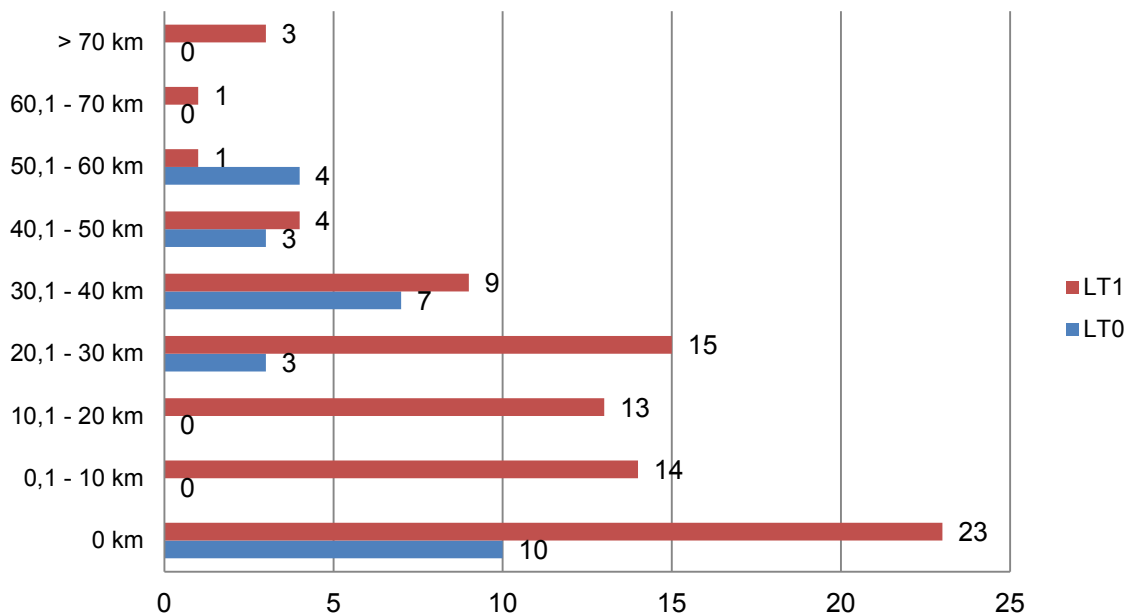


Abb. 6.13: Akkustand vor der Ladung; LT0: n = 4; 26 Ladevorgänge/ LT1: n = 17; 83 Ladevorgänge

Aus dem Workshop, der im Rahmen des Projektes InnoSmart stattfand, ging hervor, dass es für die Nutzer besonders leicht war, in einer Grünphase zu laden, wenn das E-Mobil die Ladung eigenständig steuerte, eine selbsterklärende Grafik zur Verfügung stand, ausreichend Grünphasen zur Verfügung standen und/ oder wenn das Laden durch „smart charging“ unterstützt wurde.

Schwierigkeiten bei der Beachtung der Grünphasen traten auf, wenn die App aktualisierungsbedingt nicht zur Verfügung stand oder Unsicherheit darüber bestand, ob das E-Mobil am nächsten Morgen geladen ist. Die Teilnehmenden gaben an, dass es einfacher wäre, in den Grünphasen zu laden, wenn eine Darstellung im Hintergrund, beispielsweise auf dem Smartphone, vorhanden wäre und das Laden automatisiert verläuft, bzw. das E-Mobil mit dem Energieversorgungsunternehmen

kommuniziert. Weitere Anreize könnten außerdem das Laden in Grünphasen attraktiver machen. Als Beispiel dafür wurden Bonuspunkte oder Prämien für Ladungen in den Grünphasen genannt sowie eine unterschiedliche Preisstruktur für die unterschiedlichen Ladungen. Auch wurde die Möglichkeit von eigenerzeugtem Strom genannt. Die App wurde sehr positiv und als gut in die technische Alltagsumgebung integrierbar bewertet. Da die App zur Testphase nur als Prototyp zur Verfügung stand, nutzten die meisten Teilnehmenden die Funktion des Ladeplans nicht, sahen diese Funktion aber als durchaus sinnvoll an.

### 6.4. Ergebnisse und Ausblick

Generell konnte bei den Nutzern ein grundsätzliches Interesse und Offenheit gegenüber Elektromobilität festgestellt werden. Dies machte sich vor allem in den Workshops bemerkbar, bei denen viele Nutzer bereits vertiefte Kenntnisse zum Thema vorwiesen und dem Thema positiv und offen gegenüberstanden. Die bekannten Hemmnisse der Elektromobilität, wie kurze Reichweiten, hohe Anschaffungskosten und eine nicht flächendeckende Ladeinfrastruktur, wurden auch von den Nutzern im Projekt Well2Wheel als Erschwernis bei der Durchsetzung der Elektromobilität genannt, obwohl die im Alltag gefahrenen Distanzen im Durchschnitt mit den E-Mobilen zurückgelegt werden konnten. Die Ladevorgänge wurden in 99% der Fälle zu Hause oder am Arbeitsplatz vorgenommen, da dort der Pkw über einen längeren Zeitraum geparkt wurde. Die Nennung dieser Nachteile, die in der Alltagsmobilität keine beeinträchtigende Rolle spielen, deutet darauf hin, dass die Nutzer nicht bereit sind, ihre gewohnte Mobilität an die Rahmenbedingungen der Elektromobilität anzupassen. Es wird erwartet, dass das E-Mobil in der gleichen Weise genutzt werden kann wie das konventionelle Fahrzeug. Die Anschaffung eines E-Mobils ist deshalb für die Nutzer generell vorstellbar, jedoch nicht zum jetzigen Zeitpunkt.

*Das Interesse an Elektromobilität ist vorhanden, aber die Nutzer sind noch nicht bereit, ihr gewohntes Mobilitätsverhalten an die Rahmenbedingungen der Elektromobilität anzupassen.*

E-Mobile in die Dienstflotte zu integrieren, ist durchaus sinnvoll, da dies für Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter die Möglichkeit bietet, E-Mobile zu testen. Besonders die positive Erfahrung von Kollegen oder Bekannten wird dabei als wichtiger Faktor gesehen, die Elektromobilität populär zu machen. Im laufenden Betrieb sind kaum Probleme mit den E-Mobilen aufgetreten, jedoch werden potenzielle Probleme gesehen, wenn mehrere Dienstfahrten hintereinander geplant sind oder längere Dienstreisen getätigt werden müssen. In diesem Zusammenhang wurden ebenfalls die Reichweite, längere Ladezeiten (wenn keine Schnellladestation verfügbar ist) und ein nicht flächendeckendes Ladeinfrastrukturnetz als Nachteile im Flottenbetrieb genannt.

*E-Mobile in die Dienstflotte zu integrieren, ist vor allem dafür sinnvoll, erste Erfahrungen mit Elektromobilität zu sammeln.*

Die Ladungen wurden in der Bedienung als „einfach“ empfunden. Wichtig bei der Ladung waren den Nutzern vor allem die Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten und einer Parkmöglichkeit. Die Verfügbarkeit von Ökostrom wurde weniger wichtig wahrgenommen. Obwohl die Nutzer in 99% der Fälle das E-Mobil zu Hause oder am Arbeitsplatz luden, wurde das nichtflächendeckende Ladeinfrastrukturnetz als Nachteil der Elektromobilität gesehen.

*Der Umweltgedanke spielt nur bedingt eine Rolle.*

Bei den Nutzern der elektrischen Poolfahrzeuge traten kaum Probleme im betrieblichen Ablauf auf. Dennoch sahen einige potenzielle Probleme für den betrieblichen Ablauf, aufgrund der vermeintlich geringen Reichweite und der Ladedauer zwischen zwei Fahrten mit fester zeitlicher Vorgabe.

*Es werden potenzielle Schwierigkeiten im betrieblichen Ablauf, durch lange Ladezeiten und geringe Reichweite gesehen.*



## **Abschlussbericht 2016**

### **Well2Wheel – Integration von Elektromobilität in Smart Grids**

Die Rot-Grün-Phasen wurden von den Nutzern positiv bewertet. Zuvor wurde abgefragt, ob eine Bereitschaft besteht, sich beim Laden an den Phasen und dementsprechend an der Verfügbarkeit von regenerativem regionalem Strom zu orientieren. Fast Dreiviertel der Befragten bejahten eine Bereitschaft. Über die Ladetagebücher konnte festgestellt werden, dass in der Umsetzung weniger als die Hälfte der Ladungen in einer Grünphase vorgenommen wurden. Aus dem Workshop ging hervor, dass die Berücksichtigung der Phasen eine intensive Planung bedarf, die nicht immer in den Alltag integrierbar ist. Die Nutzer gaben aber auch an, dass sie bei zusätzlichen Anreizen größere Chancen sehen, die Ladevorgänge in die entsprechenden Phasen zu verschieben. Genannt wurde ein Bonuspunktesystem oder ein einfaches Preismodell. Die Lade-App wurde als sehr positiv und sinnvoll angesehen und gut in den Alltag integrierbar. Vor allem das automatisierte Laden und das Erstellen eines Ladeplans würde von den Nutzern genutzt werden. Die Weiterentwicklung der Lade-App, die sich während des Projektes in der prototypischen Phase befand, mit Fokus auf die Automatisierung der Ladevorgänge, wurde als sinnvoll empfunden.

*Der Bereitschaft, die Ladevorgänge an die Rot-Grün-Phasen anzupassen, ist vorhanden, aber im Alltag muss das Laden so unkompliziert wie möglich sein. Die Lade-App, die positiv bewertet wurde, könnte die Steuerung im Alltag vereinfachen.*

## 7. Analyse der Zuverlässigkeit, Sicherheit und Nutzungsszenarien der Ladeinfrastruktur

### 7.1. Motivation

In der Akzeptanz der Elektromobilität kommt dem Thema Zuverlässigkeit und Sicherheit besondere Bedeutung zu. Dies gilt natürlich für alle beteiligten Subsysteme und Komponenten. In der Wahrnehmung des Nutzers spielen jedoch insbesondere diejenigen Komponenten eine Rolle, mit denen dieser im täglichen Leben direkt in Berührung kommt. Im Rahmen des Projektes wurden daher die an dem Prozess des Aufladens beteiligten Komponenten näher untersucht, insbesondere der Ladestecker sowie periphere Subsysteme.

Der Ladestecker stellt die physikalische Verbindung zwischen dem Smart Grid und dem Fahrzeug dar. Für den Nutzer ist also der Ladestecker inklusive seiner Peripherie die wahrnehmbare Schnittstelle zwischen dem verfügbaren Energiereservoir und seinem Fahrzeug. Zielsetzung der Untersuchung war zunächst eine Zusammenstellung eventueller Fehler angesichts der Zuverlässigkeit im Sinne von Verfügbarkeit und verlässlicher Ladefunktion, sowie im Hinblick auf die Sicherheit für Nutzer und indirekt beteiligte Dritte. Dazu wurde der Fokus auf die peripheren Komponenten des Ladesystems, bestehend aus Ladestecker und –buchse (Typ II, IEC 62196) [24], sowie einem dafür spezifizierten Stromkabel gelegt. Diese unterliegen sowohl der unmittelbaren Beanspruchung durch Handhabung und Umgebungseinflüsse, als auch einer Beaufschlagung durch hohe elektrische Energie. Diese Analyseperspektive ermöglichte eine gezielte Betrachtung von Wechselwirkungen zwischen Nutzer, Ladeinfrastruktur und Fahrzeug.

### 7.2. Systematische Analyse und Erfassung von Fehlermöglichkeiten

#### 7.2.1. Konzept zur Untersuchung hinsichtlich Nutzungsszenarien und Fehlermechanismen

Für diese Untersuchung wurde der Ansatz der generischen Fehleranalyse gewählt, um für diesen Systemtyp verallgemeinerte und charakteristische Fehlzustände, sowie schädigende beziehungsweise potenziell gefährliche Einflüsse im Betrieb identifizieren und charakterisieren zu können. Diese qualitative Untersuchung hatte nicht zum Ziel, konkrete Fehlerwahrscheinlichkeiten abzuschätzen bzw. konkrete Spezifikationen einzelner Fabrikate zu bewerten, wie dies für Fehlermöglichkeitsanalysen einzelner Produkte vorrangig der Fall ist.

Durch die in Well2Wheel gewählte Analysestrategie ergab sich eine allgemeine Zusammenstellung theoretisch möglicher Fehlerphänomene, deren Ursachen und potenzielle Folgen für kabelgebundene Ladesysteme für E-Mobile haben. Zudem wurden dabei technische Effekte und Nutzungsszenarien zusammengestellt, die prinzipiell einen Einfluss auf die Sicherheit von Personen und Zuverlässigkeit des Ladevorgangs haben können.

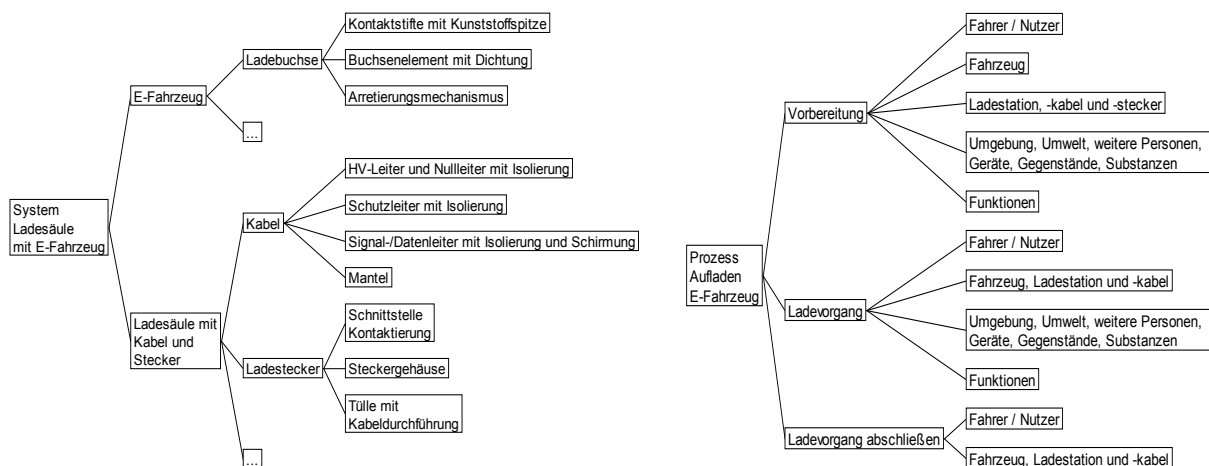
#### 7.2.2. Fehleranalyse an der Peripherie des Ladesystems

Als systematische Methodik zur Identifikation und Beurteilung von möglichen Fehlerursachen und deren Folgen wurde die im Qualitätsmanagement, sowie der Sicherheits- und Zuverlässigkeitstechnik gebräuchliche sogenannte Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse (FMEA) genutzt. Das für diese definierte Notationsschema der Fehlerketten [25, 26] bot eine optimale Grundlage zur kooperativen Analyse im Kreis von Zuverlässigkeitsexperten und der nachfolgenden Visualisierung der Ergebnisse. Die dabei übliche systematische Suchtechnik der FMEA zur Identifikation von Fehlerursachen und Interpretation möglicher Folgen wurde dabei im Sinne der Produkt-FMEA, sowie der Prozess-FMEA genutzt. Ein Vergleich der hier relevanten Charakteristika der FMEA-Varianten ist in Tabelle 7.1 dargestellt.

**Tab. 7.1: Vergleich der Charakteristika relevanter Arbeitsschritte zur Fehlermöglichkeitsanalyse**

Relevante Hauptschritte	Produkt-FMEA	Prozess-FMEA
Strukturelemente	Baugruppen, Bauteile, Konstruktionselemente	Haupt-Schritte des Prozesses, einwirkende Größen
Funktionen	Definierte Eigenschaften, Verhalten und Spezifikationen	Definierte Teilschritte des Prozessablaufs
Fehlfunktionen	Abweichung von definierten Eigenschaften	Abweichung vom definierten Arbeitsablauf bzw. -ergebnis

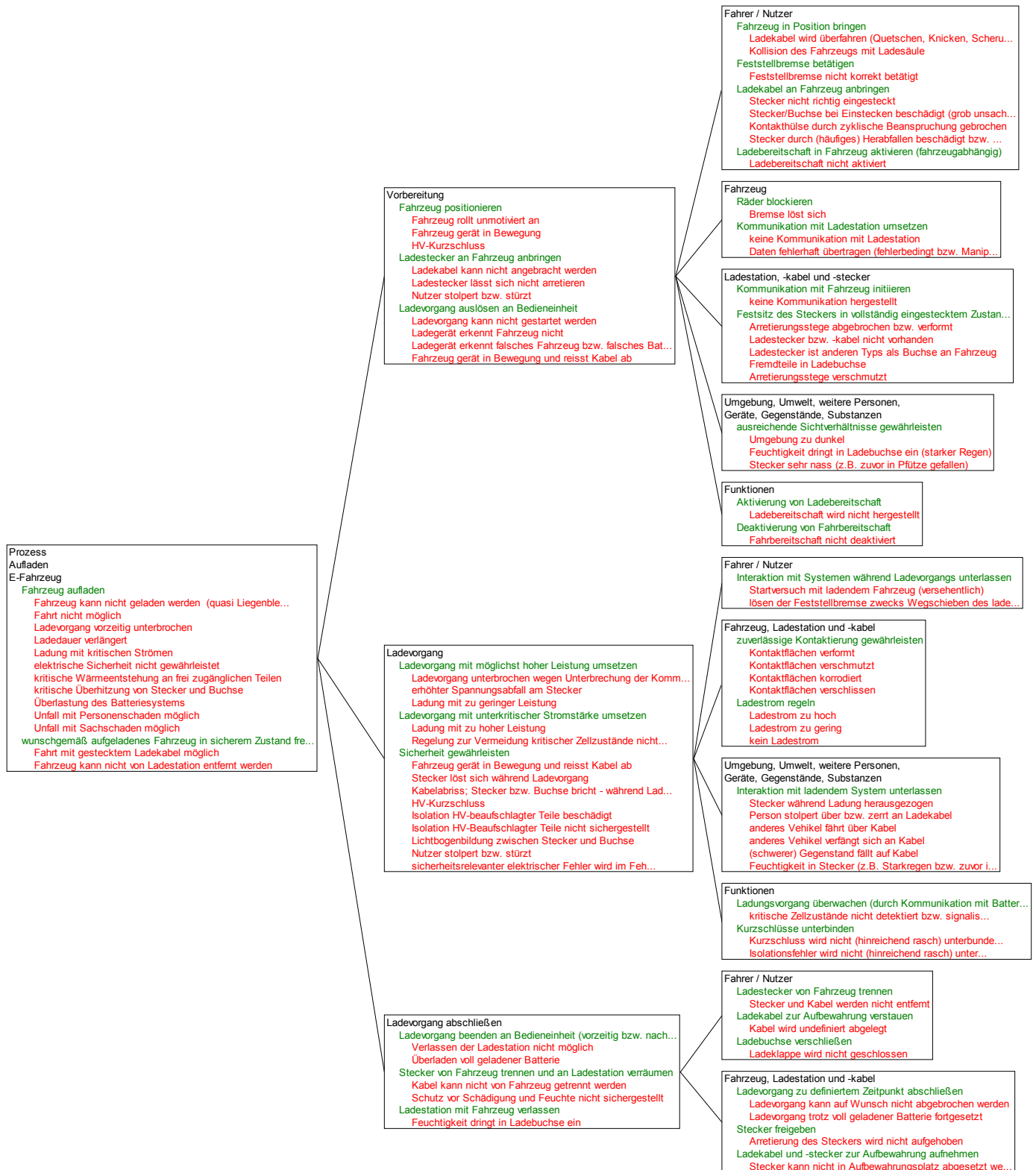
In der Analyse des Ladesystems wurde die Prozess-FMEA mit Blick auf die Abläufe hinsichtlich Handhabung und Bedienung während der vorgesehenen Nutzung umgesetzt. Diese erwies sich dabei als eine sehr aufschlussreiche Methodik zur Identifikation hinsichtlich Nutzungsfehlern und Gefährdungsmöglichkeiten im Betrieb. Als vorbereitender Schritt und Grundstruktur der Fehleranalysen, die für das Ladesystem im Zuge der Produkt-FMEA, sowie den Aufladeprozess eine Rolle spielten, wurde im Stil der Prozess-FMEA allgemeingültig definiert (s. Abbildung 7.1).



**Abb. 7.1: Strukturdarstellungen von Ladesystem (links) und Ladeprozess (rechts)**

Im Zuge der zuvor geschilderten Analysestrategie wurden umfangreiche Ursache-Folge-Strukturen, sogenannte Fehlernetze, erarbeitet. Diese Fehlernetze enthalten in ihrer finalen Form eine hohe Zahl an Einträgen, daher können nicht alle Ergebnisse in diesem Bericht visuell dargestellt werden. Ein Ausschnitt, der in der Prozess-FMEA zusammengestellten Fehlerkomplexe ist in Abbildung 7.2 beispielhaft dargestellt. Für die System-FMEA liegt ein ähnlich umfangreicher Datenbestand vor.





**Abb. 7.2: Übersicht der ermittelten potenziellen Fehlzustände im Kontext des Aufladeprozesses.**  
Aufgrund der Größe des Fehlernetzes kann nur ein Teil daraus visualisiert werden.

Die Ergebnisse liegen für beide FMEA-Varianten in Form von Dateien der verwendeten Software (APIS IQ-FMEA) vor. In der Software ist es möglich, zwischen verschiedenen Darstellungsweisen zu wechseln. So kann z.B. nur die Systemstruktur dargestellt werden (Abbildung 7.1), oder diese kann mit zugehörigen Funktionen (Abbildung 7.2, grüne Schrift) und auch Fehlfunktionen (rote Schrift)

angezeigt werden. Die Darstellung der kausalen Verknüpfungen der Fehler und deren Folgen können in verschiedenen Darstellungsweisen erfolgen. Auch Auszüge von Teilfehlnetzen können erstellt werden. Die Fehlernetze sind also in der Kausalrichtung von rechts nach links zu lesen. Damit ist es möglich, auf Bauteilebene identifizierte Fehlzustände (in den Fehlernetzen rechts) bis auf Systemebene auf ihre Auswirkung hin zu verfolgen.

Es ist zudem möglich, Auszüge aller Darstellungsweisen als Grafikdateien oder auch in Tabellenkalkulationsform, z.B. Excel, zu exportieren und dann weiter zu verarbeiten.

Die Abbildungen 7.3 – 7.6 sind detailliertere Auszüge aus den Analyseergebnissen und stellen einzelne darin enthaltene Zusammenhänge repräsentativ dar.

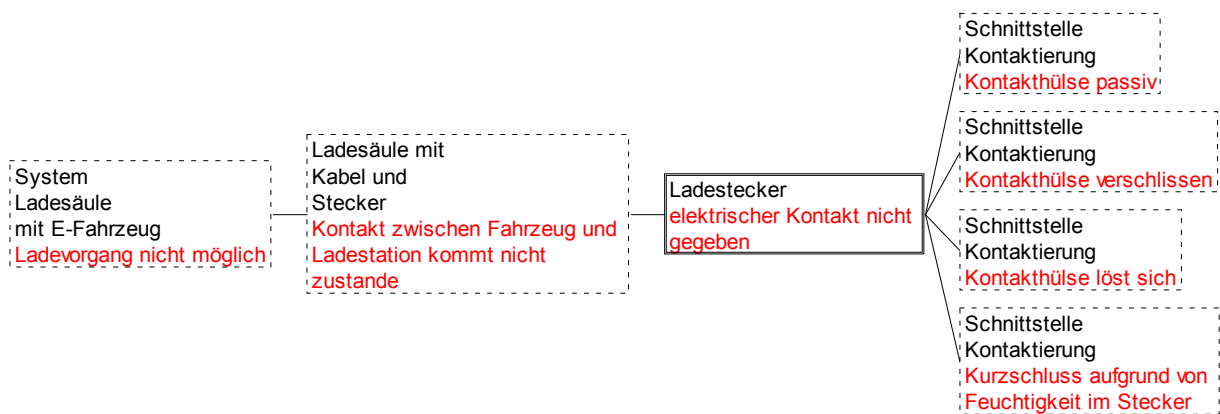


Abb. 7.3: Auszug potenzieller Ursachen und Folgen für Kontaktierungsfehler am Ladestecker

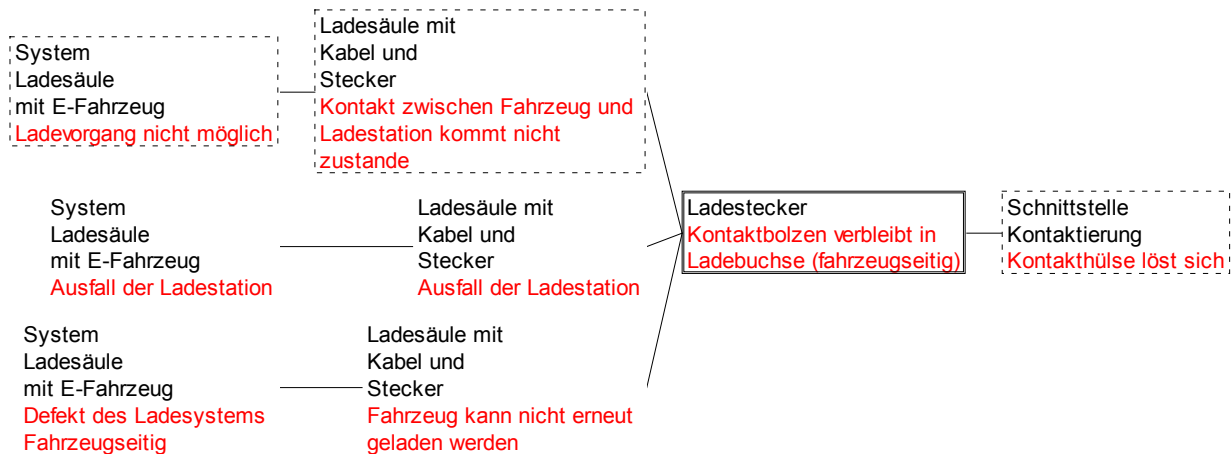


Abb. 7.4: Auszug potenzieller Folgen für E-Mobil und Ladestation durch Defekt am Ladestecker

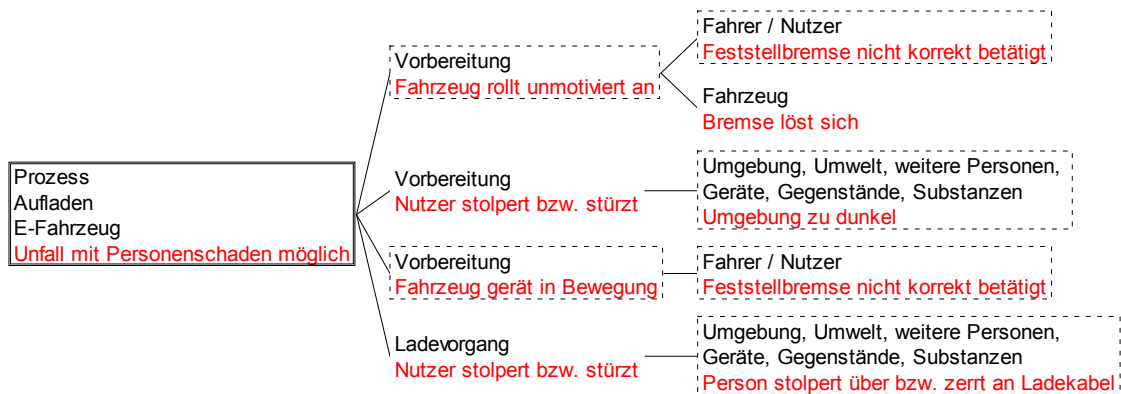


Abb. 7.5: Auszug potenzieller Fehler mit möglichem Personenschaden als Folge

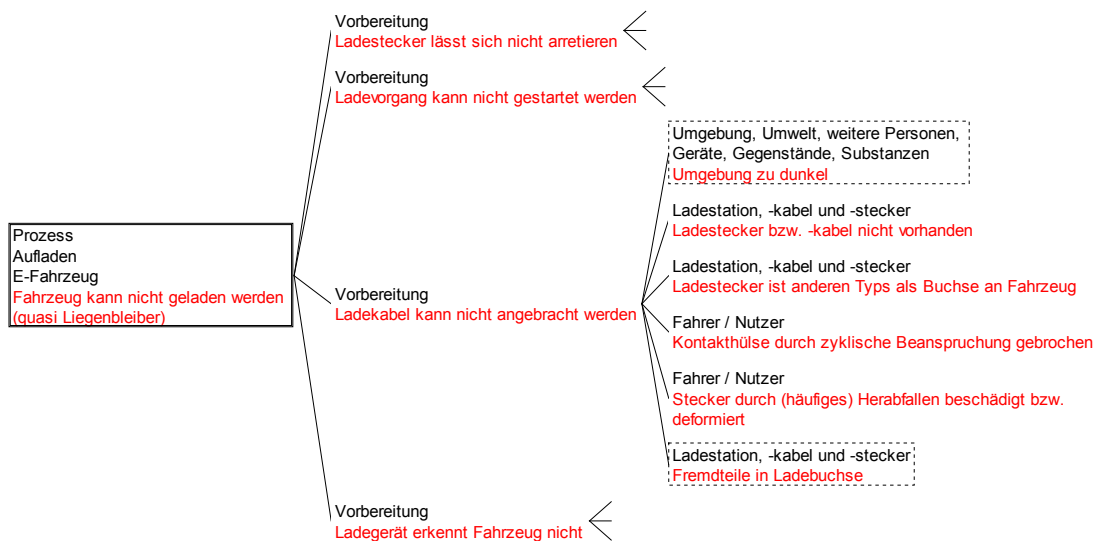


Abb. 7.6: Auszug potenzieller Fehler mit Ausfall der Ladefunktion

Beide Schemata, basierend auf der Prozess- wie auch auf der System-FMEA, stehen für eine weitere Nutzung zur Verfügung. Die Darstellungen beinhalten die gefundenen Fehlermodi sowie deren kausale Verknüpfung. Nach Wissen der Autoren ist dies die erste verfügbare Zusammenstellung inklusive kausaler Verknüpfung möglicher Fehlzustände für den Prozess des Aufladens einerseits und des Systems Ladesäule inkl. Stecker und E-Mobil andererseits. Eine Gewichtung verschiedener Fehlermodi kann somit durch einen Entwickler z.B. derart erfolgen, dass die aufgeführten generisch erzeugten Fehlerzusammenhänge durch spezifische Punkte des konkreten Systems vervollständigt und mithilfe des eigenen Expertenwissens mit Risiko-Prioritätszahlen versehen werden. Diese Vorgehensweise würde dem üblichen Vorgehen in der FMEA-Systematik entsprechen. Eine erste Übersicht über mögliche Schlussfolgerungen ist in Kapitel 8 zu finden.

### 7.3. Betriebsfestigkeitsbewertung des Ladesteckers

Während im vorigen Kapitel die Ladeinfrastruktur allgemein untersucht wurde und Wechselwirkungen und Kausalverknüpfungen von Fehlzuständen bis auf Systemebene betrachtet wurden, wird im Folgenden der Ladestecker als eine wesentliche Subkomponente dieses Gesamtsystems näher betrachtet.

Zur Durchführung der Betriebsfestigkeitsbewertung war es zunächst notwendig, die Belastung und die Auftretenshäufigkeit der Lasten zu kennen. Die Belastungen an der Steckverbindung lassen sich in

Betriebslasten und in Sonderlasten unterteilen. In der Prozess-FMEA des vorigen Kapitels wurden verschiedene Szenarien dargestellt, die zu Sonderlasten an dem Ladestecker führen. Da diese eher außergewöhnlichen Szenarien eine geringe Auftretenswahrscheinlichkeit besitzen, wurde der Schwerpunkt der folgenden Untersuchungen auf die Betriebslasten gelegt. Diese beinhalteten die Belastungen, die durch eine sachgemäße Nutzung des Ladesteckers auftreten.

### 7.3.1. Analyse des Einsteckvorgangs

Im ersten Schritt wurden die während der regulären Nutzung auftretenden Belastungen erfasst. Das Einstecken und das Herausziehen des Ladesteckers wurden stark durch den Anwender beeinflusst. Daher wurden in einer STUie die Einflussfaktoren auf den Einsteckvorgang und die Streuungen in der Nutzung ermittelt.

Zur Ermittlung von Lastkollektiven wurde der Einsteckvorgang bzw. der Vorgang des Herausziehens des Ladesteckers mit sieben Probanden an dem Tesla S mittels einer Videoanalyse untersucht und ausgewertet. Die Probanden waren alle männlich, 70% der Probanden waren in der Altersgruppe 21-30 Jahre, 30% in der Altersgruppe 31-40 Jahre. 85% der Probanden hatten keine oder wenig Erfahrung hinsichtlich der Nutzung von E-Mobilen, 15% der Probanden hatten bereits Erfahrung. Die Körpergröße der Probanden lag zwischen 1,65 m und 1,85 m. Die Probanden vollzogen den Einsteckvorgang bzw. den Vorgang des Herausziehens jeweils 15 Mal und positionierten sich dabei stets neu vor dem E-Mobil. Die Auswertung des Videomaterials erfolgte mittels einer erzeugten Bildanalyseroutine, die zwei Markierungen, die auf dem Ladestecker aufgebracht wurden, identifizierte und anhand dieser die Winkel-Weg-Verläufe ableitete. Die Schwierigkeit bestand darin, die Bewegungsrichtung des Steckers mit einer hohen Zuverlässigkeit zu erfassen. Gelöst wurde dies durch die Befestigung von zwei Markierungen auf dem Stecker, die sich farblich von der Umgebung unterschieden und einer 7-schrittweisen Anpassung des Grenzwertes zur Identifikation der Markierungen über den zeitlichen Verlauf des Videos führten. Zur Ableitung des Lastkollektives mussten die Winkel-Weg-Verläufe Lasten am Stecker zugeordnet werden. Eine Messung dieser Lasten konnte aufgrund der mangelnden Zugänglichkeit zur Applikation der Messtechnik und der HV-Situation nicht unmittelbar am E-Mobil durchgeführt werden. Gelöst wurde diese Problematik durch einen mit Dehnungsmessstreifen applizierten Stecker und dem Einsatz der Prüfvorrichtung aus Kap. 7.4. Hierzu erfolgten mit diesem applizierten Stecker ebenfalls Einsteckvorgänge bzw. Vorgänge des Herausziehens an der Prüfvorrichtung. Es wurden hierbei lokale Dehnungsmessungen zur Lastableitung durchgeführt sowie die Winkel-Weg-Verläufe aufgezeichnet und mit den Verläufen unmittelbar am E-Mobil verglichen.

Die Probanden vollzogen den Einsteckvorgang bzw. den Vorgang des Herausziehens jeweils 15 Mal und positionierten sich dabei stets neu vor dem E-Mobil. Mit einer Videokamera wurde dabei die Bewegung des Ladesteckers aufgezeichnet. Die Auswertung des Videomaterials erfolgte mittels einer erzeugten Bildanalyseroutine, die zwei Markierungen auf dem Ladestecker anhand ihrer Farbwerte identifizierte. In Abbildung 7.7 ist ein Einzelbild aus der Videoanalyse dargestellt.

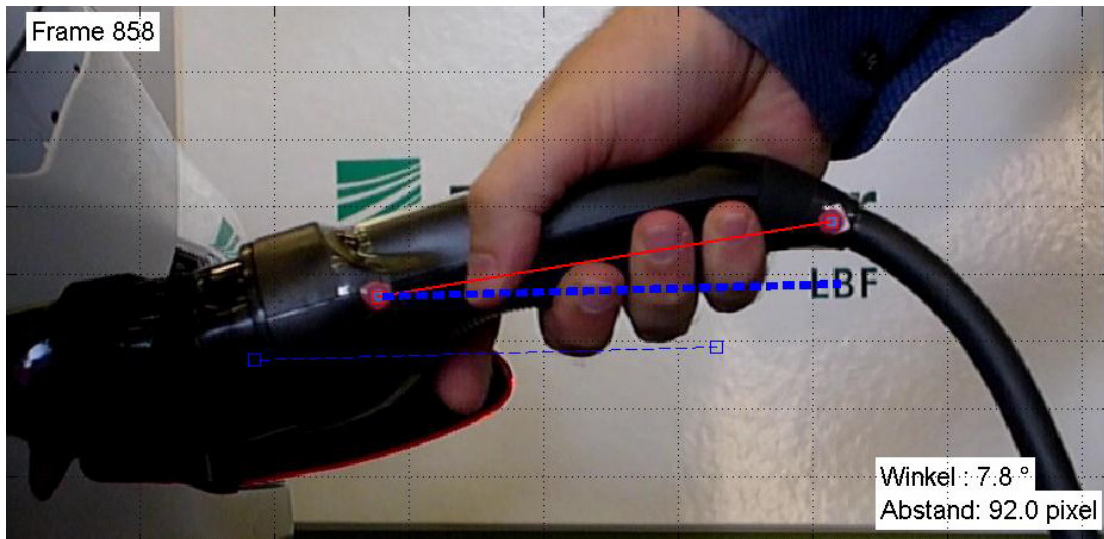


Abb. 7.7: Videoanalyse des Einsteckvorgangs

Die Ergebnisse der Videoanalyse sind in Abbildung 7.8 zusammengefasst.

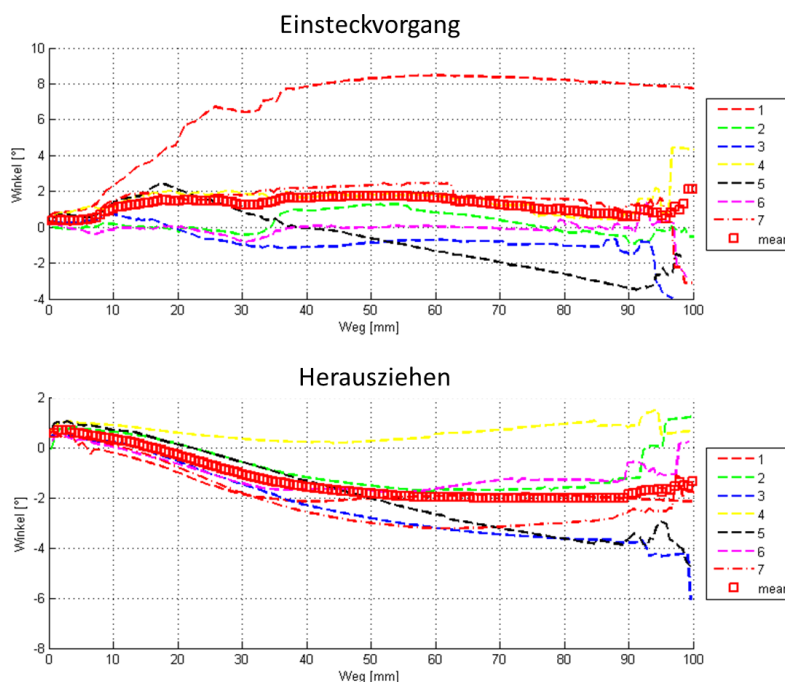


Abb. 7.8: Darstellung der per Videoanalyse für jeden Probanden ermittelten Neigungswinkel des Steckers in Abhängigkeit vom Einsteckweg

Die Auswertung der so ermittelten Neigungswinkel-Weg-Verläufe des Ladesteckers hat zu keinen signifikanten Einflüssen aufgrund von Eigenschaften der Probanden, wie z.B. Körpergröße, Alter, Erfahrung mit E-Mobilen geführt. Eine solche Korrelation ist den Daten nicht zu entnehmen. Bemerkenswert ist allerdings eine recht starke Streuung der Daten, was Anlass zur Vermutung gibt, dass auch die beim Einsteckvorgang auftretenden lokalen mechanischen Belastungen Streuungen unterworfen sind. Dies wurde in der im Folgenden dargestellten Ableitung der Lastkollektive berücksichtigt.



### 7.3.2. Ableitung von Lastkollektiven

Aufgrund der im vorigen Kapitel dargestellten starken Streuung zwischen den einzelnen Einsteckvorgängen wurde der Einfluss der unterschiedlichen Neigungswinkel beim Einstecken auf die lokalen Beanspruchungen untersucht. Dies wurde zum einen mit einer experimentellen Dehnungsanalyse und zum anderem mittels einer numerischen Simulation des Einsteckvorgangs erreicht.

Zur Ermittlung des Zusammenhanges zwischen lokaler Beanspruchung und dem Neigungswinkelverlauf beim Einstecken des Ladesteckers wurde eine experimentelle Dehnungsanalyse durchgeführt. Im Fokus der Untersuchungen lagen die Buchse und die Ringfeder der Buchse. Dazu wurden Dehnungsmessstreifen (DMS) auf der Kontaktbuchse und auf der Ringfeder appliziert, vgl. Bild 7.9. Beim Einstecken des Ladesteckers mit unterschiedlichen Neigungswinkeln wurde ersichtlich, dass der Neigungswinkel auf die Beanspruchungen an der Buchse und der Ringfeder keinen signifikanten Einfluss hat. Dies ist dadurch begründet, dass die Kontaktbuchse und der Kontaktstift erst in Kontakt treten, nachdem der Ladestecker bereits durch das Kupplungsgehäuse geführt wurde und einen dementsprechend kleinen Neigungswinkel besitzt. Des Weiteren ist die Kontaktbuchse mit etwas Spiel im Gehäuse gelagert. Dies ermöglicht eine geringe Winkelanpassung, ohne dass Beanspruchungen an der Kontaktbuchse entstehen.

Die maximalen Beanspruchungen an der Buchse und der Ringfeder waren daher unabhängig vom Einsteckwinkel. Es traten bei jedem Einsteckvorgang Beanspruchungen auf demselben Niveau auf. Folglich konnte zur Auslegung der Buchse und der Ringfeder ein Ein-Stufenkollektiv verwendet werden.

### 7.3.3. Betriebsfestigkeitsbewertung

Das zuvor ermittelte Lastkollektiv wurde zur Betriebsfestigkeitsbewertung herangezogen. Zur Abschätzung der ertragbaren Einsteckvorgänge wurde ein Ermüdungsfestigkeitsnachweis in Anlehnung an die FKM-Richtlinie [27] durchgeführt. Die Beanspruchungen, die dem Ermüdungsfestigkeitsnachweis zugrunde gelegt wurden, wurden in numerischen Simulationen ermittelt.

Das dazu verwendete Finite-Elemente-Modell beinhaltet die Kontaktbuchse mit Ringfeder und den Kontaktstift. Es wurde erwartet, dass die Ringfeder einen signifikanten Einfluss auf die Funktion der Steckverbindung hat. Diese führte dazu, dass ein definierter Kontaktdruck zwischen Stift und Buchse entstand und somit auch ein Stromfluss gewährleistet war. Die Berechnungen wurden daher in zwei Schritten durchgeführt. Im ersten Schritt wurde die Ringfeder montiert, die die Buchse im vorderen Bereich zusammendrückt und somit den Kontaktdruck zwischen Stift und Buchse sicherstellt. Im zweiten Schritt wurde der Stift unter Berücksichtigung des vorgegeben Neigungswinkel-Weg-Verlaufs in die Buchse gesteckt. Die numerische Simulation zeigte, dass durch die Montage der Ringfeder Biegebeanspruchungen an der Ringfeder und an dem axial geschlitzten Bereich der Buchse entstand. Beim Einstecken des Stiftes wurden die Zugspannungen an der Buchse deutlich reduziert. Die Beanspruchungen an der Ringfeder stiegen dabei weiter an.

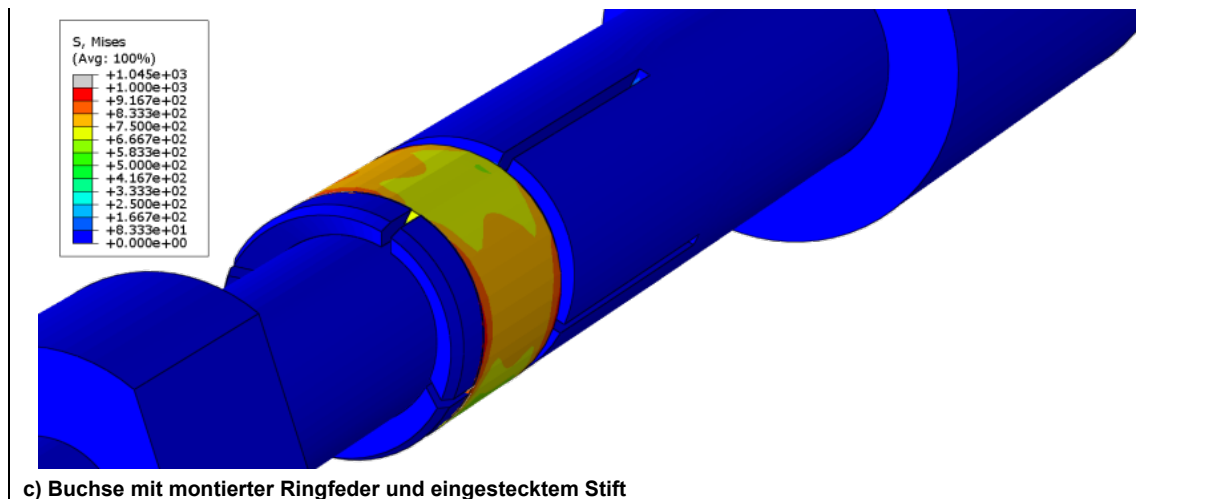
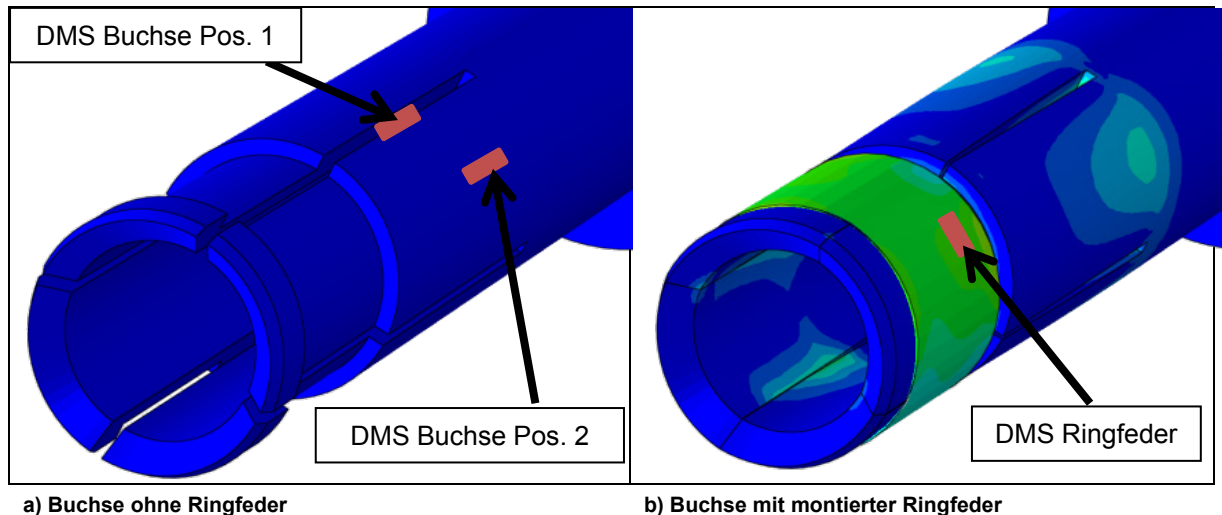


Abb. 7.9: Unterschiedliche Beanspruchungszustände der Buchse und Ringfeder

Zur Verifikation des FE-Modells wurden die berechneten lokalen Dehnungen an der Buchse und an der Ringfeder mit den experimentell ermittelten Dehnungen verglichen. Die Positionen der DMS sind auf Abbildung 2 dargestellt. Des Weiteren wurden die rechnerisch ermittelten und experimentell ermittelten Einpresskräfte beim Einstecken des Stiftes in die Buchse verglichen. (Abbildung 7.10 b).

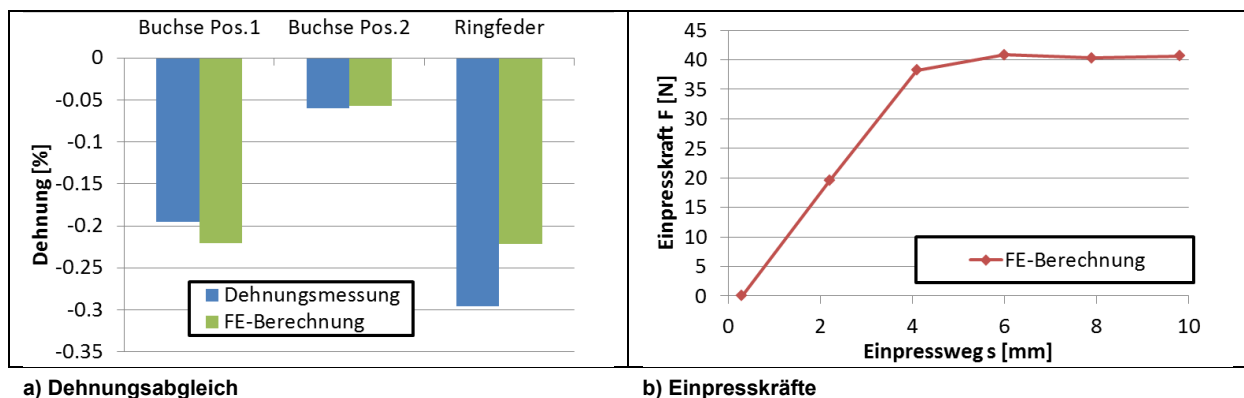


Abb. 7.10: Vergleich zwischen numerischen und experimentellen Ergebnissen

Die Ergebnisse der numerischen Simulation zeigen, dass die höchsten Beanspruchungen auf der Innenseite der Ringfeder und im Bereich von Pos. 2 an der Buchse auftraten. Für diese Bereiche

wurde anschließend mit den Beanspruchungen aus der numerischen Simulation ein Ermüdungsfestigkeitsnachweis in Anlehnung an die FKM-Richtlinie [27] durchgeführt. Folgende ertragbare Einsteckzyklen wurden abgeschätzt:

1. Buchse: 40 000 Zyklen
2. Ringfeder: 100 000 Zyklen

Dem Ermüdungsfestigkeitsnachweis ist eine Überlebenswahrscheinlichkeit von  $P_0 = 97,5\%$  und ein Sicherheitsfaktor von  $j = 1,4$  von zugrunde gelegt.

### 7.3.4. Einfluss äußerer Lasten

Zur Abschätzung des Einflusses äußerer Lasten auf die Beanspruchung von Buchse und Ringfeder des Ladesteckers wurden zum einen statische Kräfte und zum anderen stoßartige Belastungen auf den eingesteckten Ladestecker aufgebracht. Die Beanspruchungen wurden mit DMS auf der Kontaktbuchse und der Ringfeder ermittelt. Es wurden statische Kräfte bis zu einer maximalen Kraft von  $F = 80 \text{ N}$  aufgebracht. Die stoßartigen Belastungen wurden durch ein Fallgewicht, das am Kabel des Ladesteckers befestigt wurde, aufgeprägt.

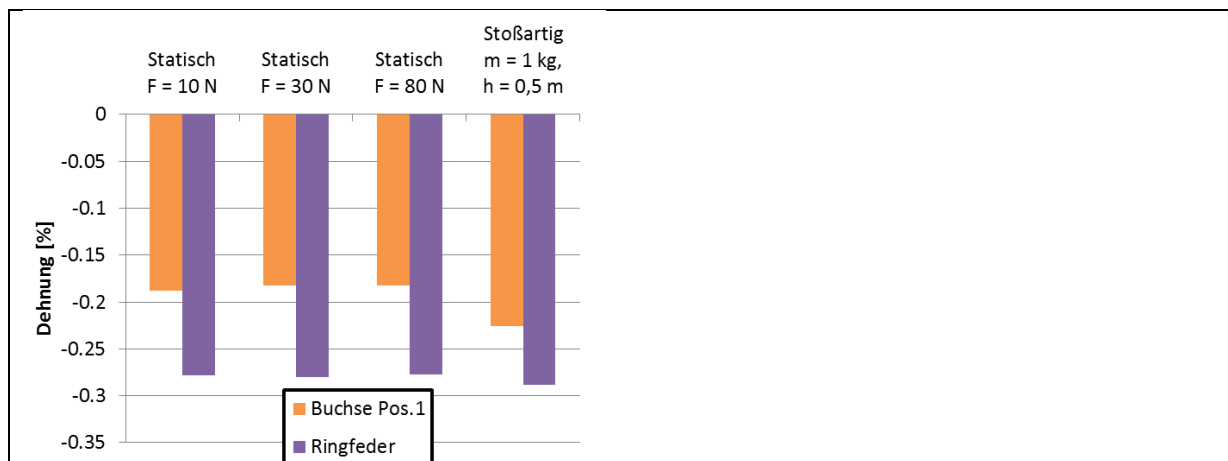


Abb. 7.11: Einfluss äußerer Lasten

Die Untersuchungen zeigen, dass bei den verwendeten äußeren Lasten kein signifikanter Einfluss auf die Beanspruchung an der Buchse und Ringfeder entstand, siehe Abbildung 7.11. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Kräfte über das Gehäuse des Ladesteckers geleitet wurden.

## 7.4. Experimentelle Analyse des Langzeitverhaltens der Steckverbindung

Ergänzend zu den Betriebsfestigkeitsbewertungen wurde untersucht, wie sich der metallische Kontakt der Steckverbindung bestehend aus den Steckerpins und –buchsen bei oftmaliger Wiederholung des Steckvorgangs in seinen Eigenschaften verändert. Die Steckverbindung bestehend aus Stecker und Buchse diente zur Übertragung des elektrischen Stroms. Dazu wurde ein beschichteter Kupferstecker in eine Buchse aus Kupfer reversibel gesteckt. Damit der elektrische Kontakt sichergestellt ist, muss eine Flächenpressung zwischen den Kontaktflächen sichergestellt sein. Nimmt diese Flächenpressung ab, so steigt der Übergangswiderstand an. In der Folge erwärmt sich der Kontaktbereich. Dies begünstigt wiederum Relaxation im Kupfer und somit den weiteren Verlust an Flächenpressung.

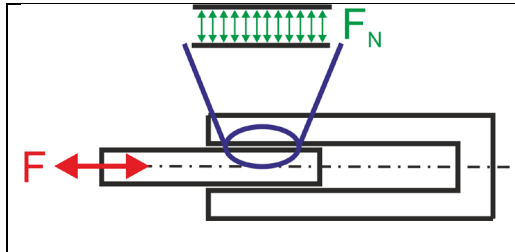


Abb. 7.12: Schematische Darstellung des axialen Fügens

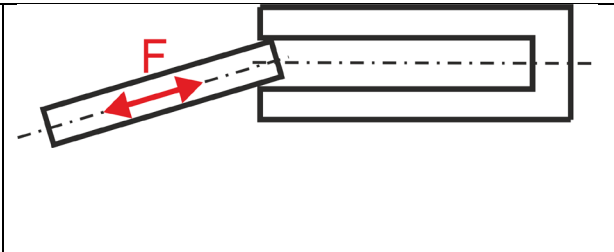


Abb. 7.13: Schematische Darstellung des Fügens mit Fluchtungsfehler

Dementsprechend galt es, den Fügevorgang in einem Prüfsystem reproduzierbar zu simulieren und das Werkstoffverhalten zu analysieren. Dabei waren zwei Belastungsfälle zu unterscheiden. Zuerst sei hier der Standardfall des axialen Fügens, siehe Abbildung 7.12, genannt und danach der Sonderfall des Fügens mit Fluchtungsfehler, siehe Abbildung 7.13. Hierbei ist anzumerken, dass der zweite Fall in dem EURO 2 Stecker mit Hilfe des Gehäuses ausgeschlossen wurde.

### 7.4.1. Prüfstandsaufbau

Für die Experimente wurde eine Belastungsvorrichtung benötigt, die die axiale Zustellung, den Fügevorgang, ermöglichte, wobei auch kleinere Fluchtungsfehler einstellbar waren. Weiterhin bestand für zukünftige Untersuchungen die Möglichkeit, neben den einzelnen Stecker-Hülse-Kombinationen auch Stecker-Steckdosen-Kombinationen zu prüfen, damit die tatsächlichen Steifigkeiten berücksichtigt werden konnten. Zur Analyse des Temperatureinflusses wurde der Versuchstand in eine Temperaturkammer integriert. In den Abbildungen 7.14 und 7.15 wurden die Prüfsysteme schematisch dargestellt, wobei zur Verbesserung der Übersicht die Temperaturkammer ausgeblendet wurde.

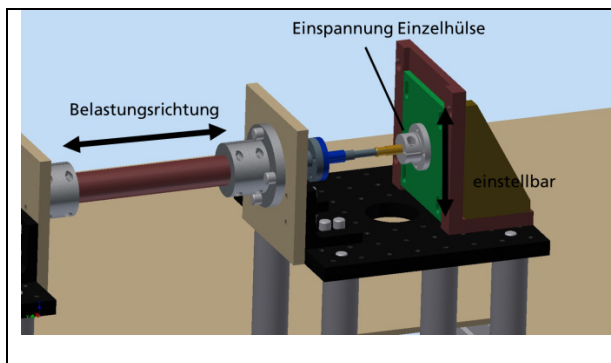


Abb. 7.14: Belastungseinheit zur experimentellen Analyse der Werkstoffpaarung von Stecker und Hülse (Temperaturkammer ist ausgeblendet)

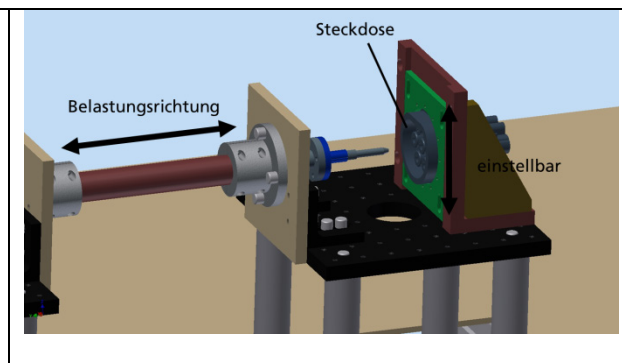


Abb. 7.15: Belastungseinheit zur experimentellen Analyse von Stecker und Steckdosen mit Beachtung der Steckdosensteifigkeiten (Temperaturkammer ist ausgeblendet)

Die von dem Linearantrieb aufzubringende Kraft zum Fügen und Trennen wurde über eine Kraftmessdose im Laststrang erfasst. Entsprechend dem Anschließen im Feld erfolgte der Versuch weggeregelt, d.h. es wurde pro Zyklus, der aus Fügen und Trennen bestand, der gleiche Weg zurückgelegt.

Zur Analyse der Einpresskraftentwicklung wurde von jedem Zyklus die Einpresskurve, d.h. die Kraft während des Fügevorganges, gespeichert. Zudem wurde nach jedem Zyklus ein Foto des Steckers aufgenommen, um visuelle Veränderungen der Oberfläche über die Einsatzdauer erfassen zu können, wobei die Zyklenzahl in das Foto integriert wurde. In Abbildung 7.16 ist die automatisierte grafische Dokumentation eines Zyklus dargestellt.

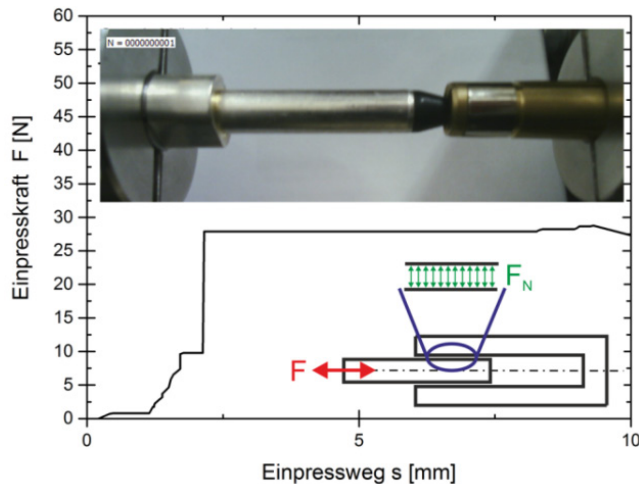


Abb. 7.16: Einpresskraft beim ersten Fügevorgang

### 7.4.2. Ergebnisse

Solange kein Kontakt zwischen dem Steckerpin und der Hülse bestand, wurde keine Einpresskraft benötigt. Sobald es zum Kontakt kam, nahm die benötigte Einpresskraft zu. Die erste Stufe in dem Kraftverlauf wurde durch das Einfädeln des Steckerpins in die Hülse bedingt. Hierzu musste die Hülse etwas aufgedehnt werden, d.h. der Widerstand der Presspassung zwischen Hülse und Steckerpin musste überwunden werden. Zu diesem Zweck verfügte der Steckerpin über eine konische Spitze. Nachdem der Vorgang des Einfädelns abgeschlossen worden war, war die Einpresskraft beim ersten Fügen konstant. In der Folge nahm die Einpresskraft von Zyklus zu Zyklus zu, siehe Abbildung 7.17.

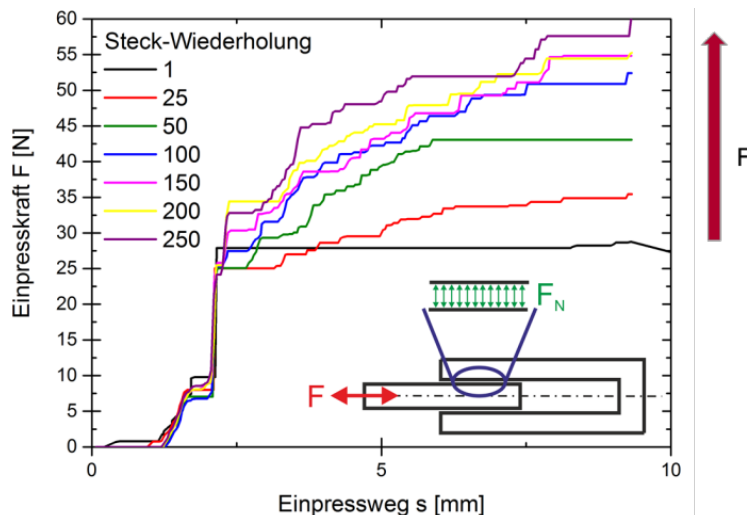


Abb. 7.17: Vergleich der Einpresskurven der ersten 250 Steck-Wiederholungen

Im Falle einer Überlappung von Steckerpin und Hülse war die Einpresskraft dabei nicht mehr konstant über den Einpressweg, sondern vom Einpressweg abhängig. Während dieser Phase wurde die Zinnbeschichtung, die als Gleitmittel diente, abgetragen, was zu einer Erhöhung der Reibung zwischen Steckerpin und Hülse führte und sich dementsprechend in einer zunehmenden Einpresskurve äußerte. Auf den begleitenden Fotos wurde Abrieb auf der Oberfläche sichtbar, der stetig zunahm. Auffallend dabei war, dass keine konstante Flächenpressung auftrat, sondern bevorzugt durch vier Einschnitte der Hülse lokale erhöhte Beanspruchungen vorlagen. Auf den Fotos bzw. den Steckerpins ist dies deutlich anhand von vier Linien zu erkennen.



Sobald sich die Paarung aus Steckerpin und Hülse eingeschliffen hatten, stabilisierte sich die benötigte Einpresskraft, siehe Abbildung 7.18. Der Abrieb pro Zyklus nahm deutlich ab bis keine Veränderungen mehr erkennbar waren. In diesem Stadium der Lebensdauer wurde die maximale Einpresskraft zur Erstellung der Steckverbindung benötigt.

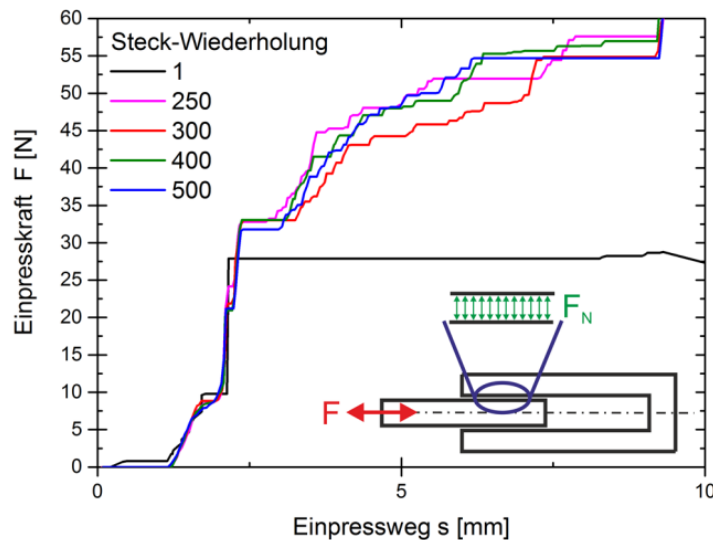


Abb. 7.18: Vergleich der Einpresskurven der Steck-Wiederholungen 250 bis 500

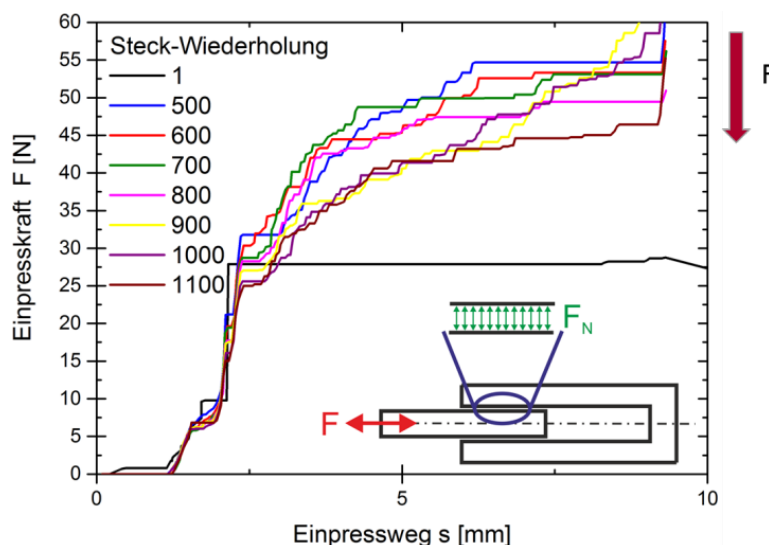


Abb. 7.19: Vergleich der Einpresskurven für die Steck-Wiederholungen 500 bis 1100

Die weitere experimentelle Simulation des Füge- und Trennvorganges führte zu einer Abnahme der benötigten Einpresskraft. Da die Zinnbeschichtung zumindest lokal in den Kontaktstellen durch das Einschleifen abgetragen wurde, konnte diese Reduktion nur durch eine Werkstoffreaktion hervorgerufen werden. Bedenkt man, dass Kupfer bzw. Kupferlegierungen zu einer Primär-Relaxation neigen, so kann dies anhand einer Relaxation der Hülse erklärt werden. Infolge der hohen lokalen Beanspruchung nahm die Vorspannkraft der Hülse ab. Andeutungsweise war dies bereits in den Einpresskurven im Bereich des Einfädels bei den ersten Steck-Zyklen zuerkennen. Beachtenswerte Auswirkungen auf die Einpresskurve, d.h. für den gefügten Zustand hatte dies in den Versuchen ab etwa 800 Steckzyklen, siehe Abbildung 7.19.

## 8. Ergebnisse und Empfehlungen zur Praxisumsetzung

Im Ergebnis des Projektes wurden neue Techniken entwickelt und im speziell aufgebauten System auf Basis moderner Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) erfolgreich getestet. Die folgenden Schlussfolgerungen und Empfehlungen sind darauf ausgerichtet, die Breitereinführung der Projektergebnisse zu fördern. Das betrifft allerdings nicht nur technische Aspekte, auch auf Seite der Marktregulierung sind neue Ideen und Regeln gefragt.

### 8.1. Praxiseignung der technischen Entwicklungen

#### 8.1.1. Kommunikationsbasiertes E-Mobilitätsmanagement

Das entwickelte und stabil betriebene Kommunikationssystem zwischen Netzleitstelle, VK, Ladestellen, Mobilfunkgeräten, Web-Portal und der fahrzeuginternen COM-Box (Abbildung 2.1) wurde auf Basis einfacher Filetransfermethoden unter Nutzung von Webservices aufgebaut. Es wurde gezeigt, dass dieses IKT-System die für das E-Mobilitätsmanagement anstehenden Aufgaben gemäß Projektzielen robust und sicher ausführen kann.

In der künftigen Anwendung wird es aber nicht um die Übermittlung von Ampelphasen gehen, sondern um konkrete Tarife für Elektrische Energie sowie um personenbezogene Daten bezüglich der Ladeanforderungen. Hierfür werden höhere Anforderungen an die Informationssicherheit relevant und die Datenübertragung muss verschlüsselt erfolgen.

#### 8.1.2. Tarifsignalisierung an Ladestellen

Die entwickelten Tarifsignalboxen auf Basis von Mikrocontrollern mit UMTS-Sticks zur Tarifübermittlung haben sich als funktionsfähig erwiesen, besitzen jedoch im Dauerbetrieb und unter wechselnden Wetterbedingungen eine zu geringe Zuverlässigkeit, weshalb hier robustere Lösungen auf Basis von Industriekomponenten zu empfehlen sind. Aus diesem Grund wurde in Verbindung mit den Forschungsergebnissen anderer Projekte, die einen geringen Einfluss einer indirekten Ladesteuerung auf das Nutzerverhalten aufzeigten, im Verlaufe des Projektes von einem Dauerbetrieb der Tarifboxen Abstand genommen.

Die umgesetzten Lösungen über modifizierte Ladesäulen zur direkten Ladesteuerung können hingegen als zuverlässig angesehen werden. Allerdings ist zu sagen, dass die beiden Lösungsvarianten für unterschiedliche Anwendungen geeignet sind, was jedoch unabhängig von Hersteller oder Typ der Ladestation ist, sondern mit der unterschiedlichen Umsetzung an sich zu tun hat. So wurden die Mennekes Ladesäulen im Projekt mit KNX-Schnittstellen ausgerüstet und eignen sich gut für die Integration in ein gesamtes Energiemanagementsystem eines intelligenten Gebäudes. Bei den modifizierten ABB Ladesäulen mit eigenen UMTS-Kommunikationsschnittstellen kann eine Ladesteuerung dagegen ortsunabhängig ohne Anbindung an ein übergeordnetes Energiemanagement durchgeführt werden. Bei der Umsetzung des direkt gesteuerten Ladens hat sich gezeigt, dass unter anderem die technische Zuverlässigkeit der Ladestationen durch den Einbau zusätzlicher Komponenten leicht abnimmt, weshalb nach der Installation im Projekt immer wieder kleinere Fehler behoben werden mussten. Dabei hat sich im Dauerbetrieb insbesondere das Aktualisieren der Tarifdaten als schwierig herausgestellt. Neben Problemen mit den mobilen Netzen kamen hier Probleme mit den SIM-Karten sowie den bereitgestellten Daten hinzu, da die Steuerungen nur in der Lage sind, ein bestimmtes Datenformat zu lesen. Zum anderen hat sich auch herausgestellt, dass die modifizierten Ladestationen nicht ohne weiteres von Nutzern akzeptiert werden und erheblicher Erklärungsbedarf für das Konzept notwendig ist. Die Möglichkeit, eine Ladesäule über den „Sofort-Lademodus“ jederzeit auch ohne Ampeltarif nutzen zu können, ist für Zeiten mit akutem Ladebedarf zwar zwingend erforderlich, allerdings wurde diese Option im Projekt auch häufig verwendet, wenn kein akuter Ladebedarf vorlag.

Uneinheitliche Ladekonzepte verschiedener Automobilhersteller erschweren die Akzeptanz weiter. So ist es häufig nicht möglich, bestimmte Fahrzeugtypen an bestimmten Ladestationen zu laden. Selbst

wenn die Möglichkeit besteht, sind hierfür oft unterschiedliche Ladestecker notwendig, was als großer Nachteil für den Nutzerkomfort einzustufen ist.

Es wird dringend erforderlich, die internationale Standardisierung auf dem Gebiet der Ladeprozesse insgesamt voranzutreiben.

### 8.1.3. APPs für Mobilfunkgeräte und Web-Portal

Es konnte gezeigt werden, dass eine große Zahl von Nutzern mit den Informationen des Web-Portals und den Anzeigen auf Mobilfunkgeräten umgehen können und diese auch aktiv nutzen. Es konnte auch nachgewiesen werden, dass eine Steuerung der Ladevorgänge über App möglich ist.

Der Trend der Nutzung von Web-Portalen und Mobilfunkapplikationen wird sich stetig verstärken und sollte eine wichtige Rolle im künftigen E-Mobilitätsmanagement spielen.

### 8.1.4. COM-Box

Die COM-Box und deren Auswerteverfahren wurden von Continental speziell für die Projektziele entwickelt und ausgiebig getestet. Diese Form einer fahrzeuginternen Kommunikationsbox wird unbedingter Bestandteil eines künftigen E-Mobilitätsmanagements werden.

Es wird empfohlen, die Funktionen derartiger COM-Boxen erweitert zu spezifizieren und entsprechende Produkte als integralen Bestandteil von E-Mobilen zur Marktreife zu bringen.

### 8.1.5. Virtuelle Kraftwerke

Virtuelle Kraftwerke (VK) sind heute vor allem im Rahmen staatlicher oder EU-geförderter Innovationskonzepte entstanden. Dabei wurde gezeigt, dass die entsprechenden Softwarelösungen, die digitale Steuer- und Automatisierungstechnik und die IKT-Systeme aus technischer Sicht praxistauglich und ausgereift sind.

Es zeigte sich aber, dass aufgrund der Vorteile des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), für die erneuerbare Energieproduktion eine Beteiligung von Betreibern von EEG-Anlagen an VK wirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Ein wesentliches Defizit des heutigen Strommarktes liegt darin, dass das EEG keine Anreize dafür bietet, „Virtuelle Kraftwerke“ für dezentrales Energiemanagement unter koordinierter Einbindung von Erzeugern, Speichern und steuerbaren Lasten zu realisieren. Das VK soll an den freien Märkten agieren und am Fahrplanmanagement teilnehmen. Von beiden Anforderungen sind EEG-Anlagen befreit.

Optimierungspotenzial wird auch darin gesehen, dass sich der Stromverbrauch an die verfügbare preiswerte Leistung anpasst, indem er mittels dynamischer Tarife beeinflusst wird (Demand Side Response – DSR), was insbesondere für das Lademanagement von E-Mobilen relevant wird. Eine tarifliche Beeinflussung der Last bringt aber weder Händlern noch Kunden einen fühlbaren Nutzen. Planung und Einkauf erfolgen heute üblicherweise nach Standardlastprofilen, die Tarifbildung pauschal, ohne marktgerechte Dynamik und Spreizung. Anreize und Möglichkeiten, zum Beispiel mittels nicht zeitflexibler Sondertarife oder variabler Netzentgelte als Bestandteile der Tarife, auf die Netzbelastung Einfluss zu nehmen, sind beim Verteilnetzbetreiber nicht vorhanden.

Die Erfordernisse für den nachhaltigen und breitgefächerten Praxiserfolg des E-Mobilitätsmanagements in Verbindung mit VK lassen sich in den fünf Eckpunkten des VDE [28] zur Gestaltung einer perspektivischen Marktordnung zusammenfassen:

- Erneuerbare Erzeuger werden aktive Marktakteure.
- Der Vorrang der erneuerbaren Erzeugung wird aufgrund der längerfristigen Entwicklungen der Stromerzeugungskosten (Kostenprogression bei fossiler Stromerzeugung, Kostendegression bei „erneuerbarer Erzeugung“) durch das „Merit-Order-Prinzip“ gesichert, nach dem die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke durch die variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt wird.
- Moderne Prognoseverfahren sind die Basis für den Stromeinkauf und das Fahrplanmanagement bei den Vertrieben sowie den erneuerbaren Erzeugern.
- Stromkunden, insbesondere E-Mobile, sind aufgrund dynamischer Tarife mit signifikanter Spreizung in den Markt integriert.

- „Virtuelle Kraftwerke“ erarbeiten durch das Agieren auf mehreren Märkten (Intraday- und Day-Ahead-Stromhandel, Regelleistung, Wärme, Gas, CO<sub>2</sub>-Zertifikate) wirtschaftliche Vorteile für alle Teilnehmer.

Viele Initiativen von Experten und Verbänden (wie VDE, VDI, BDEW u.a.) diese Situation zu verbessern, sind bisher auf politischer Ebene ins Leere gelaufen.

## 8.2. Verteilnetzbetrieb mit E-Mobilität

Die Herausforderungen für Netzbetreiber werden bei einer stärkeren Verbreitung von Elektromobilität hauptsächlich in den Niederspannungsnetzen auftreten und dort vorrangig in den meist schwächer dimensionierten ländlichen und vorstädtischen Netzgebieten mit Wohnbebauung. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass sich durch E-Mobile die bisher zur Netzplanung verwendeten Lastprofile der Verbraucher vollständig ändern werden.

Besonders zutreffend ist dies in Wohngebieten, in denen bei entsprechender Verbreitung die Leistungsnachfrage durch zeitgleiche Ladevorgänge die bisherige Haushaltsnachfrage bei weitem übersteigt. Als ein größeres Problem als die thermische Überlastung von Netzbetriebsmitteln hat sich bei den Netzsimulationen die Thematik der Spannungshaltung herausgestellt. Es zeigte sich, dass bereits eine kleine Anzahl zeitgleicher Ladevorgänge an stationsfernen Netzknoten zu einer Verletzung des zulässigen Spannungsbandes führen kann. Aufgrund der robusteren Auslegung von Industrie- und Gewerbegebieten wegen der hohen Energienachfrage industrieller Verbraucher wirkt sich der zusätzliche Verbrauch von E-Mobilen hier verhältnismäßig weniger stark aus als in den Niederspannungsnetzen von Wohngebieten. Thermische Engpässe durch E-Mobile sind bei einer moderaten Verbreitung in Gewerbegebieten zunächst nicht zu erwarten, dennoch kann es bei zeitgleichen Ladevorgängen ebenso wie in den Niederspannungsnetzen von Wohngebieten zu großen Spannungsabfällen entlang der Abgänge kommen. Abhilfe können zentrale Ladeparkplätze schaffen. Auf die vorgelagerten Mittelspannungsnetze sind die Auswirkungen von E-Mobilen relativ begrenzt.

Bei der Anwendung von Strategien zur Ladesteuerung ist darauf zu achten, dass einheitliche Sperr- und Freigabesignale für das gesamte Netzgebiet gegenteilige Effekte hervorrufen können und die Spitzenlasten teilweise erhöhen. Eine individuelle Ansteuerung der Ladevorgänge führt zu einer Glättung der Nachfrage und ermöglicht einen Einfluss auf die Spannungsabweichungen an bestimmten Netzknoten, ist aber wesentlich aufwendiger in der Umsetzung.

Als alternative Zwischenlösung zur Vermeidung von Netzverstärkung würde sich eine zeitlich variable einheitliche Anpassung der maximalen Ladeleistung der Ladestationen im Netzgebiet anbieten.

## 8.3. VK-Geschäftsmodelle - regulatorische Voraussetzungen

Im Rahmen des Projektes wurden die in Tabelle 8.1 zusammengefassten Geschäftsmodelle im VK als Markt mit Kosten und Erlösen modelliert.

**Tab. 8.1: Abgebildete Geschäftsmodelle im VK**

Geschäftsmodell	Kriterium	Nutzen
Bilanzkreisausregelung	Subbilanzkreis von VK und Ladesäulen	Minimierung Kosten für Bilanzabweichungen
Spotpreisgeführtes Laden	Bezug außerhalb Subbilanzkreis	Kostenbewusstes Laden
Vermiedene Netznutzung	Leistungspreis	Senkung der maximalen Leistungsanspruchnahme
Minutenreserve	Simulation Regelkraftwerk	Zusätzliche Erlöse

### Spotpreisgesteuertes Laden

Der Preis je kWh für den Endkunden an dem Ladepunkt setzt sich aus verschiedenen Komponenten wie Großhandelspreis Strom, Netznutzungsentgelte, Umlagen (EEG, KWK), Margen und Steuern zusammen. Derzeit ist nur der Großhandelspreis Strom einer zeitlichen Änderung unterworfen, die anderen Positionen sind bezogen auf ein Jahr konstant. Ein sich zeitlich über den Tag veränderlicher Preis für den Endkunden ist derzeit nur durch den Börsenpreis definiert. Je nach Eindeckungsstrategie des Stromlieferanten kann dieser den an der Börse zu zahlenden Preis als Anteil am Gesamtpreis direkt an den Kunden weitergeben. Aus Risikosichtweise deckt sich der Lieferant aber nicht vollständig am stundenscharf gehandelten Spotmarkt (day-ahead) oder viertelstundenscharf gehandeltem Intradaymarkt ein, sondern kauft auch mittel- und langfristige Terminprodukte (Base, Peak), welche nur eine Preisänderung am Tag zur Folge haben. Das Gesamtportfolio ergibt sich aus der Überlagerung vieler solcher Geschäfte („hedging“).

Im Rahmen des Projektes wurde von einer 1:1 Zuordnung des Großhandelspreises Strom auf den Ladepreis ausgegangen, referenziert am EPEX-Spotpreis day-ahead:

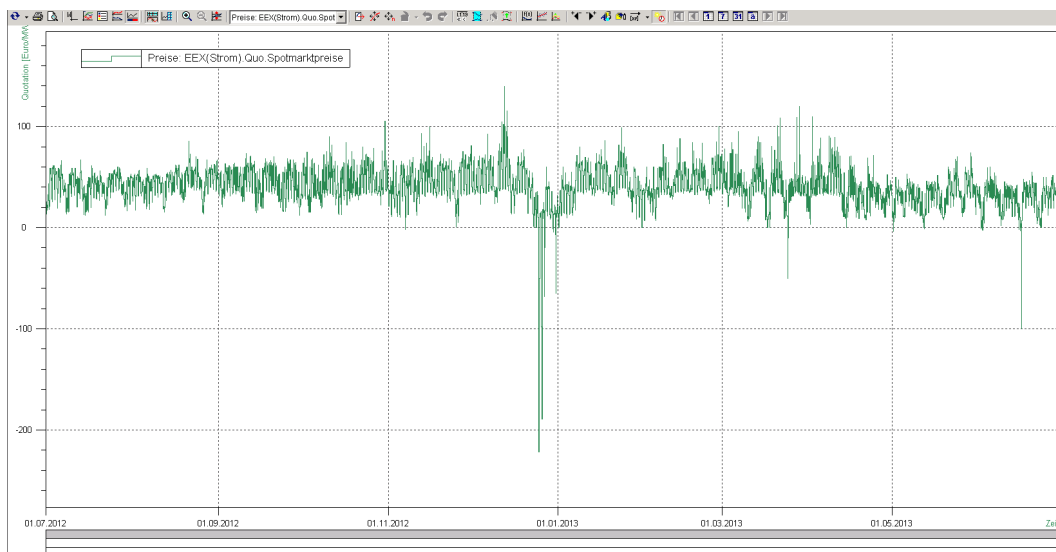


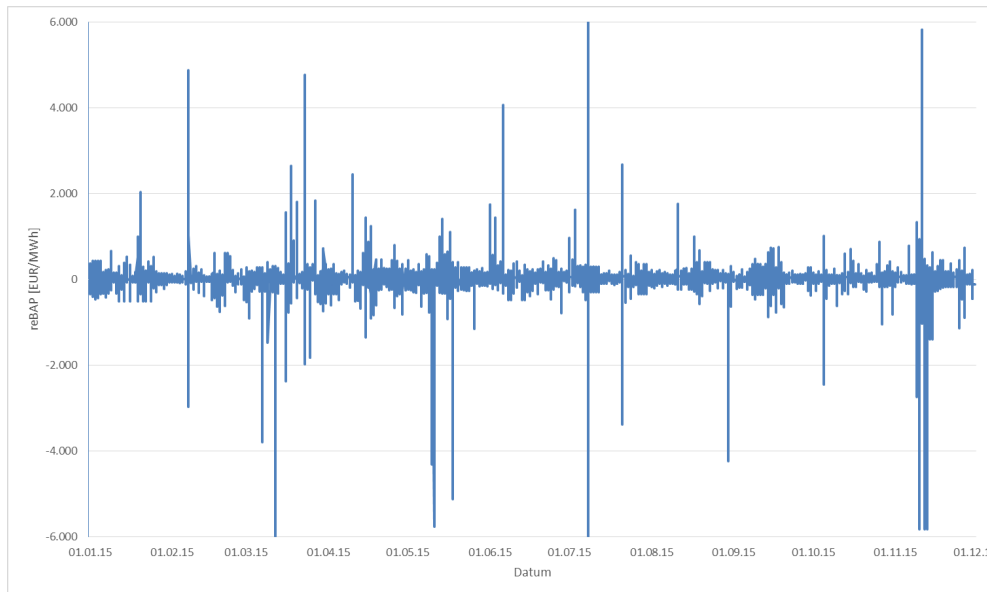
Abb. 8.1: Stündlicher Spotpreis an der Börse EPEX

Der Preis ist volatil und in einigen Fällen auch negativ. Es ist eine ausgeprägte Tages- und auch Wochencharakteristik erkennbar. Für das VK wird eine stundenscharfe Prognose des EPEX-Spotpreises (day-ahead) benötigt. Der Anreiz ist also, in Zeiten geringer Börsenpreise zu laden und teure Zeiten zu vermeiden.

### Bilanzkreisausregelung

Die zentrale Aufgabe des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) ist die Einhaltung eines ausgeglichenen Saldos aller im Bilanzkreis zusammengefassten Erzeuger und Verbraucher. Dazu gehört die Erstellung eines Fahrplans „heute für morgen“ auf Basis von Prognosen, aber auch die Einhaltung des Saldos im laufenden Tag. Abweichungen zwischen dem am Vortag abgegebenen Fahrplan und dem wirklichen Verlauf resultieren in der kostenpflichtigen Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie als Systemdienstleistung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), der sog. reBAP (regelzonenübergreifenden Bilanzausgleichsenergiepreis), der im Vergleich zum Spotmarkt sehr volatil ist:





**Abb. 8.2: Verlauf des reBAP in 2015**

Durch eine laufend aktualisierte Last- und Einspeiseprognose im aktuellen Tag können erkennbare Abweichungen des Bilanzkreises von dem angemeldeten Fahrplan durch den BKV selbst durch seine verfügbaren Erzeuger und auch Verbraucher (DSM), also die Ladezeitpunkte, meist im Vergleich zum reBAP kostengünstiger ausgeregelt werden.

In Abgrenzung zur Minutenreserve ist hier keine Präqualifikation, keine Auktionsteilnahme und auch keine ggf. notwendige Abmeldung zur Vermeidung einer Pönale notwendig. Die Erbringung erfolgt quasi im Innenverhältnis ohne Bekanntgabe nach außen.

Für das Virtuelle Kraftwerk wird eine viertelstundenscharfe Preisprognose des reBAP benötigt. In Abgrenzung zur Regelleistung muss diese Leistung als Flexibilität auch nicht über eine Zeitscheibe von mindestens 4h zur Verfügung gestellt werden; jede 1/4h, in der diese Leistung angeboten werden kann, hat auch einen monetären Beitrag.

## Sekundär- und Minutenreserve

Der Zugang zu dem bundesweit einheitlich ausgeschriebenen Regelenenergiemarktes für Minutenreserve und Sekundärreserve ist reglementiert. Derzeit muss jede technische Einheit einzeln präqualifiziert werden. Allerdings dürfen diese Anlagen in einem Pool zusammengefasst und dann als eine Einheit vermarktet werden. Die aktuelle Mindestgebotsgröße beträgt 5 MW. Vermarktet wird über die Internetplattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Ausgeschrieben werden derzeit bei Minutenreserve für den Folgetag jeweils Vierstundenprodukte (00-04 Uhr, 04-08 Uhr, etc.) und bei Sekundärreserve HT- und NT-Scheiben für jeweils eine gesamte Woche, in beiden Fällen getrennt nach negativer bzw. positiver Regelleistung.

Positive Regelleistung bedeutet, dass die vermarkteten technischen Einheiten ihre abgegebene Leistung (Erzeugersichtweise) erhöhen. Dies erfolgt entweder durch eine Erhöhung einer Erzeugungsleistung oder Verringerung einer Last. Bei negativer Regelleistung wird umgekehrt die Erhöhung einer elektrischen Last bzw. die Verringerung einer Einspeisung angeboten.

Technisch wird über einen zentralen Server der ÜNB automatisiert die Minutenreserve abgerufen. Dazu wird bei Minutenreserve ein Fahrplan mit der Dauer und Höhe des Abrufes an den Pool übermittelt, im Falle von Sekundärreserve direkt online als Regelsignal. Bei Minutenreserve muss innerhalb von 15 Minuten, bei Sekundärreserve innerhalb von 5 Minuten (bzw. 30 Sekunden erkennbar) die abgerufene Leistung zur Verfügung gestellt werden. Dem ÜNB muss das Summensignal des Pools über Fernwirktechnik zur Verfügung gestellt werden.

Das Vergabeverfahren ist eine zweistufige Merit-Order. Im ersten Schritt werden alle abgegebenen Angebote je Produktscheibe für den bundeseinheitlichen, d. h. regelzonenübergreifenden Bedarf entsprechend Ihres Leistungsbereitstellungspreises aufsteigend sortiert. Diese Liste wird, beginnend

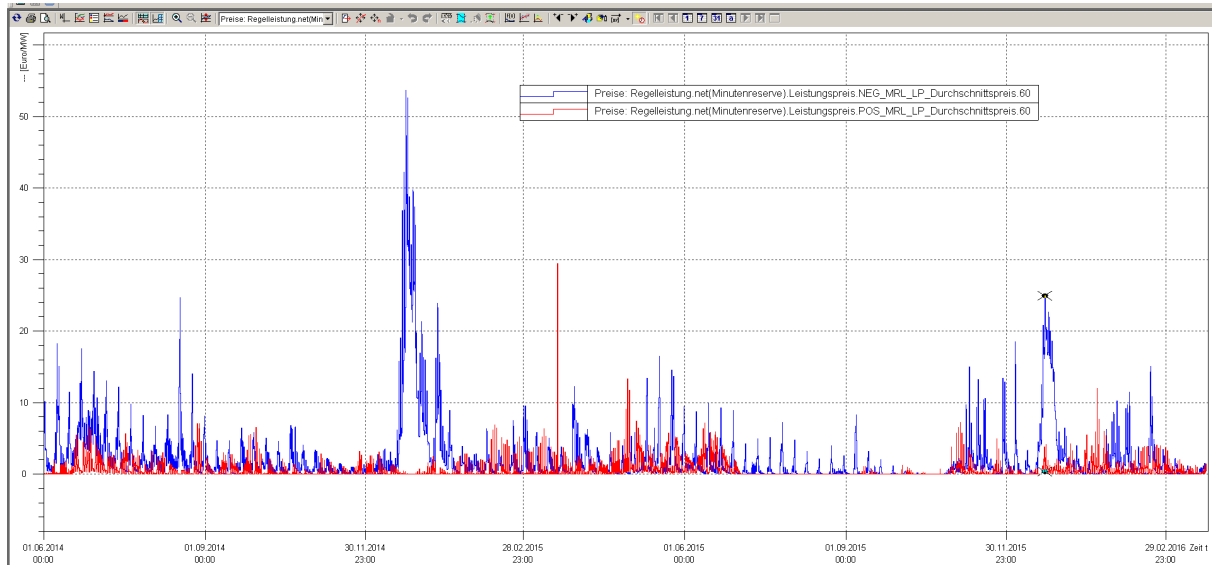
mit dem günstigsten Angebot, solange durchgegangen, bis die ausgeschriebene Leistung für die Produktscheibe erreicht worden ist. Das letzte und damit aufgrund der Sortierung teuerste Gebot markiert für diesen Tag und diese Produktscheibe damit den Grenzpreis der Leistungsbereitstellung. Da in Abgrenzung zu einem Börsenpreis (Spotmarkt) hier somit kein settlement price entsteht, für den dann alle Anbieter für den identischen Preis vermarkten, gibt es auch nicht einen eindeutigen Leistungsbereitstellungspreis. Veröffentlicht werden der genannte Grenzleistungspreis und der mengengewichtete Durchschnittspreis über alle mit einem Zuschlag versehenen Angebote. Für alle Auswertungen im Rahmen dieses Projektes wurde dieser Durchschnittspreis verwendet. Entsprechend der Merit-Order Logik der Auktion sinkt mit steigendem Angebotspreis die Zuschlagswahrscheinlichkeit.

Die so vermarktete Leistungsbereitstellung stellt den einen Teil der Wertschöpfung bei der Regelleistungsbereitstellung dar. Der andere ist die von den ÜNB vergütete, im Abruffall real gelieferte Energie. Mit dem im ersten Schritt der Merit-Order abgegebenen Angebot wurde auch bereits ein Arbeitspreis mit abgegeben. Die ÜNB sortieren die aktiven Angebote am Erfüllungstag neu unter aufsteigender Sortierung nach dem Arbeitspreis. Im Abruffall ermittelt der abrufende ÜNB den Bedarf innerhalb einer Produktscheibe in MW und fährt diese Liste aufsteigend ab, bis die benötigte Leistung bereitgestellt worden ist. Auch hier hängt die Abrufwahrscheinlichkeit von dem abgegebenen Preis ab. Im Falle der positiven Regelleistung vergütet der abrufende ÜNB die zusätzlich zum Fahrplan des Bilanzkreisverantwortlichen, in denen die angebotenen technischen Einheiten liegen, gelieferte Energie mit diesem Arbeitspreis. Gleichzeitig wird der Fahrplan des Bilanzkreisverantwortlichen geändert, so dass der Abruf selbst nicht zu Bilanzkreisabweichungskosten führt.

Im Falle der negativen Regelleistung tritt der abrufende ÜNB bilanziell in die Verpflichtung der Lieferung ein. Wird also eine elektrische Last erhöht bzw. eine Einspeisung verringert, so führt dies zu einem dann nicht mehr ausgeglichen Bilanzkreisfahrplan (relativ zum am Vortrag definierten). Diese Energie wird vom ÜNB quasi kostenlos geliefert. Daher sind auch öfter negative Arbeitspreise bei der negativen Regelleistung zu beobachten, im Falle eines Erzeugers stehen dem auch eingesparte Brennstoffkosten gegenüber.

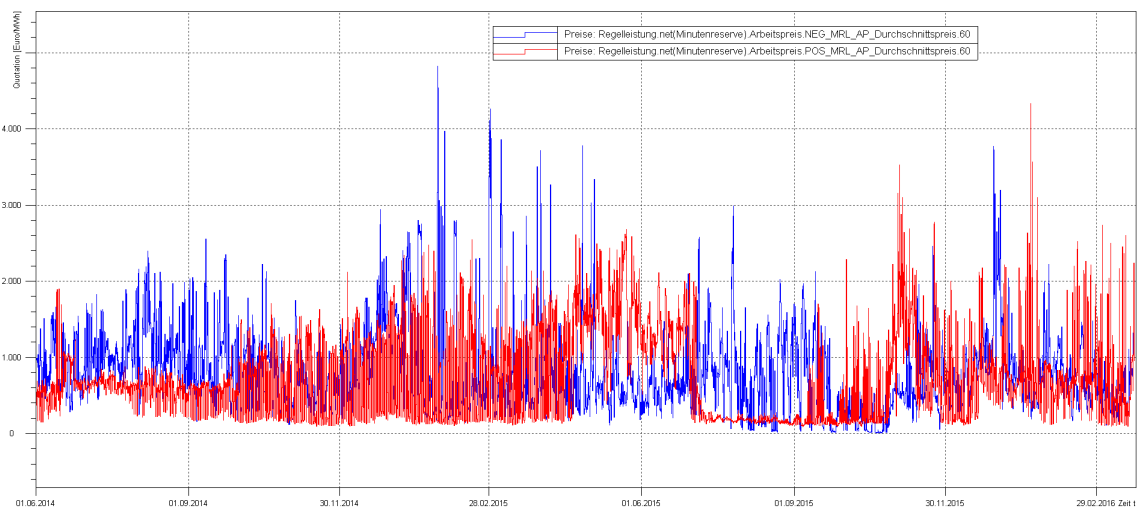
Für das VK wurde die Teilnahme am Regelenergiemarkt simuliert. Eine Präqualifikation der aggregierten Ladeleistungen der E-Mobile als demand side management (DSM) für Minutenreserve erscheint noch wirtschaftlich, der Aufwand für Sekundärreserve, vor allem auf der Leittechnikseite, durch eine ständige online-Verbindung als zu hoch.

Außerdem bedingt die Abgabe eines Regelenergieangebotes die Notwendigkeit, einen Fahrplan oder wenigstens einen Sollwert für die Gruppe der Ladepunkte angeben zu können. Von diesem Arbeitspunkt aus muss ein konstanter Hub, entweder positiv oder negativ, über die gesamte Gebotsscheibe hin ermöglicht werden. Im Falle der Sekundärreserve würde das für mindestens 8 Stunden (HT-Zeit) entweder einen Verzicht auf geplante Ladeleistung (um negative SRL anbieten zu können) oder ein konstantes Laden ohne Unterbrechung (um positive SRL anbieten zu können) bedeuten. Dies erscheint aufgrund des prognostizierten Ladebedarfs unrealistisch. Bereits die vier Stunden einer Minutenreservegebotsscheibe sind eine Herausforderung. Daher wurde nur die Minutenreserve berücksichtigt. Dabei wurde von einem Poolzugang ausgegangen, es besteht also keine Mindestvermarktungsgröße. Benötigt wurden für die Simulation der Leistungsbereitstellungspreis und ein Arbeitspreis jeweils für die negative und positive Minutenreserve. Ebenfalls musste eine Abrufwahrscheinlichkeit angenommen werden, mit der es bei dem angebotenen Arbeitspreis zu einem Abruf der Regelenergie durch den ÜNB kommt. EUS stellte diese Zeitreihen als historische Daten für die Simulation zur Verfügung. Bezüglich der Leistungsbereitstellung ergab sich als gemittelter Wert über alle zugeschlagenen Gebote der folgende Verlauf:



**Abb. 8.3: Verlauf des Minutenreserve-Leistungsbreitstellungspreise (Mittelwert über alle bezuschlagten Gebote)**

Der Mittelwert über alle positiven Gebote in dem Analysezeitraum 01.06.2014 bis 25.3.2016 betrUG für negative MRL 2,171 EUR/MWh/4h und für positive MRL 0,597 EUR/MWh/4h. Bei den Arbeitspreisen waren diese vorrangig von der Abrufwahrscheinlichkeit abhängig. Die Mittelwerte über alle Abrufe war hier 821 EUR/MWh/4h bei negativer und 759 EUR/MWh/4h bei positiver MRL. Setzt man eine Abrufwahrscheinlichkeit von 20% an so ergeben sich Arbeitspreise von ca. 300 EUR/MWh/4h, also ca. 75 EUR/MWh für negative und von ca. 260 EUR/MWh/4h, also ca. 65 EUR/MWh für positive MRL. Also kombinierter Erlös für das Anbieten von negativer Minutenreserve ergaben sich damit: ca. 0,15 EUR/MWh (LP) plus 65 EUR/MWh(AP)\*20% = 13,15 EUR/MWh und bei negativer Minutenreserve von ca. 0,54 EUR/MWh(LP) plus 75 EUR/MWh(AP)\*20% = 15,54 EUR/MWh. Dies sind im Vergleich zu den durchschnittlich am EPEX-Spotmarkt erlösten Preisen ca. 31 EUR/MWh im gleichen Zeitraum geringe Erlöse. Der Einfluss der simulierten variablen Netzentgelten (siehe Abschnitt. 4.3.1) war deutlich höher.



**Abb. 8.4: Verlauf des Minutenreserve-Arbeitspreises (Mittelwert über alle bezuschlagten Gebote)**

### Vermiedene Netznutzung

Die Netznutzungsentgelte eines VNB beinhalten auch die Kosten für den Bezug aus dem vorgelagerten Netz. Neben dem Arbeitspreis je MWh ist hier der Leistungspreis, bezogen auf den höchsten 1/4h-scharfen Bezug aus dem vorgelagerten Netz, dominant. Eine Senkung dieser Spitze durch zum einen zeitnahe Prognose und zum anderen aktiven Einsatz der Elemente eines Smart Grids (Erzeuger, Verbraucher/DSM, Speicher) kann diese Spitze und damit das Netznutzungsentgelt z.B. durch eine Lastverschiebung gesenkt werden.

Aus Sicht der Verteilnetzbetreiber werden die so vermiedenen Kosten derzeit durch die Kostenwälzung direkt an die Endkunden weitergegeben. Erbringt die Spitzenlastoptimierung jedoch eine eigenständige Kraftwerksgesellschaft, so werden die vermiedenen NNE an diese weitergeben und stellen ein nennenswertes Potential dar.

Für das Virtuelle Kraftwerk bedeutet dies, dass die gesamte aus dem vorgelagerten Netz bezogene Leistung als Überlagerung der Netzlast und der geplanten Ladeleistungen modelliert werden muss. Diese Übergabeleistung wird mit einem jährlichen Leistungspreis, bezogen auf die höchste 1/4 h-Last, belegt. Dieser Leistungspreis beträgt laut Preisblatt E-Netz Südhessen auf der Niederspannungsseite ca. 59.000 EUR/MW/a. Ausschlaggebend ist dafür die Leistungsspitze in der 1/4h der Spannungsebenenhöchstlast sowie in der 1/4h des maximalen Bezugs aus der vorgelagerten Spannungsebene (Mittelspannung).

### Regulatorische Einschätzung

Erkennbar ist, dass der nationalweit angebotene Regelenergiemarkt deutlich weniger attraktiv ist als ein (bisher nur simulierter) lokaler Flexibilitätsmarkt. Diese muss allerdings von dem lokalen VNB aufgespannt und entweder betrieben oder hinsichtlich der ausgeschriebenen Produkte und deren Höhe wenigstens definiert werden.

Derzeit gilt für VNB: Entweder die VNB holen sich die Investitionen des Netzausbaus über die Regulierungsbehörde in Form einer Umlage über die Netzentgelte zurück (CAPEX) oder sie setzen auf eine aktive Netzführung (OPEX), indem sie quasi das Management der Engpässe und der Knappheit vermarkten. Die Investition in Netzausbau wird von den Regulierungsbehörden als CAPEX zur Umlage über die Netzentgelte meist akzeptiert. Dagegen erkennen diese kontinuierliche Betriebskosten (OPEX) einer aktiven Netzführung, zu denen auch die Personalkosten zählen, für eine solche Umlage nur an, wenn sie detailliert, auch bzgl. Ihrer Einsparung gegenüber eines Netzausbaus, nachgewiesen werden. Unter Umständen erkennt der Regulierer diese Betriebskosten aber nicht an.

Eine Alternative wäre die Einführung lokaler Märkte, für die zwei Varianten in Frage kommen. Bei der ersten schreibt der VNB die Leistungen - ähnlich wie bei den ÜNB - in einem zuvor festzulegenden Markt aus. Das hätte den Charme, dass die Netzentgelte unverändert blieben. Allerdings bedarf diese Spielart im Sinne einer wettbewerbsrechtlich konformen Preisabbildung ausreichender Akteure. Dazu kommt ein hoher Aufwand, eine solche Vermarktungsplattform zu betreiben. Der lokale Markt muss daher gegebenenfalls deutlich größer dimensioniert werden, als es der Engpass eigentlich erfordert.

Variante 2 beinhaltet die Einführung flexibler Netzentgelte, mit denen die Betreiber auf aktuelle Netzsituationen reagieren können. Auch daraus resultiert letztendlich eine Art lokaler Markt. Der ist charakterisiert durch gleiche Bedingungen für alle in Abgrenzung zu einem gegebenenfalls als „merit order“ organisiertem lokalem Regelenergie- beziehungsweise Flexibilitätsmarkt. Da nur Verbraucher Netzentgelte bezahlen, stellt sich die Frage, wie Einspeiser für netzdienliches Verhalten via Entgelte einen Bonus erhalten können. Dabei sind die Zeiten, zu denen definierte Netzentgelte gelten, nicht im Vorfeld per Preisblatt definierbar. Sie ergeben sich aus der jeweiligen Netzsituation. Die Kriterien der Auswahl verschiedener Preisstufen der Netzentgelte können allerdings in einem Preisblatt geregelt werden.

Denkbar sind aber auch langfristige Tarife, wobei der VNB festlegt, welche Preise von allen Verbrauchern zu welchen Zeiten zu entrichten sind. In diesem Sinne stellen die aktuellen Preisblätter für Netzentgelte für Wärmepumpen, als abschaltbare Verbraucher, mit dem Recht des VNB, diese zeitweise abzuschalten, bereits einen lokalen Flexibilitätsmarkt dar, der derzeit allerdings wenig genutzt wird.

Die zunehmende Anzahl dezentraler Erzeuger stellen das ehemals zentralistisch in großen Regelzonen organisierte Energieversorgungssystem vor Anforderungen, die in der Konzeptionsphase so nicht berücksichtigt worden sind. In der VDE-STUie „Der zelluläre Ansatz“ wird konsequent der Lösungsweg verfolgt, die Anzahl der zu regelnden und beobachtenden aktiven Elemente (Einspeiser, regelbare Verbraucher und Batterien) wieder auf eine systemtechnisch handhabbare Größenordnung je Regelzelle zu reduzieren. Aus dieser Strategie ergibt sich die Notwendigkeit, Systemdienstleistungen wie Flexibilität und eine Art Regelenergie, im Sinne von zu- oder abschaltbarer Leistung und Erzeugung gegeben falls auch in kürzeren Produktscheiben wie im nationalen Regelenergiemarkt, in diesen Zellen zu erbringen, zum Beispiel als lokaler Markt. Die Bieter auf diesem Markt würden sich als Aggregation einem virtuellen Kraftwerk zur Koordinierung der lokalen Assets bedienen.

Genauso, wie derzeit die ÜNB Regelenergie bundesweit ausschreiben, würde dann dieses Verfahren analog auch im Rahmen lokaler Märkte erforderlich werden. Die VDE-STUie „Regionale Flexibilitätsmärkte“ stellt einige Möglichkeiten hierfür vor.

Derzeit ist der Endkundenpreis durch konstante und netzsituationsunabhängig starre Netzentgelte, Steuern und Abgaben geprägt. Der Großhandelspreis ist zwar volatil, wirkt sich aber auf die Kosten der Endkunden aufgrund des dominanten Anteils der statischen Preisanteile nicht nennenswert aus. Damit schwankt der Endkundenpreis nur um wenige Prozent. Für eine erkennbare Reaktion sind STUien, wie etwa der von Web2Energy zufolge ([www.web2energy.com](http://www.web2energy.com)), aber Preisschwankungen um das Vierfache des Grundpreises notwendig. Das wiederum würde die Einführung einer dynamischen Komponente hinsichtlich der Berechnung der Netzentgelte oder die Akzeptanz additiver lokaler Märkte bedeuten. Für die Abrechnung eines variablen Tarifes sind Smart Meter zur zeitlich korrekten Erfassung der Verbräuche notwendig.

Solche lokalen Unterschiede sind ein Allokationssignal für Kapitalgeber und damit ein Anreiz, in dezentrale Erzeugung zu investieren. Die entsprechenden Software-Lösungen für den Betrieb und die Steuerung virtueller Kraftwerke hält der Markt schon bereit, die geringe Preisvolatilität begrenzt nur derzeit deren Wirtschaftlichkeit.

## 8.4. Optimierungsergebnisse des VK und Empfehlungen

Die Ergebnisse des VK bestätigen die zuvor in Kapitel 4 und Abschnitt 8.4 getroffenen Schlussfolgerungen. Die Ladeempfehlungen, entweder als Preis oder als abgeleitete Ampelphasen, folgen solange im Wesentlichen dem EPEX-Spotpreis, wie die dort dominierende bundesweite Residuallast und Wind- und PV-Einspeisung in guter Korrelation zum betrachteten lokalem Netz ist. Treten allerdings lokal Engpässe in Form von Spannungsbandverletzungen oder Wirkleistungsgrenzen auf, so ist ein lokaler Flexibilitätsmarkt zur Umgehung eben dieser durch die Ladepunkte und den Ladebedarf der E-Mobile induzierter Probleme geeignet, um durch operative Maßnahmen wie Lastverschiebung teure Investitionen in Primärtechnik wie Transformatoren und Leitungen zu verhindern.

Ebenfalls zeigt sich der Wert stationärer Speicher. Diese können ebenfalls viel lokal erzeugte, auch regenerative Energie aufnehmen, ohne den Ortsnetztransformator an dessen Grenzen zu bringen. Dies bedingt allerdings ein VK, in dem nicht nur ein Batteriemanagement, sondern ein integriertes Energiemanagement aller lokaler Erzeugungen, der Speicher und der Lasten behandelt wird.

Darüber hinaus ist aus den ermittelten Ampelphasen erkennbar, dass längst nicht die gesamte Parkzeit der E-Mobile auch als Ladezeit genutzt werden muss, um den gewünschten Ziellfüllstand der Batterien am Ende der Parkzeiten zu erreichen. Es besteht also ein nennenswertes Lastverschiebepotential, welches die Optimierung des VK auch auszunutzen sucht.

Allerdings ist eine stärkere Fächerung der Empfehlung in Richtung der Nutzer sinnvoll. Im Projekt wurde ein Schwellwert (mit Hysterese) definiert, ab dem die Empfehlung von Grün nach Rot kippt. Die Stärke bzw. der monetäre Wert dieser Empfehlung blieb den E-Mobilnutzern bisher verborgen. Hier wäre eine direkte Durchgabe eines Preissignals ggf. zielführender als die binäre Empfehlung aus Rot/Grün. Es darf bei E-Mobilnutzern allerdings auch nicht ein Wissen für die Einschätzung eines solchen Preises vorausgesetzt werden, daher sollte neben dem eigentlichen Preis auch weiterhin eine Einschätzung, z.B. durch eine Angabe des minimalen und maximalen Preises (ggf. aus der Historie eines Jahres), mitgeliefert und grafisch sinnvoll dargestellt werden.



### 8.5. Möglichkeiten zur Beeinflussung des Nutzerverhaltens

Die Nutzerdatenerhebungen auf quantitativen und qualitativen Ebenen haben ergeben, dass die Nutzer ein hohes Interesse an der Thematik Elektromobilität haben und demgegenüber offen eingestellt sind. In den Workshops hat sich gezeigt, dass vor allem unter den Teilnehmenden ein hoher Informations- und Erfahrungsaustausch stattfand. Nach den Auswertungen konnte aber festgestellt werden, dass die Nutzer im Alltag kaum bereit sind, ihr Mobilitätsverhalten an die momentanen Rahmenbedingungen der Elektromobilität, wie beispielsweise die oft als ungenügend empfundene Reichweite und das Fehlen einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur, anzupassen. Ähnlich verhält es sich mit der Beeinflussung des Ladeverhaltens. Die Bereitschaft, sich an den Rot-Grün-Phasen zu orientieren und dementsprechend Ladevorgänge und Fahrten zeitlich zu verschieben, besteht. Jedoch konnte durch die Ladetagebücher festgestellt werden, dass weniger als die Hälfte der Ladungen tatsächlich in einer Grünphase stattfanden. Die Nutzer möchten das Laden so unkompliziert wie möglich und idealerweise automatisiert in den Alltag integrieren.

Die Rot-Grün-Phasen-Ampel, die im Projekt als Anreiz für eine Verhaltensänderung gesetzt wurde und das umweltbewusste Handeln der Nutzer ansprechen sollte, war nicht für alle Teilnehmenden ausschlaggebend, Fahrten und Ladungen zu verschieben. Jedoch wurde im Projekt diskutiert, dass finanzielle Anreize Veränderungen hervorbringen können. Aus den qualitativen Erhebungen ging hervor, dass ein Preisstufensystem, basierend auf den Rot-Grün-Phasen, ein Bonuspunkte- oder Prämiensystem, für die Nutzer als sinnvoll erscheint. Grundlage der These bildete eine Diskussion im Konsortium, bei der die Akzeptanz einer längeren Strecke zu einer günstigeren Tankstelle, thematisiert wurde. Diese These wurde aber im Rahmen des Projektes Well2Wheel nur aufgestellt und nicht bestätigt oder widerlegt.

Nutzerinformationssysteme wie die Lade-App, die im Projekt in einer prototypischen Version von Nutzern getestet wurde, werden positiv wahrgenommen und lassen sich gut in die technische Umgebung des Alltags integrieren. Die Forschungsfrage, welche Angebote im Bereich Nutzerinformationen und Fahrinformationssysteme sinnvoll wären, wurde im Projekt nicht bearbeitet. Jedoch gibt es aus den Workshops Hinweise, dass in diesem Bereich ein großes Potenzial für die Elektromobilität steckt.

### 8.6. Schlussfolgerungen zur Zuverlässigkeit und Sicherheit der Ladeinfrastruktur

#### 8.6.1. Qualitative Bewertung des Gesamtsystems der Ladeinfrastruktur

Da sich die in Abschnitt 7.2 vorgestellte Analyse auf generische Annahmen zum Systemdesign bezog und mittels qualitativer Annahmen erfolgte, ist voranzustellen, dass alle Fehlerbeziehungen grundsätzliche Möglichkeiten darstellen. Für konkrete Einzelsysteme sind diese jedoch individuell verschieden hinsichtlich der Plausibilität, Relevanz oder deren Wahrscheinlichkeit. Wie zuvor bereits erläutert wurde, wurden keine Wahrscheinlichkeiten des Eintretens ursächlicher Fehler und entsprechender Auswirkungen erhoben, da dies nur für konkret zu untersuchende Systeme möglich bzw. sinnvoll ist. Dennoch ist rein qualitativ betrachtet die Menge möglicher Fehler mit potenziell gefährlichen Folgen, insbesondere infolge von unsachgemäßer Handhabung bzw. versehentlicher Fehlnutzung oder widriger Umgebungseinflüsse, nicht prinzipiell zu vernachlässigen. Dies gilt insbesondere angesichts entsprechender Zukunftsszenarien mit höheren Zahlen kommerziell verfügbarer Ladestationen, die in entsprechender Frequenz und mitunter überhöhter Intensität genutzt werden. Dies erfordert eine systematisch auf Sicherheit und Zuverlässigkeit ausgerichtete Gestaltung von Ladeeinrichtung und umgebenden Anlagen, sowie angemessener Instandhaltungs- und Prüfungsroutinen. Die Risikominderung liegt in maßgeblichen Teilen auch beim Betreiber der Anlage, indem dieser z.B. den technischen Zustand entsprechend aufrechterhält. Doch mit zunehmend starker Verbreitung und Nutzung durch einen sehr großen Nutzerkreis können auch wenig wahrscheinliche Szenarien und besondere Ereigniskombinationen mit Regelmäßigkeit nicht begründet vernachlässigt werden. Daher wurden die Fehleranalysen hinsichtlich solcher Aspekte, die einen Einfluss hinsichtlich

der Sicherheit und Zuverlässigkeit haben können, ausgewertet und zu einer Liste allgemeiner zuverlässigkeits- und sicherheitsrelevanter Aspekte für kabelgebundene Ladestationen zusammengefasst (vgl. Tabelle 8.1).

**Tab. 8.2: Exemplarische Zusammenstellung von Aspekten und Beispiele möglicher Maßnahmen zur zuverlässigkeits- und sicherheitsbewussten Gestaltung von Ladeplätzen**

Allgemeine Aspekte zum Erreichen einer sicheren und zuverlässigen Nutzung kabelgebundener Ladestationen (Zusammenstellung exemplarisch und nicht abschließend; für konkrete Auslegungen und Installationen sind umfassende Gefährdungsanalysen, sowie Sicherheits-, Instandhaltungs- und Prüfkonzepte unumgänglich)		
Phase	Aspekt	Beispiele
<b>Systemdesign und Konstruktion</b>	Mechanische Einwirkung	- Zugentlastung des Kabels am Stecker - Robustheit gegen Bruch des Steckers durch (mehrfaches) Herabfallen bzw. Überfahren
	Umgebungseinflüsse	- Beständigkeit hinsichtlich Witterung und UV-Einstrahlung - Beständigkeit gegenüber Medieneinflüssen - Dichtheit gegenüber Feuchteinfluss
<b>Betrieb</b>	Instandhaltung	- Prüfung der Unversehrtheit von Isolationselementen - angemessene Inspektionszyklen - Vorgaben zu präventiver Instandsetzung
	Prüfung	- Spezifikation hinreichender Prüfungsverfahren - regelmäßige unabhängige Überprüfung
<b>Gestaltung von Ladeplätzen und Peripherie</b>	Schutz vor Feuchtigkeit und Schmutz	- Vermeidung von Wasseransammlung - ausreichender Schutz elektrischer und elektronischer Komponenten vor witterungsbedingtem Niederschlag - Vermeidung von groben Schmutzpartikeln am Ladeplatz
	Kabelführung, Kabelaufbewahrung	- Vermeidung von Schlaufenbildung und Verdrillen - Vermeidung von Überfahren des Kabels - Vermeidung von mechanischer Spannung des Kabels
	Tektonik	- Abrundung von Kanten zu Vermeidung von Knicken bzw. Abscheren des Kabels - ausreichende Distanzierung unbeteiligter Personen (ggf. baulich)
	Beleuchtung	- Bedienbarkeit - Erkennbarkeit von Hindernissen (insbes. Kabel) (- subjektives Sicherheitsempfinden)

Dies gilt selbstverständlich in ähnlicher Weise auch für privat installierte Ladestationen, die nur einem begrenzten Personenkreis zugänglich sind, auch wenn für diese möglicherweise reduzierte Beanspruchungsannahmen zugrunde gelegt werden könnten, soweit die Zuverlässigkeit betroffen ist. Für Fehlerursachen mit sicherheitsrelevanten Auswirkungen empfiehlt sich diese Unterscheidung hingegen nicht. Hierzu muss im Rahmen des Inverkehrbringens solcher Systeme für hinreichende Aufklärung zum Betrieb Sorge getragen werden.

Als Handlungsanweisung wird empfohlen, für eine konkrete Infrastruktur Analysen in der hier vorgestellten Weise durchzuführen, wobei der vorhandene generische Datenbestand zur Erstellung der Kausalbeziehung zwischen Fehlzuständen verwendet werden kann. Die Erweiterung im konkreten Anwendungsfall würde dann die Anpassung an das gegebene System und die Bewertung der Auftretenswahrscheinlichkeiten der Fehlerursache einschließen.

### 8.6.2. Schlussfolgerungen aus der Betriebsfestigkeitsbewertung des Ladesteckers

Die Analyse des Einsteckvorgangs aus Kap. 7.3 zeigt, dass der Ladestecker durch das Gehäuse geführt wird, bevor die stromleitenden Komponenten in Kontakt kommen. Dadurch entstehen nur geringe Fluchtungsfehler beim Einstecken des Kontaktstifts in die Kontaktbuchse. Die am Kontaktstift und der Kontaktbuchse entstehenden Beanspruchungen sind daher unabhängig von dem Neigungswinkel des Ladesteckers beim Einstecken.

Die numerischen und experimentellen Untersuchungen zeigen, dass die Kontaktbuchse und der Kontaktstift durch äußere Belastungen nicht signifikant beansprucht werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Lasten im Wesentlichen durch das Gehäuse des Ladesteckers abgeleitet werden.

Der Ermüdungsfestigkeitsnachweis auf Basis der numerischen Simulation ergibt für die Steckverbindung (Kontaktbuchse mit Ringfeder und Kontaktstift) eine zulässige Einsteckhäufigkeit von 40.000 Zyklen. Es wird generell empfohlen, für eine konkrete Steckverbindung eine analoge Betriebsfestigkeitsbewertung vorzunehmen und dann die ermittelte ertragbare Einsteckhäufigkeit mit der im Betrieb zu erwartenden Häufigkeit gegenüberzustellen.

### 8.6.3. Schlussfolgerungen aus experimentellen Untersuchungen der Steckverbindung

Das Fügen und Trennen der reversiblen Steckverbindung lässt sich mit Hilfe einer einfachen Belastungseinheit im Labor experimentell simulieren, was in Kap. 7.4 gezeigt wurde. Werden die Auswirkungen der mechanischen Belastung über die Lebensdauer analysiert, so sind drei unterschiedliche Stadien bzw. Schädigungsmechanismen anhand der benötigten Einpresskraft detektierbar.

1. Aufgrund der Flächenpressung zwischen Steckerpin und Hülse wird die Beschichtung, bei dem untersuchten Steckerpin handelt es sich um eine Zinnbeschichtung, abgetragen. In der Folge nimmt die benötigte Einpresskraft bis zu ihrem Maximalwert zu.
2. In diesem Stadium sind die Einpresskurven nahezu konstant, da zum einen der Steckerpin und die Hülse eingeschliffen sind und zum anderen die Folgen der Relaxation der Kupfer-Hülse noch nicht in der Einpresskraft messbar sind.
3. Bei weiteren Wiederholungen nimmt die benötigte Einpresskraft wieder ab. Dies lässt sich nur durch auf ein Nachgeben der Flächenpressung infolge der Relaxation der Hülse zurückführen. Zumal ein weiterer Abrieb der Oberfläche kaum noch feststellbar ist.

Der Schädigungsverlauf im ersten Stadium lässt sich durch eine Variation der Beschichtung beeinflussen. Weiterhin sind die Schädigungsverläufe im ersten und dritten Stadium abhängig von der lokalen Flächenpressung. Diese wiederum ist u.a. durch die Dimensionierung der Passung von Steckerpin zu Hülse abhängig. Eine weitere Beeinflussung der Relaxation im dritten Stadium kann nur durch einen Austausch der Kupfer-Legierung erfolgen.

### 9. Öffentlichkeitsarbeit

Das Projekt Well2Wheel wurde von einer breiten Öffentlichkeitsarbeit zur Propagierung neuer Erkenntnisse begleitet. Dazu haben alle Projektpartner aktive Beiträge geleistet.

#### 9.1. Internet, Medien und Projektvideo

Zum Projektstart wurde zu einer Pressekonferenz eingeladen, die eine Reihe von Presseberichten über das Projekt zur Folge hatte.

Der Flyer zum Projektstart wurde erstellt und vom Projektträger freigegeben.

Unter [www.well2wheel.de](http://www.well2wheel.de) ist unter der Leitung der ENTEGA die Internetpräsenz zum Forschungsprojekt entstanden.

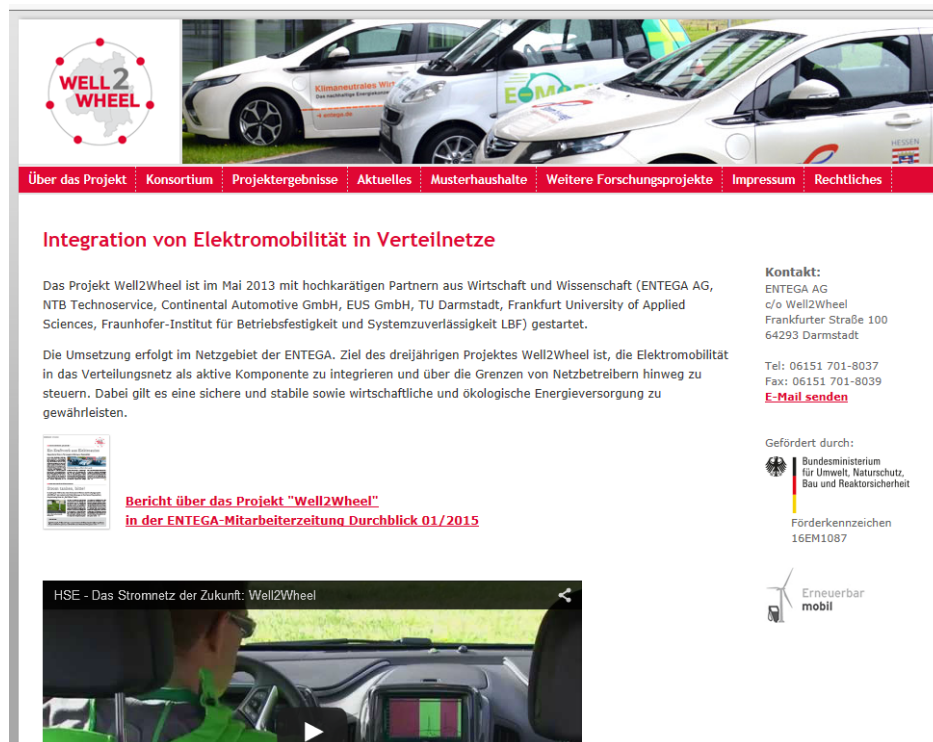


Abb. 9.1: Übersicht Internetpräsenz

Die Homepage gibt einen Überblick zum Projekt, dem Konsortium und den Projektergebnissen. Auch die Ampelphasen sind im Internetauftritt integriert und könnten von den Nutzern unter Eingabe eines Links abgerufen werden. Im Rahmen des Projektes wurde ein Film produziert, der den Projekteinhalt gut und verständlich darstellte. Dieser ist ebenfalls auf der Internetpräsenz abrufbar.

Folgendes Beispiel ist im Projektfilm zur Mobilität zwischen den verschiedenen Netzgebieten abgebildet: Darmstadt als Oberzentrum hat viele Berufspendler aus dem Umland. Aus Sicht eines Netzbetreibers heißt das, an Arbeitstagen sind zusätzliche hohe Kapazitäten bereitzustellen, damit alle E-Mobile aus dem Umland wieder aufgeladen werden können und am Abend pendelt sich der normale Strombedarf in den Netzgebieten wieder ein.

Die Elektromobilität in das virtuelle Kraftwerk eines modernen Stromnetzes zu integrieren und über die Grenzen einzelner Netzbetreiber zu steuern, das ist das Ziel aller Well2Wheel Verbundpartner.



Abb. 9.2: Übersicht der Pendlerströme aus Film am Morgen (oben) und am Abend (unten)

## 9.2. Veranstaltungen und Workshops

Im Projektverlauf wurden sowohl projektinterne Workshops und Informationsveranstaltungen durchgeführt, als auch Projektergebnisse auf externen Workshops diskutiert. Tabelle 9.1 gibt dazu den Überblick:

Tab. 9.1: Übersicht über die W2W-Aktivitäten auf Veranstaltungen

Veranstaltung	Partner	Ort	Zeitpunkt	Inhalt
International Smart Grids Action Network	NTB	Salzburg	13.-14-5. 2016	Workshopbeitrag
Deutsch-Niederländische Wirtschaftsforum	NTB	Stuttgart	5.6.2013	Workshopbeitrag
SafeEmobility 2013	ENTEKA	Karlsruhe	19.6.2013	Präsentation
MitAussteller auf der IAA	ENTEKA FRA-UAS	Frankfurt	12.-22.9. 2013	Ausstellung
Teilnahme eCarTec und eCarTec Award	ENTEKA	München	15.-17.10. 2013	Präsentation
9. ÖGOR - IHS Workshop und ÖGOR-Arbeitskreis, „Mathematische Ökonomie und Optimierung in der Energiewirtschaft“	EUS	TU Wien	6.3.2014	Vortrag: Von der Kraftwerkseinsatzplanung zum Smart Grid
Energieforen Leipzig, „Dezentrale Energieversorgung – Smart Grids“	EUS	Leipzig	19.3.2014	Vortrag: Reale Wertschöpfung mit VKW



Veranstaltung	Partner	Ort	Zeitpunkt	Inhalt
Symposium "In touch with tomorrow"	ENTEKA und Projekt-partner	Darmstadt	6.10.2014	Vorträge: Elektromobilität und Energieversorgung der Zukunft
Konferenz – Forschungs-campus - Nachhaltige Mobilität	FRA-UAS	Frankfurt	9.10.2015	Vortrag: Nutzerverhalten in der Elektromobilität – Erste Erkenntnisse aus dem Projekt Well2Wheel

### 9.3. Publikationen

Projektergebnisse wurden in den „Proceedings“ wichtiger nationaler und internationaler Konferenzen sowie in Fachzeitschriften veröffentlicht.

Die Publikationen und Tagungsbeiträge sind in einer Referenzliste zusammengefasst, die kontinuierlich gepflegt wird. Besonders hervorzuheben ist, dass das Projektteam Beiträge auf den drei wichtigsten internationalen Kongressen 2013 und 2014 platzieren konnte (Abbildung 9.3).

 <p>CIRED Workshop - Rome, 11-12 June 2014 Paper 0040</p> <p><b>INTEGRATION OF ELECTROMOBILITY IN A DISTRIBUTION GRID: RESULTS OF THE BEACON PROJECT "WELL2WHEEL"</b></p> <p>Peter FRANZ TU Darmstadt – Germany peter.franz@e5.tu-darmstadt.de</p> <p>Jutta HANSON TU Darmstadt – Germany jutta.hanson@e5.tu-darmstadt.de</p> <p>Arnaud HOFFMANN TU Darmstadt – Germany arnaud.hoffmann@re.tu-darmstadt.de</p> <p>Bernhard FENN HSE AG – Germany bernhard.fenn@hse.ag</p>	 <p>CIGRE Paris 25.-29.8.2014</p> <p>21, rue d'Artois, F-75008 PARIS http://www.cigre.org</p> <p>C6-205 CIGRE 2014</p> <p><b>Integration of electric-cars into an existing Virtual Power Plant – Experiences from a lighthouse project</b></p> <p>B. FENN<sup>1</sup>, A. DOSS, B.M. BUCHHOLZ, V. BUEHNER, P. FRANZ, A. HOFFMANN HSE AG NTB Technoservice EUS / Kisters TU Darmstadt Germany</p>
<p><b>VDE-KONGRESS 2014 SMART CITIES</b></p> <p><b>Einbindung des Lademanagements von elektrischen Fahrzeugen in den virtuellen Kraftwerksbetrieb</b></p> <p>B.M. Buchholz<sup>1</sup>, V. Böhner<sup>2</sup>, B. Fenn<sup>3</sup>, P. Franz, J. Hanson<sup>4</sup>, L.W. Tiede<sup>5</sup> <sup>1</sup>NTB Technoservice, PF 13, 90600 Pyrbaum, <a href="mailto:Bernd.Buchholz@ntb-technoservice.com">Bernd.Buchholz@ntb-technoservice.com</a> <sup>2</sup>EUS GmbH, 59439 Dortmund, <sup>3</sup>HSE AG, 64293 Darmstadt, <sup>4</sup>TU Darmstadt, 59439 Darmstadt, <sup>5</sup>Continental Automotive GmbH, 93055 Regensburg</p>	 <p>23<sup>rd</sup> International Conference on Electricity Distribution Lyon, 15-18 June 2015 Paper 1265</p> <p><b>ENERGY MANAGEMENT OF PRIVATE HOUSEHOLDS WITH ELECTRIC VEHICLES AS ACTIVE CONSUMERS IN THE GERMAN RESEARCH PROJECT "WELL2WHEEL"</b></p> <p>Peter FRANZ TU Darmstadt – Germany peter.franz@e5.tu-darmstadt.de</p> <p>Bernd M. BUCHHOLZ NTB Technoservice – Germany bernd.buchholz@ntb-technoservice.com</p> <p>Volker BUEHNER EUS GmbH – Germany volker.buehner@eus.de</p> <p>Bernhard FENN HSE AG – Germany bernhard.fenn@hse.ag</p> <p>Lutz-Wolfgang TIEDE Continental – Germany lutz-wolfgang.tiede@continental-corporation.com</p> <p>Jutta HANSON TU Darmstadt – Germany jutta.hanson@e5.tu-darmstadt.de</p>

Abb. 9.3: Wichtige Tagungsbeiträge des Projektteams

Well2Wheel war auf dem CIRED-Workshop in Rom vom 11.-12.Juni 2014 mit dem Beitrag [29] vertreten.

Der wissenschaftliche Aufsatz mit dem Titel

**„Integration of electric-cars into an existing Virtual Power Plant – Experiences from a lighthouse project“**

wurde von der CIGRE für den Weltkongress 2014 (> 3000 internationale Teilnehmende) in Paris angenommen.

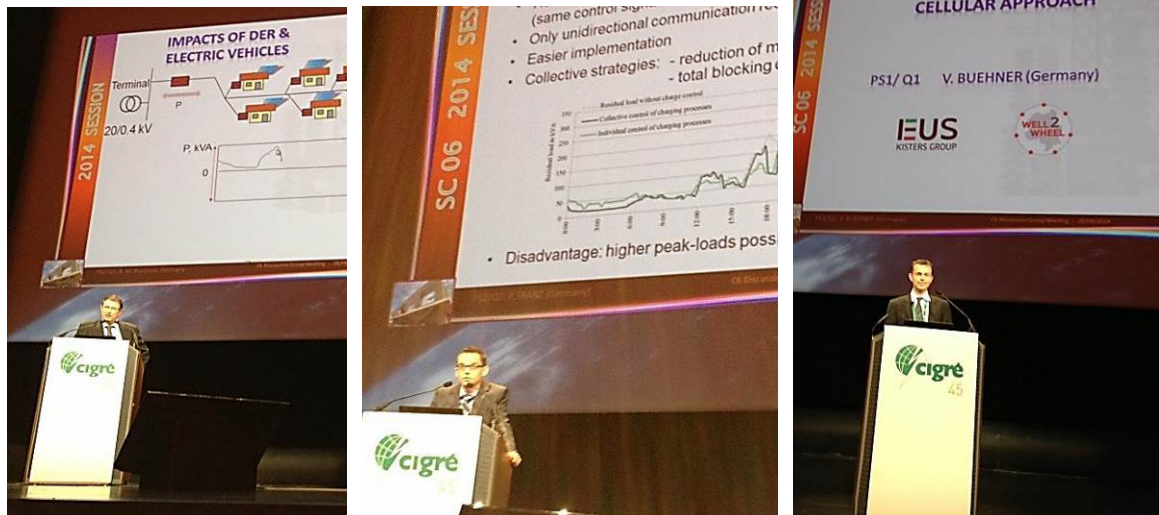


Abb. 9.4: Dr. Buchholz, Herr Franz und Dr. Bühner auf dem Podium des CIGRE-Kongresses

Im Rahmen des CIGRE-Weltkongresses vom 24.-29.08.2014 in Paris konnten die drei Projektpartner EUS, NTB und TU zusätzlich mit insgesamt sieben Diskussionsbeiträgen entscheidend zum Gelingen der Tagung des STUy Committee C6 „Netzintegration verteilter Erzeuger“ beitragen (Abbildung 9.4).

In der Sonderausgabe der Fachzeitschrift *Energiewirtschaft* zur Hannover Messe Industrie 2014 wurden ausgehend vom Projekt die Herausforderungen und Potenziale der Elektromobilität in den Verteilungsnetzen in einem Artikel beschrieben.

Interessante Ergebnisse des Projekts wurden im Rahmen des VDE-Kongress „Smart Cities – Intelligente Lösungen für das Leben in der Zukunft“ in Frankfurt präsentiert und diskutiert.

Auf der internationalen Konferenz „Distributech 2015“ in San Diego (USA) hielt Herr Franz (TU) ebenfalls einen Vortrag zu den Projekthaltungen.

Auch zur CIRED 2015 in Lyon wurde ein wissenschaftlicher Aufsatz zum Projekt Well2Wheel angenommen.

Tabelle 9.2 gibt einen Überblick der Publikationen zum Projekt Well2Wheel.

Tab. 9.2 Überblick zu projektbezogenen Veröffentlichungen

Konferenz/ Zeitschrift	Titel	Partner
CIGRE 2014 Paris	Integration of electric-cars into an existing Virtual Power Plant – Experiences from a lighthouse project	ENTEKA, EUS, NTB, TU
CIGRE 2016 Paris	Smart grids for rural conditions and e-mobility - Applying power routers, batteries and virtual power plants	EUS, TU
CIRED 2014 Rom	Integration of electromobility in distribution grid: results of the beacon project "Well2Wheel"	ENTEKA, TU
CIRED 2015 Lyon	Energy management of private households with electric vehicles as active consumers in the German research project Well2Wheel	ENTEKA, EUS, NTB, TU
Distributech 2015, IEEE San Diego 2015	Integration of Electric Vehicles into a Virtual Power Plant: The German Research Project "Well2Wheel"	Continental, ENTEKA, EUS, NTB, TU
ICREPQ, Madrid 2016	Impact of Battery Charging of Electric Vehicles on Power Quality in Smart Homes and Low-Voltage Distribution Networks	TU
VDE-Kongress 2014	Einbindung des Lademanagements von elektrischen Fahrzeugen in den virtuellen Kraftwerksbetrieb	Continental, ENTEKA, EUS, NTB, TU
Konferenz/	Titel	Partner

Zeitschrift		
ETG Fachtagung: Von Smart Grids zu Smart Markets 2015	Querverbund und Virtuelle Kraftwerke - Betriebsoptimierung von Strom, Wärme, Gas, E-Mobilität unter Einbeziehung der Speicher und Märkte	EUS
EW Spezial Hannover Messe, Elektromobilität 2014	Herausforderungen und Potenziale für die elektrischen Verteilnetze am Beispiel des Forschungsprojektes „Well2Wheel“	TU
Informatik im Alltag	Forschungsprojekte widmen sich der Lösung von gesellschaftlichen Problemen	FRA-UAS
eMobility 09/2014	E-Mobilitätsmanagement im Projekt Well2Wheel	ENTEGA
ETG-Mitgliederinformation-2015-2	Erweiterung von virtuellen Kraftwerken – Einbeziehung von E-Mobilität, Speichern und aktiven Netzelementen	EUS
Darmstädter Echo, 28.04.2014	Pilotprojekt "Well2Wheel"	ENTEGA
Zeitschrift „Konstruktion“, Ausgabe 9/2016 (in Vorbereitung)	Aspekte der Zuverlässigkeit und Sicherheit der Ladeperipherie in der Elektromobilität	Fraunhofer LBF

Damit wurden die Resultate des Projekts einer breiten deutschen und internationalen Öffentlichkeit zugänglich gemacht und trafen jeweils auf ein breites Interesse.  
Alle Konferenzbeiträge wurden in den entsprechenden Proceedings publiziert.

### 10. Referenzen

- [1] Zusammenfassender Jahresbericht 2013/14 - Projekt: Well2Wheel „W2W“, Dokument: 140728W2W-Jahresbericht 2014-VF.docx
- [2] Zusammenfassender Jahresbericht 2014/15 - Projekt: Well2Wheel „W2W“, Dokument: 150727W2W-Jahresbericht 2015-VF.docx
- [3] W2W-Bericht: *Pflichtenheft Betriebsplattform* vom 14.8.2014. Dokument: 140508-2-01-Pflichtenheft-VF
- [4] Klobasa, M. (2007): *„Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“*. ETH Zürich, Zürich.
- [5] Buchholz, B.M.; u.a.: *„Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende. Anforderungen an künftige Übertragungs- und Verteilungsnetze unter Berücksichtigung von Marktmechanismen“*. STUie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Frankfurt, Februar 2013
- [6] FZJ: *„Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen“*. Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich (2012).
- [7] P. Franz et al. *„Integration of electromobility in a distribution grid: results of the beacon project Well2Wheel“*. CIRED Workshop, Rome (2014).
- [8] BDEW: *„Standardlastprofile Strom“*. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin (2014).
- [9] V. Buehner et al.: *„Smart grids for rural conditions and e-mobility - Applying power routers, batteries and virtual power plants“*. CIGRE Conference, Paris (2016).
- [10] Franz P. u .a.: *„Einbindung des Lademanagements von elektrischen Fahrzeugen in den virtuellen Kraftwerksbetrieb“*. VDE Kongress, Frankfurt (2014).
- [11] VDE: *„E-Mobile - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf“*. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt (2010).
- [12] BMWi: *„Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010“*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin 2011.
- [13] Fraunhofer: *„Regional Eco Mobility 2030 - Systemkonzepte für die urbane Mobilität von morgen“*. Fraunhofer ISI, Karlsruhe (2015).
- [14] DIN EN 50160: *„Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“*. Deutsche Norm, Februar 2011.
- [15] P. Franz et al.: *„Energy management of private households with electric vehicles as active consumers in the German research project Well2Wheel“*. CIRED Conference, Lyon (2015).
- [16] KNX Association: *„KNX Solutions“*. www.knx.org, Brussels (2014).
- [17] Hegger M.: *„Sonnige Aussichten - Das SurPLUShome des Team Germany zum Solar Decathlon 2009“*, Müller + Busmann Verlag, Wuppertal (2010).
- [18] M. Khederzadeh: *„Power quality assessment in distribution systems embedded with electric vehicle and its enhancement by optimal charging“*. CIRED Conference, Lyon (2015).
- [19] M. Grasel et al.: *„Results of harmonic interactions of EV chargers and PV systems“*. CIRED Conference, Lyon (2015).
- [20] L. Kutt et al.: *„A review of the harmonic and unbalance effects in electrical distribution networks due to EV charging“*. IEEEIC, Wroclaw (2013).
- [21] D. Qin et al.: *„Impact analysis of Electric Vehicle charging on distribution system“*. North American Power Symposium, Champaign (2012).
- [22] D. Batorowicz et al.: *„Impact of Battery Charging of Electric Vehicles on Power Quality in Smart Homes and Low-Voltage Distribution Networks“*. ICREPQ, Madrid (2016).
- [23] Schäfer P. K.; Schmidt K, Knese D., Hermann A., Blätzel-Mink, B., Lanzendor, M., Buchsbaum M., Dalichau D., Hattenhauer M., Weber J., Prill T., Schubert S., Hermenau, U., Tandler, M.: *Sozialwissenschaftliche Begleitforschung in der Modellregion Elektromobilität Rhein Main: (2011) [https://www.frankfurt-university.de/fileadmin/de/Fachbereiche/FB1/Forschung/Neue\\_Mobili%C3%A4t/Res%C3%BCmee\\_Elektromobili%C3%A4t\\_Sozialwissenschaftliche\\_Begleitforschung.pdf](https://www.frankfurt-university.de/fileadmin/de/Fachbereiche/FB1/Forschung/Neue_Mobili%C3%A4t/Res%C3%BCmee_Elektromobili%C3%A4t_Sozialwissenschaftliche_Begleitforschung.pdf) (März 2016)*
- [24] IEC 62196-2, 2014. Stecker, Steckdosen, Fahrzeugkupplungen und Fahrzeugstecker - Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen - Teil 2: Anforderungen und Hauptmaße für die

- Kompatibilität und Austauschbarkeit von Stift- und Buchsensteckvorrichtungen für Wechselstrom. IEC, Genf
- [25] VDA, 2012. Qualitätsmanagement in der Automobilindustrie Band 4: Sicherung der Qualität in der Prozesslandschaft, Kapitel: Produkt—und Prozess-FMEA. Verband der Automobilindustrie e.V., Frankfurt/M.
- [26] DGQ 2012. FMEA - Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse. 5. Auflage. Hrsg.: Deutsche Gesellschaft für Qualität e.V., Frankfurt. Berlin, Wien, Zürich. Beuth, Berlin
- [27] FKM-Richtlinie, Rechnerischer Ermüdungsfestigkeitsnachweis für Maschinenbauteile aus Stahl, Eisenguss- und Aluminiumwerkstoffen, 6. Überarbeitete Ausgabe, Forschungskuratorium Maschinenbau (FKM), VDMA-Verlag, Frankfurt/Main, 2012
- [28] Pressenotiz zur Bundespressekonferenz des VDE am 19.2.2013. [www.vde.com](http://www.vde.com)
- [29] B. Fenn, O. Hopp, M. Ahner, B.M. Buchholz, V. Buehner, A. Doss, N. Hess, W. Wagner, Z.A. Styczynski; *Advanced technologies of Demand Side Integration by VPPs and through smart metering in households – Experiences from a lighthouse project*. CIGRE 2012, C6-1-108, Paris, 26th – 31st August 2012