

FuE-Programm "Schaufenster Elektromobilität" der Bundesregierung

Gemeinsamer Abschlussbericht

Vorhabenbezeichnung:

**„TwinLab: Micro Smart Grid EUREF“
(Schaufensterprojekt D3)**



Laufzeit des Vorhabens:

vom:

01.03.2013.....

bis:

30.06.2016.....

Schaufenster

*Internationales Schaufenster Elektromobilität
Berlin-Brandenburg*

Zuwendungsempfänger:

Innovationszentrum für Mobilität und gesellschaftlichen Wandel (InnoZ) GmbH

NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG

Reiner Lemoine Institut gGmbH

Schneider Electric GmbH

Stromnetz Berlin GmbH

Technische Universität Berlin

TU-Campus EUREF gGmbH

Förderkennzeichen:

16SBB016A

16SBB016G

16SBB016D

16SBB016I

16SBB016C

16SBB016E

16SBB016Hp

Abschlussbericht D3 – Micro Smart Grid EUREF



Life Is On



Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	III
Tabellenverzeichnis.....	VII
Executive Summary	1
1 Zielstellung des Verbundprojektes.....	2
1.1 Gesamtziel des Verbundes	2
1.2 Aufgaben der einzelnen Partner.....	4
2 Ausführliche Darstellung der erzielten Ergebnisse des Verbundprojektes	10
2.1 Darstellung in Bezug zum Arbeitsplan.....	10
2.1.1 AP1 Projektkoordination.....	10
2.1.2 AP 2 Konzeptionelle Begleitung	11
2.1.3 AP 3 Ausbau	37
2.1.4 AP 4 Betrieb.....	51
2.1.5 AP 5 Wissenstransfer.....	65
2.2 Leistung der einzelnen Verbundpartner.....	107
3 Darstellung wesentlicher Abweichungen zum Arbeitsplan.....	115
3.1 Power to Heat Anlage	115
3.2 Umbau Bestandsgebäude Grey Garage.....	115
3.3 Solar-Carshelter mit Glas-Glas-Modulen nach Insolvenz SOLON	115
3.4 Induktives Laden	115
3.5 Messtechnische Erfassung von Fahrzeugdaten	116
3.6 Zusammenfassung.....	117
4 Vergleich der Projektergebnisse zum internationalen Stand der Technik	118
5 Verwertung, Zukunftsaussichten und weiterer F&E-Bedarf.....	121

5.1	Darstellung des voraussichtlichen Nutzens, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses und der Erfahrungen.....	121
5.2	Veröffentlichungen, Vorträge.....	122
5.3	zukünftiger F&E Bedarf	127
6	Beitrag zu den förderpolitischen Zielen des Förderprogrammes Schaufenster Elektromobilität.....	129
7	Literaturverzeichnis	130
8	Anhang.....	135
8.1	Definition der Key Performance Indicators (KPI)	135
8.1.1	Levelized Cost of Electricity (LCOE).....	135
8.1.2	Levelized Cost of Mobility (LCOM)	136
8.1.3	Treibhausgasemissionen der elektrischen Energie und der Elektrofahrzeuge	136
8.1.4	Energetische und zeitliche Autarkie.....	137
8.2	Erläuterung des Simulationstools	138
8.3	Robustheitsanalyse	141
8.4	Erstellung der Lastkurve der Ladeinfrastruktur für die Leistungsflusssimulationen	141
8.5	Auswertung der Ladeinfrastrukturdaten.....	144
8.6	Validierung des PV-Modells des Simulationstools Smooth.....	146
8.7	Netzkapazitätsanalyse am EUREF Campus.....	149
8.7.1	Spannungsniveau am Netzanschlusspunkt	149
8.7.2	Niederspannungsnetz EUREF-Campus	149
8.7.3	Ermittlung von Stark- und Schwachlastfall.....	150
8.7.4	Lastflussberechnungen	153
8.7.5	Ergebnisse	154
8.8	Thermische Fahrzeugvorkonditionierung von Elektrofahrzeugen	158

8.8.1	Messtechnische Untersuchungen an einem Elektrofahrzeug	158
8.8.2	Modellbildung	160
8.8.3	Definition der Randbedingungen	161
8.8.4	Ergebnisse Winterbetrieb	162
8.8.5	Ergebnisse Sommerbetrieb	165

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Überblick erfasster Batteriespeichertechnologien basierend auf 154 Li-Ionen, 34 Pb und 5 Natrium-Schwefel Batteriesystemen	15
Abbildung 2: Leistungs- und Innenwiderstandsmessung für eine Blei-Säure-Batterie mit einer Nennkapazität von 80Ah	16
Abbildung 3: Punktmodell des MSGs	19
Abbildung 4: Energiebedarf und -bereitstellung der MSG-Komponenten im Basisszenario	19
Abbildung 5: Planungs- und Steuerungsalgorithmus	22
Abbildung 6: Gesamtprozess bestehend aus einzelnen Optimierungsschritten	25
Abbildung 7 Prognose als Prozess	26
Abbildung 8 Tiefe Architektur für PV-Prognose	29
Abbildung 9 Beispiellastgänge aus dem Evaluationssatz.	30
Abbildung 10: D3 – EUREF Campus im Kontext des Planungssystems	34
Abbildung 11: DB-Zugriff über DB Agenten	36
Abbildung 12: Niederspannungshauptverteilung	41
Abbildung 13: Lithium-Ionenbatterie	42
Abbildung 14: Blockheizkraftwerk	43
Abbildung 15: Solarcarport nach Fertigstellung auf dem EUREF Campus	45

Abbildung 16: Bleibatteriecenter	46
Abbildung 17: Lernwerkstatt	48
Abbildung 18: Kleinwindenergieanlagen KD VK-58 auf Gasometer in Berlin-Schöneberg [Quelle: RLI]	49
Abbildung 19: Fernwirkkopf NBB (mitte)	51
Abbildung 20: Ursprüngliche Planung zum Anschluss von Gebäuden und Anlagen	53
Abbildung 21: Zähl- und Messkonzept.....	54
Abbildung 22: Verteilung der relativen Häufigkeiten der Windgeschwindigkeit auf dem Gasometer	55
Abbildung 23: Windrichtungsverteilung auf dem Gasometer [Angaben in m/s]	56
Abbildung 24: Leistungskurve der KWEA auf dem Gasometer (D3-Messdaten) im Vergleich zu Herstellerangaben und den Annahmen für die Simulationsberechnungen.....	57
Abbildung 25: Workshopergebnisse Szenario Campus.....	59
Abbildung 26: Basis Variante Eigentumsgrenzen	60
Abbildung 27: Betreiber- und Eigentümerstruktur	61
Abbildung 28: Vergleich der zeitlichen Autarkie (TA) über den spezifischen Systemkosten (LCOE) für MSG mit (OV2) und ohne (OV1) Drosselung der EE-Anlagenleistung zur Deckung des Energiebedarfs der Elektromobilität und Gebäudelast (2013) am EUREF Campus; Weiterhin hohe Kosten erfordern zusätzliche Maßnahmen für eine wirtschaftliche Betriebsweise eines MSG; Erläuterung zu hervorgehobenen MSG folgt im Text; markierter Strompreis repräsentiert den nivellierten Industriestrompreis über 20 Jahre	79
Abbildung 29: Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass MSG B mit kleiner Batteriekapazität deutlich geringer auf Abweichungen der Auslegungsparameter der EE-Technologien reagiert. Die Batterie hat demnach maßgeblichen Einfluss auf die Leistungsrobustheit eines Energiesystems	82

Abbildung 30: Die Netzeinspeisung überschüssiger Energie (OV3) als Gegenmaßnahme zur Abregelung von EE-Anlagen (OV 2) führt zu einer deutlichen Reduzierung der spezifischen THG-Emissionen auf das Niveau des deutschen EE-Mix. 84

Abbildung 31: Zusammenhang zwischen THG-Emissionen und Stromgestehungskosten für die Optimierungsvarianten OV 2 und OV 3; OV 3 bietet eine Senkung der THG-Emissionen bei gleichzeitiger deutlicher Reduzierung der Stromgestehungskosten um etwa 50 %..... 85

Abbildung 32: Links – zeitlicher Verlauf des Ladebedarfs der Elektromobilität mit stärkerer zeitlicher Verteilung bei erhöhtem Bedarf; Rechts – Jahresdauerlinie mit deutlicher Steigerung der stündlichen Leistungsmittelwerte und Abnahme der Zeiten ohne Ladebedarf. 86

Abbildung 33: Höherer Ladebedarf bewirkt Senkung des LCOE vor allem im unteren Autarkiebereich; Autarkiegrad wurde hier für anschaulichen Vergleich normiert..... 87

Abbildung 34: Vergleich der spezifischen THG-Emissionen für Systeme zur Deckung geringer Ladebedarfe (OV 3) und hoher Ladebedarfe (OV 3 (+)) am Campus EUREF 87

Abbildung 35: Die Mobilitätskosten (aus OV 3 (+)) für die optimierten MSG 4 und 5 gleichen den Kosten für die Ladung mit dt. Strommix (kein MSG). Die THG-Emissionen für die Antriebsleistung können durch ein optimiertes MSG jedoch halbiert und gegenüber dem konventionellen Vergleichsauto beinahe auf ein Drittel gesenkt werden..... 89

Abbildung 36: Maximale Einspeiseleistungen der EEA nach VDE-AR-N 4105 und DIN 50160.. 93

Abbildung 37: Maximale Ladeleistung durch EVs 95

Abbildung 38: Durchschnittliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge für vier Ladepunkte auf Basis von Messwerten sowie die Lade- und Entladeleistung des stationären Batteriespeichers eines Simulationsszenarios. Betrachteter Zeitraum: Januar bis Mitte Juni 2016 105

Abbildung 39: Projektschautafel 109

Abbildung 40: Dreiteiliger Algorithmus zur Modellierung, Simulation, Optimierung und Robustheitsanalyse bzw. Übertragbarkeit von MSG-Topologien und Betriebsstrategien..... 138

Abbildung 41: Überblick über die untersuchten Optimierungsvarianten und MSG-Konfigurationen 140

Abbildung 42: Lastgang und Jahresdauerlinie der Ladeinfrastruktur auf Basis von Messwerten aus einem Vorgängerprojekt des Jahres 2013	142
Abbildung 43: Kumulierte Energie des Lastprofils in Abhängigkeit der Stunde des Jahres und des Wochentages auf Basis von Messdaten aus einem Vorgängerprojekt des Jahres 2013...	143
Abbildung 44: Mittlere Ladeleistungen in Abhängigkeit der Stunde und Wochentag aus dem Jahr 2013 (links) und aus dem Jahr 2016 (Mitte) sowie die kumulierte Energie des Lastprofils aus dem Jahr 2016 dargestellt als Heatmap (rechts)	144
Abbildung 45: Vergleich des kumulierten Energiebedarfs der Ladeinfrastruktur auf Basis von Messwerten für das Jahr 2013 und 2016.....	145
Abbildung 46: Gegenüberstellung des monatlichen Energiebedarfs der Ladeinfrastruktur und der EE-Einspeiseenergie für das Jahr 2016	145
Abbildung 47: Vergleich von gemessener und simulierter Einspeiseleistung	147
Abbildung 48: Abweichung zwischen simulierter und gemessener PV-Leistung als Heatmap (links) und als Scatterplot mit allen Daten (Mitte) sowie mit bereinigten Daten (für Azimut von -60° bis +10°) (rechts).....	148
Abbildung 49: Vereinfachter Netzaufbau des MSGs als Single-Line Diagramm in PSS SINCAL	150
Abbildung 50: Gleichzeitigkeit der Ladesäulen je Monat im Jahr 2013	151
Abbildung 51: Maximale Einspeiseleistung der einzelnen EEA nach DIN 50160	154
Abbildung 52: Spannungsniveau an den Netzverknüpfungspunkten bei Steigerung der Einspeiseleistung durch EEA.....	155
Abbildung 53: Prozentuale Leitungsauslastung sämtlicher Leitungen im MSG (Schwachlastfall)	156
Abbildung 54: Prozentuale Leitungsauslastung sämtlicher Leitungen im MSG (Starklastfall) ..	157
Abbildung 55: Spannungsniveau an den Netzverknüpfungspunkten bei Steigerung der Ladeleistung durch EV	158
Abbildung 56: Messaufbau	159

Abbildung 57: Anordnung der Temperatursensoren und des Heizlüfters	159
Abbildung 58: Vereinfachter Aufbau der FGZ	160
Abbildung 59: Zeitdauer bis zum Erreichen der Solltemperatur in der FGZ ohne VK.....	162
Abbildung 60: Reichweitengewinn und Energieverbrauch einer PTC-Heizung und einer Solltemperatur von 22 °C in Abhängigkeit der Außentemperatur (Außenluftbetrieb).....	163
Abbildung 61: Reichweitengewinn und Energieverbrauch einer WP-Heizung und einer Solltemperatur von 22 °C in Abhängigkeit der Außentemperatur (Außenluftbetrieb).....	164
Abbildung 62: Zeitdauer bis zum Erreichen der Solltemperatur in der FGZ, ohne vorherige Vorkonditionierung, in Abhängigkeit der Außentemperatur und der Globalstrahlung	165
Abbildung 63: Reichweitengewinn und Energieverbrauch für verschiedene Globalstrahlungen bei einer VK-Dauer von 145 Minuten in Abhängigkeit der Außentemperatur (Außenluftbetrieb)	166
Abbildung 64: Reichweitengewinn und Energieverbrauch für verschiedene Globalstrahlungen bei einer VK-Dauer von 20 Minuten in Abhängigkeit der Außentemperatur (Außenluftbetrieb)	167

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anforderungen und Spezifikation ausgewählter Kriterien für die Auslegung, Standort und Betrieb von Lithium-Ionen-Batterie in Dezentraler Energiesysteme der Zukunft	14
Tabelle 2: KPI im Basisszenario	20
Tabelle 3 Algorithmen zur Prognose.....	28
Tabelle 4: Geplante und umgesetzte Anlagen im Projekt Micro Smart Grid: Twinlab.....	38
Tabelle 5: Ökologische Kennwerte am EUREF Campus [Quelle: RLI].....	50
Tabelle 6: Auflistung der Parametervariationen für die Optimierung	77
Tabelle 7: Auslegungsparameter und KPI der MSG mit verschiedenen Betriebsstrategien und auch Ladebedarfen; Diskussion von OV 3 und OV 3 (+) folgt weiter unten.....	81

Tabelle 8: Vergleich der zwei Konfigurationen MSG A und MSG B zeigt, dass die Änderung der Betriebsstrategie zur Kostenreduktion bei gleichzeitiger Zunahme der Autarkie führt.	82
Tabelle 9: Szenarien für Lastflussanalysen	92
Tabelle 10: Ergebnisübersicht	100
Tabelle 11: Resultierende monetäre Gewinne bei einem stationsgebundenem CS-Modell am Beispiel Flinkster	102
Tabelle 12: Veröffentlichungen (partnerübergreifend).....	122
Tabelle 13: Vorträge (partnerübergreifend).....	124
Tabelle 14: Beschreibung der angewandten Optimierungsvarianten	140
Tabelle 15: Parametervariation in der Monte-Carlo-Simulation.....	141
Tabelle 16: Lade- und Entladeleistungen der Batteriespeicher	152
Tabelle 17: Start-Annahmen der Lasten im Starklast-Fall.....	152
Tabelle 18: Start-Annahmen im Rückspeise-Fall	153
Tabelle 19: Übersicht der Simulationsrandbedingungen.....	162

Executive Summary

Im Rahmen des Projektes Micro Smart Grid EUREF stand die Integration der Integration von Elektromobilität in ein dezentrales Netz mit regenerativen Erzeugungsanlagen im Vordergrund. Dazu wurde zum einen auf Ergebnisse und Anlagen aus den vorangegangenen Projekten im Rahmen der Modelregion Elektromobilität, BeMobility und BeMobility 2.0, zurückgegriffen und sukzessive erweitert. Während des Projektes kam es zu Abweichungen zur ursprünglichen Planung zum Aufbau der Anlagen, sodass die Anlagen und Betriebsmittel in ein Bestandsgebäude integriert wurden. Während der Projektlaufzeit schieden die Partner Bombardier Transportation und Solon aus dem Projekt aus. Die geplanten Partnerbeiträge konnten dabei anderweitig trotzdem realisiert werden. So wurden innerhalb des Projektes ein Sloar-Carshelter mit Glas-Glas-Modulen aufgebaut, welcher DC gekoppelt eine Blei-Batterie versorgt. Darüber hinaus wurde der vorhandene Lithium-Ionen-Speicher um zwei weitere Stacks aufgestockt und ein Doppelschichtkondensator zum Ausgleich kurzfristiger Lasten integriert. Des Weiteren wurden 2 Car-sharingstationen mit insgesamt 36 Ladeplätzen aufgebaut und in die intelligente Steuerung des Micro Smart Grid, mit Hilfe einer SCADA, integriert. Die geplante Realisierung als Multisparten-Smart-Grid konnte hingegen nicht vollends umgesetzt werden, da die geplanten Anlagen (Elektrolyseur und Power-to-Heat Anlage) nicht realisiert werden konnten. Das Projekt wurde dabei in einer Vielzahl von Konferenzen und Vorträgen bekannt gemacht und zieht so bis heute internationale Gäste auf das Gelände. Darüber hinaus wurden die Forschungsergebnisse in einer Vielzahl von Veröffentlichungen dargestellt. Das im Projekt ausgebaute Micro Smart Grid bildet in der Zukunft den Nukleus für den Forschungscampus Mobility2Grid und steht so zur Untersuchung weiterer Forschungsfragen zur Verfügung. Darüber hinaus hat sich mit der inno2grid GmbH mittlerweile eine Betriebs- und Verwertungsgesellschaft gebildet, welche die gemachten Erfahrungen auf anderen Arealen zur Anwendungen bringen wird.

1 Zielstellung des Verbundprojektes

1.1 Gesamtziel des Verbundes

In der Gesamtvorhabenbeschreibung wurde das Ziel des Projekts wie folgt beschrieben:

„Ziel des Projektes D3 – Micro Smart Grid EUREF ist es, dieses [im Projekt BeMobility aufgebaute] MSG konsequent zu einem multidimensional vernetzten Forschungs- und Erprobungsnetz auszubauen und weiter zu entwickeln. Zu diesem Zwecke sollen neben der Installation weiterer Ladeinfrastruktur zum Erreichen von kritischen Massen auch neue Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten aufgebaut werden. Konzeptuell werden diese Komponenten derart geplant, dass sich möglichst viele verschiedenartige Erprobungsszenarien damit abbilden und Forschungsfragen bearbeiten lassen.“

So ist unter anderem geplant, innerhalb des MSG ein Sub-Cluster mit Erzeugungs- und Speichereinrichtungen, sowie elektromobilen Verbrauchern zu errichten, mit dem verschiedene Netzrestriktionen untersucht werden können, die auf Szenarien der dezentralen Energieerzeugung, z.B. auch in ländlichen Gebieten, übertragen werden können. Durch diese Ertüchtigung wird es möglich, das MSG vom übergeordneten Netz zu trennen und autark zu betreiben. Es können dann eine Vielzahl von Tests absolviert werden, mit denen die Netzstabilität in einzelnen Knotenpunkten unter Einfluss von elektromobilem Laden und Entladen untersucht und die für die flexible Netzführung mit den vorhandenen Anlagen nötigen optimalen Parameter ermittelt werden können. Durch die Integration von Gebäuden, Elektrofahrzeugen, Speichern und anderen Verbrauchern wird die Vielfalt der aufkommenden Lastprofile erheblich erhöht, was die Grundlage für eine Anwendung neuer Techniken wie Vehicle to Grid und Demand-Response-Management schafft. Mittels Echtzeitmonitoring sämtlicher Komponenten und intelligente Steuerung vor Ort können die untersuchten Fragestellungen aufbereitet, visualisiert und im Zusammenspiel mit lokalem Lastmanagement, gesteuertem Laden von Elektroautoflotten und der Verbindung zu anderen Energienetzen dargestellt werden. Operatives Ziel ist es dabei, die wachsende e-Carsharingflotte vor Ort mit 100 % Strom aus lokal erzeugten erneuerbaren Energien zu versorgen, um die CO₂-Emissionen auf 0 g/km senken zu können. Hierbei sollen insbesondere die durch die Integration von Wind- und Solaranlagen entstehenden Effekte auf das Stromnetz mit dem Ziel untersucht werden, diese zu minimieren. Damit wird auf die Ziele des energetischen Gesamtausbaus des EUREF-Campus zu einem CO₂-neutralen Stadtquartier eingezahlt. In die-

sem Stadtquartier sollen Forschung, Industrie, Gewerbe und Aus- und Weiterbildung in einem ganzheitlichen Konzept mit Modellcharakter integriert werden.

Das Micro Smart Grid wird ein essenzieller Bestand der Masterstudiengänge „Stadt und Energie“ der TU-Campus EUREF gGmbH. So wird das MSG nicht nur als technisches Lehrobjekt genutzt, sondern auch gleichermaßen durch die Studierenden beforscht und weiterentwickelt. An dieser Schnittstelle können auch verschiedene andere Fachbereiche, wie Flottenmanagement, Mobilitätsforschung oder die Entwicklung von Geschäftsmodellen mit einbezogen werden. Auf diese Weise wird eine praxisnahe und interdisziplinäre Ausbildung junger Fachkräfte auf universitärem Niveau realisiert, deren Erkenntnisse unmittelbar in das Projekt und in die Forschungsergebnisse einfließen. Darüber hinaus soll im Projekt eine Vernetzung der Aktivitäten mit denen aus den Schaufensterprojekten A4 Elektrische Flotten, D1 Integrationsplattform intelligente Netze, B2 Intelligente Mobilitätsstation, sowie F2 adaptive Mobilitätsdienste stattfinden, um Synergien zwischen den Akteuren nutzen zu können und eine Bündelung der Gesamteffekte im Schaufenster zu erzielen. Die über das Projekt A4 bereitgestellten Fahrzeuge werden zum Teil auf den Ladestationen des MSG EUREF positioniert, wodurch das Projekt D3 direkt zum Erreichen signifikanter Größen für einen Großteil der Untersuchungen beiträgt. Im Projekt Micro Smart Grid EUREF sollen außerdem innovative und zukunftsfähige Geschäftsmodelle entwickelt werden, die allen Stakeholdern eine nachhaltige ökonomische Perspektive bieten und gleichzeitig neue Technologien zum Erreichen der Energie- und Verkehrswende begünstigen, indem sie selbstständig tragende Business-Cases abbilden. Hier werden vor allem Lösungen für den operativen Betrieb von e-Flotten in Verbindung mit Smart Grid Konzepten entwickelt, die gerade auch branchenübergreifende Effekte mit einbeziehen. Dies ist in dieser Weise nur möglich, weil in diesem einzigartigen Umfeld die Anzahl der Beteiligten stark reduziert ist und diese zudem größtenteils Partner des Projektes sind, welche jeweils ein starkes Verwertungsinteresse an den Ergebnissen haben. Bei den Betrachtungen wird damit die gesamte Wertschöpfungskette bzw. Matrix der Elektromobilität betrachtet, die sowohl Energieversorger, Netz-, Flotten- und Gridbetreiber, Technologieunternehmen, als auch OEMs beinhaltet. Im Ergebnis soll ein Modell für eine Smart Grid-Betreibergesellschaft entwickelt werden, die einerseits auf eine optimierte Kooperation der an dem MSG EUREF beteiligten Firmen ausgelegt ist, andererseits aber auch als Blaupause für andere Projekte in diesem Bereich dienen kann. Damit wird den entwickelten Geschäftsmodellen ein rechtlicher Rahmen gegeben, der bisher unklare Fragestellungen, wie Lei-

tungsrechte und Netzbetrieb rechtsverbindlich und übertragbar regelt. Nicht zuletzt hat sich das Projekt zum Ziel gesetzt interoperable Lösungen für den operativen Betrieb von Flotten unter Berücksichtigung der Effekte auf und durch eine Vernetzung mit dem Energiesystem zu entwickeln. Hierbei werden vor allem nutzer- und anwenderbezogene Anforderungen mit einfließen, die in einem multi-methodalen Ansatz ermittelt wurden. Dieser kombiniert einerseits quantitative Methoden wie standardisierte Nutzer- und Online Befragungen, andererseits werden qualitative Methoden zum Einsatz kommen, mittels derer Nutzer schon in frühen Phasen der Konzeption und Entwicklung des MSG integriert werden.“

Über die lange Laufzeit des Projekts haben sich zwar einzelne Details der Zielstellung weiterentwickelt und geändert, die Kernziele sind jedoch unverändert geblieben. So mussten durch die Gründung der inno2grid als zukünftige Betriebs- und Verwertungsgesellschaft zusätzliche Fragestellungen beantwortet werden, darüber hinaus mussten durch Änderungen der Planungen und damit einhergehenden Umbau des Bestandsgebäudes „Grey Garage“ deutlich mehr Abstimmungen mit dem Eigentümer durchgeführt werden.

1.2 Aufgaben der einzelnen Partner

Innovationszentrum für Mobilität und gesellschaftlichen Wandel GmbH (InnoZ)

Das Innovationszentrum für Mobilität und gesellschaftlichen Wandel (InnoZ) GmbH ist ein Tochterunternehmen der DB Mobility Logistics AG, dem Wissenschaftszentrum Berlin für Sozialforschung (WZB) GmbH, der T-Systems International GmbH, der Siemens AG sowie dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR). Der Zweck dieser Forschungs- und Beratungsfirma ist es die zukünftigen Auswirkungen des demographischen und wirtschaftsstrukturellen Wandels auf die Bereitstellung sowie den Betrieb von Infrastrukturangeboten zu untersuchen und hieraus den entsprechenden Innovationsbedarf abzuleiten. Die beteiligten Unternehmen garantieren dabei eine umfassende interdisziplinäre Zusammenarbeit, die auf der Basis qualitativer und quantitativer Forschungsmethoden erfolgt. Die Untersuchungen reichen von der Ermittlung zukünftiger gesellschaftlicher Trends, über Berechnungen von genauen Netzbelastungen im Güter- sowie Personenverkehr bis zu Analysen von Anforderungsprofilen für eine zukünftige Produktentwicklung.

Das InnoZ ist darüber hinaus im Auftrag der Gesellschafter Generalunternehmer bei einer Reihe von technischen Innovationsvorhaben. Seit Oktober 2009 ist das InnoZ an mehreren Projekten

zu Elektromobilität beteiligt, u.a. an dem Projekt BeMobility, in der die IKT-gestützte Integration von Elektromobilität in den ÖV verfolgt wird. In diesem Projekt hat das InnoZ die Aufgabe der Projektkoordination und der wissenschaftlichen Begleitung der Feldversuche übernommen. Zudem hat es sich an der Konzeption und Umsetzung der BeMobility-Suite, einem intermodalen Auskunftssystem als Applikation und Web-Portal beteiligt, bei der Elektrofahrzeuge, Ladeinfrastruktur, ÖV, Parkmöglichkeiten und POIs in einem völlig neuartigen Konzept integriert wurden. In einer Aufstockung von BeMobility wurden die ersten Anlagen des Micro Smart Grids installiert, die eine Versorgung der Elektrofahrzeuge vor Ort mit regenerativen Energien sicherstellen sollen. Im Nachfolgeprojekt BeMobility 2.0 wurden diese Anlagen datentechnisch vernetzt und am 16.03.2012 offiziell als Micro Smart Grid der Öffentlichkeit vorgestellt. Das InnoZ sammelt seitdem wertvolle Erkenntnisse über intelligente Netze und konnte sowohl Expertise in diesem Bereich aufbauen, als auch die weiteren Arbeiten am MSG in „Hausherrenfunktion“ koordinieren.

Aufbauend auf diesen Erfahrungen hat das InnoZ auch im internationalen Schaufenster Elektromobilität Berlin-Brandenburg mit dem Projekt TwinLab: Micro Smart Grid EUREF die Führungsrolle eingenommen und die inhaltliche sowie operative Projektleitung übernommen. Das InnoZ war dementsprechend AP-Leiter des AP 1 Projektkoordination. Des Weiteren hat das InnoZ die sozialwissenschaftliche Begleitforschung des Projektes übernommen.

NBB

Die NBB ist Netzbetreiberin eines der größten örtlichen Gasverteilnetze in Berlin und Brandenburg und Betriebsführerin von Strom-, Wasser- und Fernwärmenetzen.

Aus dem Engagement der NBB in verschiedenen Energiesparten ergibt sich das Augenmerk auf den Betrieb interdisziplinärer Energienetze im Projekt Twin Lab: Micro Smart Grid EUREF. Der Gewinn an Erkenntnissen über die Konzeption und die Betriebsführung gekoppelter Energienetze verschiedener Sparten ist für die NBB ausschlaggebend. Aus den im Projekt gesammelten Erfahrungen werden ökologisch und ökonomisch sinnvolle Modelle generiert, die eine wirtschaftliche und nachhaltige Betriebsführung der medienübergreifenden Netze der Zukunft ermöglichen.

Die NBB trat im Projekt in Ihrer originären Funktion als Netzbetreiber auf und übernahm unter anderem den technischen Betrieb des Micro Smart Grids. Weiterhin agierte Sie als übergeord-

nete Netzleitwarte und damit als steuernde Komponente für ein ansonsten autark agierendes Micro Smart Grid. Durch das von der NBB gestellte BHKW war es weiterhin möglich die Sparten Gas, Strom und Wärme zu koppeln und somit in die Betrachtungen einzubeziehen. Der NBB ist es wichtig den bisher sehr stromlastigen Fokus in der Energiewende auf alle Sparten auszuweiten.

Reiner Lemoine Institut

Die Reiner Lemoine Institut gGmbH wurde 2010 von der Reiner Lemoine Stiftung gegründet. Ziel des Instituts ist es, die Prozesse zur langfristigen Umstellung der Energieversorgung auf 100 % erneuerbare Energien wissenschaftlich zu unterstützen. Das RLI ist in mehreren Projekten, wie den „Schaufensterprojekten für Elektromobilität“ (FKZ: 16SBB016D & 16SBB006D), für die wissenschaftliche Begleitforschung verantwortlich. Im Rahmen des Projektes „PIONeER“ werden die Potenziale in Brandenburg hinsichtlich der Erhöhung der Energieeffizienz durch das Zusammenwirken von Elektromobilität und dezentralen, smarten Energienetzen eruiert.

Neben den Projekten der batterieelektrischen Mobilität forscht das RLI auch im Bereich der Wasserstoffmobilität. Aktuell ist das RLI im Projekt „H2BER“ (FKZ: 03BV242) in Kooperation mit Total, Linde, McPhy, 2G und ENERTRAG für Entwicklung, Bewertung und Erprobung von intelligenten Betriebsstrategien für die Wasserstofftankstelle mit Onsite-Elektrolyse am zukünftigen Flughafen BER zuständig. Darüber hinaus untersucht das RLI in dem Verbundvorhaben „ecoPtG“ (FKZ: 03ET6066D) die Marktpotenziale von kleinen, modularen Elektrolyseuren an Wasserstofftankstellen.

Im Rahmen dieses Projektes übernahm das RLI die Leitung des Arbeitspaketes 5 „Wissens-transfer“ und hat simulationsgestützte Leistungsflussanalysen für die erneuerbare Energiebereitstellung, Speicherung und Energienutzung in Elektrofahrzeugen auf Basis verschiedener technischer und wirtschaftlicher Szenarien durchgeführt und mit dem geplanten MSG-Aufbau verglichen. Für den Ausbau des Micro Smart Grids unterstützte das RLI bei Auslegung und Umsetzung der einzelnen Komponenten zur Energiebereitstellung und Speicherung. Im Speziellen hat das RLI den Aufbau von zwei Kleinwindenergieanlagen auf dem Gasometer koordiniert und deren Betrieb über den gesamten Projektverlauf überwacht und gesteuert.

Schneider Electric

Als weltweit tätiger Spezialist in den Bereichen Energiemanagement und Automation bietet Schneider Electric integrierte Lösungen für Energie und Infrastruktur, industrielle Prozesse, Maschinen- und Industrierausrüstung, Gebäudeautomatisierung, Rechenzentren und Datennetze sowie Wohngebäude. In Deutschland beschäftigt Schneider Electric mehr als 5000 Mitarbeiter, 200 davon allein am EUREF-Campus. Mit einem umfangreichen Angebot an wirtschaftlichen und leistungsstarken Komplettlösungen macht Schneider Electric Energie sicher, zuverlässig, effizient, produktiv und grün.

Schneider Electric trat im Projekt Micro Smart Grid: Twinlab als Technologieanbieter und – integrator auf, Unterstützung wurde bei der Konzeption der zu installierenden Komponenten geliefert. Insbesondere wurde der Aufbau der einzelnen Lösungen durchgeführt. Alle Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbrauchsanlagen wurden zentral an einer Niederspannungshauptverteilung angeschlossen und in die Steuerung des Micro Smart Grid eingebunden. Weiterhin wurden für den Betrieb Steuerungsalgorithmen entwickelt und die Schnittstelle zum Planungsalgorithmus des DAI-Labor geschlossen, um einen optimierten Betrieb zu gewährleisten. Prognosedaten wurden zusätzlich für die Erzeugungsanlagen herangezogen und in die Regelung und Steuerung des Micro Smart Grid eingebunden.

Stromnetz Berlin

Die Stromnetz Berlin GmbH ist auf dem Gebiet der Stromverteilung tätig. Sie betreibt innerhalb des Stadtgebietes Berlin das Stromverteilnetz, einschließlich eines Fernmelde- und eines Lichtwellenleiterkabelnetzes. Sie stellt ihr Netz jedem Nutzer diskriminierungsfrei zur Verfügung und ist verantwortlich für die Sicherheit sowie die Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Stromnetz Berlin ist eine 100-prozentige Tochter der Vattenfall GmbH. Das beherrschende Thema der F&E-Aktivitäten bei der Stromnetz Berlin ist die Entwicklung intelligenter Netze sogenannter „Smart Grids“. Das Verteilungsnetz entwickelt sich auch in der Mittel- und Niederspannung immer mehr zu einem „Smart Grid“. In verschiedenen Projekten, u.a. bei der Beteiligung an öffentlichen Ausschreibungen, z. B. bei der Förderinitiative „Zukunftsfähige Netze“ vom BMWi, BMU, BMBF, wird diese Entwicklung aktiv begleitet. Durch die stärkere Dezentralisierung von erzeugter Energie, gezieltes Lastmanagement und zusätzliche Speicher im Netz werden zusätzliche

Messpunkte an neuralgischen Netzpunkten nötig, um das Verhalten des Netzes zu beurteilen und weiter zu automatisieren.

Technische Universität Berlin – DAI Labor

Das DAI-Labor der TU Berlin hat im Rahmen des Projektes in erster Linie Aufgaben der Software-Entwicklung und Vernetzung übernommen. Neben der Expertise in Punkto Software und Kommunikation konnte in allen APs die langjährige Forschungskompetenz im Bereich Elektromobilität eingebracht werden, um von der Konzeption über die Planung bis hin zur Umsetzung plausible und zugleich zukunftsweisende Techniken zu entwickeln und anzuwenden. Daneben war das DAI-Labor für die Leitung des Arbeitspaketes „Konzeptionelle Begleitung“ zuständig.

Technische Universität Berlin – SENSE

Im Mittelpunkt der Forschung des Fachgebietes Sustainable Electric Networks and Sources of Energy (SENSE) unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. Kai Strunz an der TU Berlin steht die Erstellung zukunftsweisender Lösungen der Energieversorgung, die sich durch Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit und Robustheit auszeichnen. Der Lehrstuhl erschließt vor allem zeitgemäße Lösungen zur Integration erneuerbarer Energien und Elektrofahrzeugen in lokalen als auch weitflächigen Netzinfrastrukturen. Dazu gehören systemische Methoden zum Betrieb und Ausbau von Smart Grids und zur Gestaltung multimodaler Infrastrukturen. Die Effektivität der Ergebnisse wird mittels international anerkannter Benchmarks validiert. Das Fachgebiet SENSE ist in zahlreichen nationalen und internationalen Forschungsprojekten im Bereich der Netzintegration von Elektrofahrzeugen integriert und forscht dabei an zukunftsweisenden Lösungsansätzen.

In diesem Zusammenhang soll neues Wissen und neue Kompetenz zum Echtzeitbetrieb von Micro Smart Grids mit integrierten Speichertechnologien geschaffen werden. Durch die Erweiterung des Micro Smart Grid um eine stationäre Batterie soll die Flexibilität und Stabilität des Gesamtsystems erforscht werden. Der Betriebszustand der stationären Batterie soll zu jedem Zeitpunkt erkennbar sein, um das Laden und Entladen von Elektrofahrzeugen zu optimieren. In diesem Zusammenhang wird gezeigt wie die Netzsicherheit verbessert und die Potentiale zum beiderseitigen Nutzen von Energienetzbetreiber und Nutzer der Elektromobilität quantifiziert.

TU-Campus EUREF gGmbH

Die TU-Campus EUREF gGmbH, ein An-Institut der Technischen Universität Berlin, ist seit ihrer Gründung 2008 eine interdisziplinär vernetzte europäische Lehr-, Forschungs- und Beratungseinrichtung in dem Themencluster „Umwelt, Klima, Energie und Mobilität“, die sich inhaltlich auf den gesellschaftlichen Transformationsprozess von fossilen Energiekonzepten zu Konzepten, die auf regenerativer Energie basieren, fokussiert. Die Forschungsschwerpunkte liegen dabei auf den soziotechnischen Implikationen der Energiewende und Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz technologischer Innovationen wie dem Micro Smart Grid. Die Integration der Nutzerbedarfe in die Entwicklung von MSG-Anwendungen und Geschäftsmodellen ist eine notwendige Voraussetzung für die Herstellung von Akzeptanz, wenn diese erfolgreich im Markt umgesetzt werden sollen. Das D3 MSG Projekt hat daher die Rolle von BürgerInnen und Gewerbetreibenden, sowie die Kooperationsbeziehungen zwischen Wirtschaftsunternehmen und wissenschaftlichen Einrichtungen im MSG-Entwicklungsprozess untersucht.

Auf dem EUREF-Campus in Berlin Schöneberg werden darüber hinaus Fort- und Weiterbildungsformate, wie zum Beispiel Summer Schools, für unterschiedliche Zielgruppen und vor allem weiterbildende Masterstudiengänge mit direktem Bezug zu den Themen der Energiewende angeboten. Die international anerkannten Masterstudiengänge sind modular und interdisziplinär aufgebaut und bilden zukünftige Fach- und Führungskräfte aus. Sie richten sich an Studierende und junge Berufstätige mit einem ersten akademischen Abschluss aus den Bereichen Energie, Bauen, Architektur, Verkehr, Technik, Wirtschaft und Recht. Im Projekt verantwortet TU-Campus EUREF die Weiterentwicklung sowie die Neukonzeption von Weiterbildungsangeboten, in die der EUREF-Campus als Reallabor und das MSG als zentrales Lehrobject integriert wird.

2 Ausführliche Darstellung der erzielten Ergebnisse des Verbundprojektes

2.1 Darstellung in Bezug zum Arbeitsplan

2.1.1 AP1 Projektkoordination

Das gesamte Konsortium hat über den kompletten Projektzeitraum sehr aktiv an der Umsetzung der jeweiligen partnerspezifischen Ziele sowie der Gesamtprojektziele gearbeitet. Hierzu haben jeden Montag Treffen aller Projektbeteiligter stattgefunden. Diese wurden anfangs noch getrennt nach APs durchgeführt jedoch im Laufe der Projektbearbeitung, aufgrund der starken Verflechtungen und Abhängigkeiten der Arbeitspakete zueinander inhaltlich konsolidiert, sodass zuerst allgemeine und dringende Fragestellungen geklärt werden konnten und erst anschließend die spezifischen AP-Inhalte bearbeitet wurden. Dabei wurden durch den auf dem Campus ansässigen Firmen die entsprechenden Räumlichkeiten zur Verfügung gestellt.

Im Berichtszeitraum fand die Antragstellung für das BMBF-geförderte Projekt Forschungscampus Mobility2Grid statt. Dieses Projekt wird Forschungsfragen, die im Rahmen von D3 MSG EUREF aufkamen weiter bearbeiten. Aus diesem Grund fanden hier intensive Abstimmungs- und Abgrenzungsgespräche statt. Weiterhin wurde der inhaltliche Austausch mit den Schaufensterprojekten B2 und D1 gepflegt. Dabei wurde insbesondere die Darstellung und Integration der im Projekt gewonnenen Daten im Projekt D1 IPIN sichergestellt.

Außerdem wurden die Projektinhalte und –Ergebnisse im Rahmen der Dissemination auf diversen nationalen und internationalen Veranstaltungen vorgestellt, sowie in (Fach-) Veröffentlichungen kommuniziert, welche in gemeinschaftlicher Arbeit organisiert wurden.

2.1.2 AP 2 Konzeptionelle Begleitung

Das Ziel des AP2 „Konzeptionellen Begleitung“ war die Entwicklung der theoretischen Grundlagen für den weiteren Ausbau des Micro Smart Grids. Die Arbeiten zielten auf die Konzeption eines erweiterten Micro Smart Grid unter Einbeziehung der Elektromobilität ab, aufbauend auf der bereits vorhandenen Netz- und Elektromobilitätsinfrastruktur abgeschlossener und aktueller Forschungsvorhaben. Zu diesem Zweck wurden zum einen die notwendigen technischen Voraussetzungen eruiert und spezifiziert, zum anderen wurden die Grundlagen für den Wissenstransfer zwischen der sozialwissenschaftlichen, nutzerorientierten Forschung und der technisch ausgerichteten Forschung und Umsetzung geschaffen. Die technischen Konzepte des AP2 umfassten die theoretische Auslegung und Darstellung der einzelnen Komponenten (Ladestationen, Speicher, Generatoren, ...), die technische Machbarkeit der Vernetzung und Steuerung der Komponenten, sowie des Gesamtsystems mit besonderem Fokus auf die Software- und IKT-Schnittstellenentwicklung und damit einhergehende Anforderungen an die Datensicherheit. Darüber hinaus wurden die besonderen Anforderungen der Rahmenbedingungen bei der Kombination verschiedenartiger Speichersysteme (Fahrzeuge, Batterien, Kondensatoren, etc.) und Steuerungs-Paradigmen (ökonomische Optimierung, ökologische Optimierung, Netzferner Betrieb, etc.) betrachtet. Diese Auslegung erfolgte als Fundament für den im Ausbau des bestehenden Micro Smart Grid (AP3) sowie für dessen in Arbeitspaket 4 erfolgenden operativen Betriebs.

Sozialwissenschaftliche Erhebung

Zu Beginn des Projekts wurde der Forschungsstand aus sozialwissenschaftlicher Sicht erhoben. Dieser lässt deutlich werden, dass das Energiesystem ein soziotechnisches System ist, in dem technisch-materielle und nicht-materielle Entwicklungen den Verlauf der Transformation prägen. In dem aktuellen Transformationsprozess der Energiewende sind gesellschaftliche Aspekte wie die politische und rechtliche Rahmensetzung, neue Akteurskonstellationen und Innovationsnetzwerke, Datensicherheit und Datenschutz, veränderte Governancestrukturen, Usability sowie Bürgerbeteiligungen und Akzeptanzpraxen hoch relevant. BürgerInnen sind vom Umbau des Energiesystems sowohl direkt als auch indirekt betroffen, beispielsweise durch Infrastrukturmaßnahmen, durch eine angestrebte Vernetzung und die damit verknüpfte Freigabe persönlicher Nutzungsdaten und durch die Erwartung an ein verändertes, aktiveres Energienutzungsverhalten im Alltag (Stichwort „prosumer“). Daher war es auch im Rahmen des MSG EUREF-

Projekts hinsichtlich der Erfolgsbedingungen notwendig, die sozialen Aspekte mit in den Blick zu nehmen und den soziotechnischen Charakter des Vorhabens herauszustellen.

Um von Beginn des Projektes an den Wissenstransfer zwischen der sozialwissenschaftlichen, nutzerorientierten Forschung und der technisch ausgerichteten Forschung und Umsetzung zu sichern, wurde im Rahmen des AP2 ein Konzept für die sozialwissenschaftliche Begleitung der Projektkoordination entwickelt. Dies umfasst das Einbringen soziotechnischer Perspektiven in konzeptionelle Diskussionen, die Prozessbegleitung mittels Gruppeninterviews, sowie die Analyse von Erfolgsbedingungen heterogener Kooperationsprojekte zwischen AkteurInnen aus Wissenschaft und Wirtschaft. Im Rahmen der Projekttreffen und Workshops wurden nutzerorientierten Vorschläge zu Aspekten der Technikakzeptanz entwickelt und den Arbeiten im Projekt zugrunde gelegt. Auf dieser Basis wurde im AP2 auch die Konzeptionierung des Showrooms in der Grey Garage hinsichtlich der Verwendung nutzungsorientierter Symbole in den Anzeigetafeln sowie des generellen Besucherkonzepts erarbeitet. Auch zur Entwicklung der Ladeinfrastruktur für eine zukunftsfähige Carsharingstation am EUREF-Campus wurden Prämissen unter Berücksichtigung der Interessen und Erwartungen der NutzerInnen vertreten und die Ladelösung am EUREF-Campus im Hinblick auf Technikakzeptanz und Usability beleuchtet. Ziel war die Komplexitätsreduktion, die Einfachheit der Anwendung und eine Kompatibilität mit den gelernten Verhaltensweisen im Alltag.

Mit dem Ziel, die interne Projektverständigung zwischen sozialwissenschaftlicher und technisch-orientierter Seite zu verbessern und einen projektinternen Wissenstransfer zu stärken, wurde ein Workshop für die Projektmitarbeitenden zu qualitativen Forschungsmethoden durchgeführt. Prozessbegleitend wurden insgesamt zwei projektinterne Gruppeninterviews mit den Verbundpartnern durchgeführt. Im Ergebnis zeigte sich, dass im Unterschied zu den Vorgängerprojekten, die stärker auf konzeptioneller Ebene verankert waren, das aktuelle Projekt nun in der Praxis auf dem EUREF-Campus immer wieder mit externen Bedingungen und Veränderungen konfrontiert wurde, die zu Projektbeginn nicht absehbar waren. Dazu zählten z.B. die Durchführung von Baumaßnahmen, nutzungsrechtliche Fragen oder auch Einschränkungen in der Leitungsverlegung. Dies forderte die Kommunikations- und Konfliktlösungskompetenz der beteiligten AkteurInnen, denn nur mittels kurzfristiger, flexibler Abstimmungsprozesse gelang es, auf die Veränderungen und Hindernisse im Projektinteresse zu reagieren. Darüber hinaus dienten die Gruppeninterviews der sozialwissenschaftlichen qualitativen Datenerhebung mit dem Erkenntnisinte-

resse, wie die Projektentwicklung innerhalb der Rahmenbedingungen des EUREF-Campus als Living Lab und die Kooperation zwischen AkteurInnen aus Wissenschaft und Wirtschaft seitens der unterschiedlichen AkteurInnen wahrgenommen und bewertet wurden. Die Ergebnisse wurden im Rahmen des AP 5 präsentiert, auf Fachtagungen vorgetragen und flossen in mehrere Publikationen ein (siehe AP 5.2). Für die zum Projektabschluss erstellte Broschüre, die sich unter anderem an potenzielle Interessenten und NutzerInnen wendet, wurden die entsprechenden Forschungsergebnisse hinsichtlich der Übertragbarkeit auf andere Areale kondensiert und einen Beitrag zum MSG aus Nutzerperspektive verfasst.

Auslegung der stationären Energiespeicher

Ein besonderes Augenmerk bei der Konzeption des MSG bzw. bei der Auslegung der darin installierten Komponenten lag auf der Auswahl geeigneter stationärer Batterie-Speicher zur Flexibilisierung der MSG Netzlast. Es wurde eine Erweiterung der Lithium-Ionen-Batterie evaluiert, um vielseitige Systemdienstleistungen im Micro-Smart-Grid bereitstellen zu können, wozu z.B. optimierte Last- und Einspeiseszenarien im Normal- und Inselbetrieb zählen. Diese beinhalten beispielsweise auch Steuerungsalgorithmen um den Anteil Erneuerbarer Energien für Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen zu erhöhen [6]. Hierfür war es notwendig die systematischen Anforderungen des Einsatzumfeldes zu definieren und diese in die Auslegung sowie in den Betrieb der stationären Speichertechnologien einfließen zu lassen. Eine Auswahl identifizierter Kriterien ist in Tabelle 1 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 1: Anforderungen und Spezifikation ausgewählter Kriterien für die Auslegung, Standort und Betrieb von Lithium-Ionen-Batterie in Dezentraler Energiesysteme der Zukunft

Auslegung	Standort	Betrieb und Wartung
<p>* Parameter: Energiekapazität, Energiedichte, Be- und Entladeleistung, Zellkapazität, Nennspannung, Zyklenzahl, Entladetiefe, Eigenverbrauch, Wirkungsgrad</p> <p>* Konfiguration: modularer Aufbau, Nachrüstbarkeit, Erweiterbarkeit, Batteriemanagementsystem</p> <p>* Eigenschaften: kalendarische Lebensdauer, Zyklenfestigkeit, nutzbare Energiekapazität, Kommunikationsschnittstellen, Verfügbarkeit, Reaktions- und Ansprechzeiten, Recycling, Hochstromladbarkeit</p> <p>* Sicherheit: Schutzeinrichtungen, Schutzklasse, Erdschlussüberwachung, FI-Schutz, Unterbrechungsfreie Stromversorgung, Kühlsysteme, prädiktive Warnsysteme, präemptiver Mehrprogrammbetrieb</p>	<p>* Personenbezogen: Erste-Hilfe-Ausstattung, Sicherheitsdatenblatt (Handbuch), Authentifizierter Zugang, Sicherheitspersonal</p> <p>* Gebäude: Brandmeldesysteme, Brandbekämpfungssysteme, Klimatisierungsanlagen</p> <p>* Vertragswesen: Betreibervertrag mit ausreichendem Versicherungsschutz, Information des Gebäudeversicherers/Areal-Eigentümers einer dauerhaften Installation, TÜV</p>	<p>* Klimaumgebung: geringe Luftfeuchtigkeit, frostfrei, keine direkte Sonneneinstrahlung, konstante Umgebungstemperatur</p> <p>* Wartungsbedarf: Ferndiagnose, Jährliche und halbjährliche Wartungsintervalle mit Serviceheft</p> <p>* Ladeverfahren: Nachladung gemäß Herstellerangaben, Be- und Entladealgorithmen nach Betriebszustand, Sicherheitsbelastungen</p> <p>* Integration: Brandmelde-zentrale, Leitsystem</p>

siehe auch: DIN EN 50272, DIN EN 61427

Zur optimalen Auslegung der Batteriespeicher wurden simulative Untersuchungen zur Determinierung von maximalen Energieflüssen und auftretende Lasten durchgeführt. Daraus definierte sich die E-Rate, welches das Verhältnis aus der Be- und Entladeleistung in kW zu der nominalen Energiekapazität in kWh darstellt. Li-Ionen Batterien sollten eine hohe Verfügbarkeit und ständige Abgabebereitschaft bzw. Aufnahmebereitschaft aufweisen. Dabei ist der Eigenverbrauch und die Standby Leistung der Systemkomponenten zur Verbesserung der Energieeffizienz im Gesamtsystem ausschlaggebend. Ein modularer Aufbau erlaubt Anpassungen und Erweiterung. Der Einsatz von Komponenten und Kommunikationsschnittstellen sollte möglichst geringgehalten werden, damit eine systemische Steuerung und effiziente Einbindung in das Leitsystem erfolgen konnte. Der Einsatz der stationären Speichertechnologie im Forschungsbe-

trieb sollte eine Anpassung der Steuerung wesentlicher Parameter zulassen und unterstützen. Zur Erfüllung der Sicherheitsbestimmungen sollten physikalische Schutzeinrichtungen zur Vermeidung von Kurzschlüssen und Bränden implementiert, sowie eine robuste Software-Absicherung der Steuerungselektronik installiert werden.

Die Angebote für Lithium-Ionen Batteriespeichersysteme variieren im Leistungsumfang und der Beschreibung der einzelnen Anbieter, weswegen der genaue Leistungsumfang bei einer Auswahl und Abwägung der Kosten ausschlaggebend ist (z.B. Wechsel- und Laderichter, Recycling, Transport, Aufbau, Inbetriebnahme, Einweisung/Schulung in Angebot enthalten). Weiterhin bestimmt der Verwendungszweck (Primärregelleistung, Eigenverbrauchsoptimierung oder Forschung) maßgeblich die Gewichtung der einzelnen Kriterien. Aufgrund dieser Basis wurden die Entscheidungen zur Installation des Lithium-Ionen Batteriespeichersystems bezüglich Auslegung, Standort sowie Betriebs- und Serviceumfang getroffen. Für die Integration stationärer Batteriespeichersysteme in Smart Grid Applikationen wurden wesentliche Kenngrößen erfasst (Kapazität und Kosten, Energie- und Leistungsdichte, Zyklenzahl, Wirkungsgrad) und ein dynamisiertes Datenbankinformationssystem stationärer Batteriespeichersysteme entwickelt. Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der erfassten Batteriespeichersysteme. Darauf basierenden kann eine Auswahl eines Batteriespeichersystems anhand vorgegebener Sollgrößen (Kapazität, Entladeleistung, Preis, Zyklenzahl) vorgenommen werden.

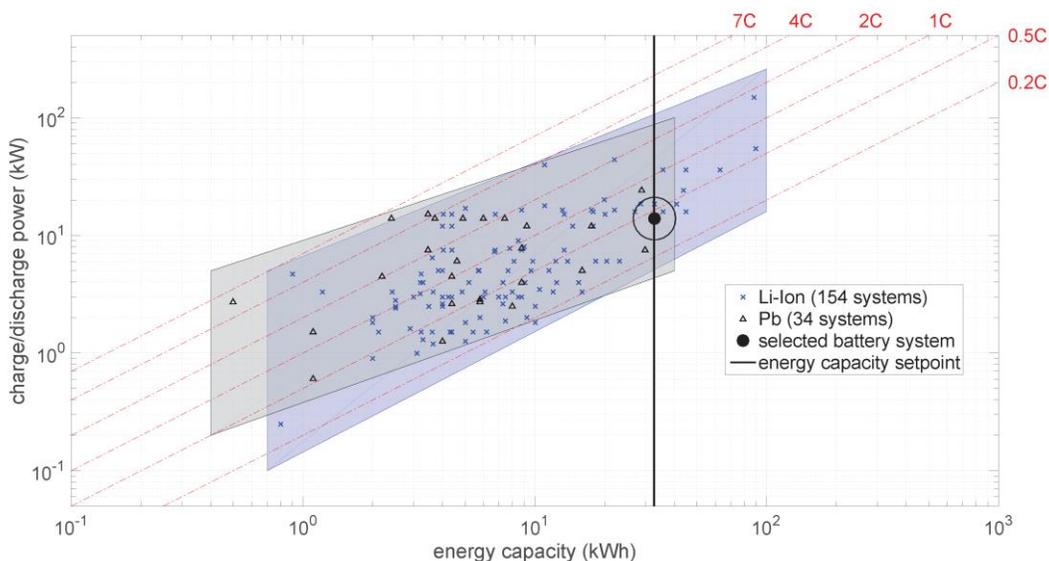


Abbildung 1: Überblick erfasster Batteriespeichertechnologien basierend auf 154 Li-Ionen, 34 Pb und 5 Natrium-Schwefel Batteriesystemen

Die Kennzahlen wurden so gewählt, dass sie als Parametrisierung in nachgelagerte Modellierung verwendet oder umgekehrt geeignete Batteriespeichersysteme identifiziert werden können, welche die Anforderungen von Simulationsszenarien erfüllt.

Um Anpassungen oder Entwicklungen an den stationären Batteriespeichersystemen vornehmen zu können, ohne den operativen Betrieb des MSG zu gefährden, wurden durch die TU-Berlin Messverfahren nach Norm DIN EN 62660-1 an einem Batterieteststand entwickelt. Die Auswertungen ermöglichen die Ermittlung batteriespezifischer technischer Kenngrößen anhand von (i) Kapazitätsmessungen, (ii) Innenwiderstandsmessungen und (iii) Leistungsmessungen. In Abbildung 2 ist die am Batterieteststand durchgeführte Leistungs- und Innenwiderstandsmessung für eine Blei-Säure-Batterie mit einer Nennkapazität von 80Ah dargestellt. Die Messung wurde exemplarisch bei den State of Charge (SOC) von 90% und 80% und bei einer Temperatur von 25°C durchgeführt. Dabei wurden aus Zeitgründen die Pausenzeiten zwischen den einzelnen Impulsen und nach der Entladephase im Vergleich zur Norm verkürzt.

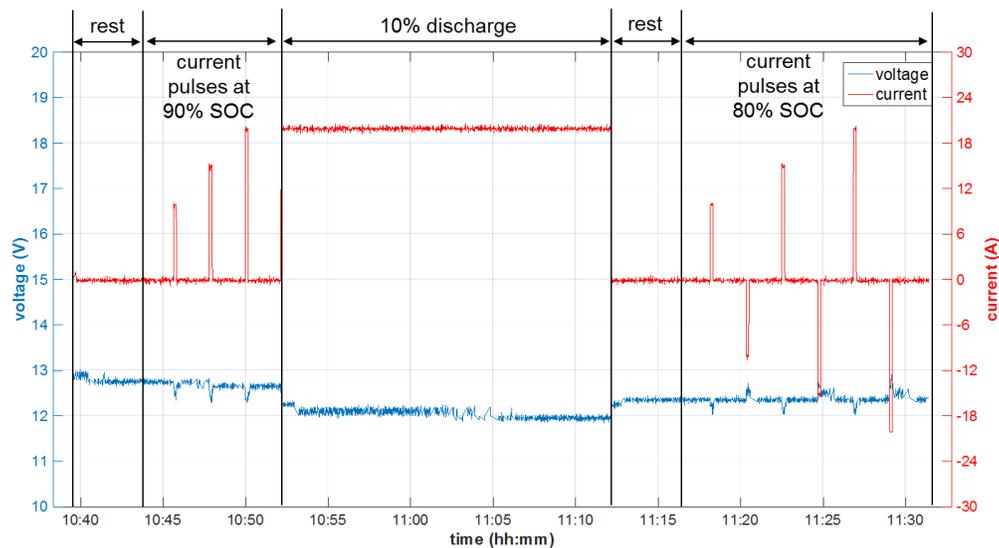


Abbildung 2: Leistungs- und Innenwiderstandsmessung für eine Blei-Säure-Batterie mit einer Nennkapazität von 80Ah

Die Entwicklung neuer und optimierter Steuerungsalgorithmen von stationären Batteriespeichersystemen im MSG setzt eine genaue Kenntnis der Betriebscharakteristika der verwendeten Batterietechnologie voraus. Die abrufbare Lade- bzw. Entladeleistung sowie die entnehmbare bzw. aufnehmbare Energiemenge des stationären Batteriespeichersystems sind stark abhängig von

der Umgebungstemperatur, dem aktuellen Ladezustand (SOC) sowie dem verwendeten Lade-/Entladestrom.

Die aus dem Laborsystem gewonnenen Erkenntnisse können in Abhängigkeit der Steuerfähigkeit der Batteriespeichersysteme auf das MSG abgebildet werden und können dazu beitragen, optimierte Betriebsstrategien bei unterschiedlichen Temperaturniveaus zu fahren, welche dazu beitragen die Langlebigkeit der Speichertechnologien zu erhöhen. Potentiale für weitere Anwendungen zeigen sich aber besonders im Hinblick auf die Themen Vehicle-to-Grid (V2G) und mobile Speichersysteme auf. Dort können die in der Laborumgebung erstellten Kennlinienfelder einen elementaren Beitrag zur Verbesserung der Prognosegenauigkeit liefern. Da besonders Elektrofahrzeuge (EVs) starken Temperatur- und SOC-Schwankungen unterlegen sind und damit auch ihre abrufbare Leistung sowie Kapazität, kann durch die Anwendung der State-Estimation basierend auf den Kennlinienfeldern ein wichtiges Werkzeug für die von VPP- oder MSG-Betreibern benötigten Lastprognosen sowie abrufbaren Speicherkapazitäten geschaffen werden.

Grundsätzlich weisen Lithium-Ionen Batteriespeichersysteme durch explosionsfähige chemische Reaktionen bei Über- bzw. Unterladungen, hohen Temperaturen sowie Kurzschlüssen ein erhöhtes Brand- und Explosionsgefährdungspotenzial auf. Zur Prävention und Reduzierung von Schäden wurden geeignete Sicherheitskonzepte und technische Prüfungen am Standort und dem Batteriespeichersystem durchgeführt. Schulungen des Personals zum sicheren Umgang sowie die Hinterlegung von Sicherheitsdatenblättern und Erste-Hilfe-Ausstattung trugen dazu bei Personenschäden zu vermeiden. Eine Absicherung kann bei dauerhaften Installationen durch eine Anzeige beim Areal-Eigentümer, Gebäudeversicherer erfolgen und ein Versicherungsschutz über einen Betreibervertrag abgeschlossen werden.

Modellierung und Simulation der MSG-Komponenten

Für die simulationsgestützte Analyse alternativer Ausbau-Szenarien wurden im Rahmen des APs Kenngrößen für die Bewertung des MSG-Betriebs erarbeitet. Zu diesen Kenngrößen gehören die elektrische Energiebereitstellung, -aufnahme und -speicherung der MSG-Komponenten, sowie technische, ökonomische und ökologische Kenngrößen (Key Performance Indicators, kurz KPI). Folgende geeignete KPI wurden in Anlehnung an [1] für das MSG EUREF identifiziert (Erläuterungen im Anhang):

- Levelized Cost of Electricity (LCOE)
- Levelized Cost of Mobility (LCOM)
- energiespezifische THG-Lebenszyklusemissionen des MSGs (LCE)
- Spezifische THG-Emissionen der Elektrofahrzeuge (Em_{ev})
- Energetische Autarkie des MSGs (EA)
- Zeitliche Autarkie des MSGs (TA)

Mittels einer eingehenden Parameterrecherche wurden mögliche Komponenten des Micro Smart Grids in dem Simulationsframework SMOOTH¹ modelliert. Ziel der Modellierung war es, eine zeitliche Auflösung der Energieflüsse im MSG als Grundlage für erweiterte Analysen zu ermöglichen. Die Simulationsmodelle der einzelnen Komponenten wurden dazu im Rahmen des Arbeitspaketes entwickelt. Die zugrundeliegenden Klimadaten stammen aus Datenbanken des DLR [2, 3].

Als Bestimmung des Referenzfalls wurde zunächst der geplante Aufbau des MSGs am EUREF-Campus analysiert. Die Laufzeit des MSGs wurde auf 20 Jahre angesetzt. Ein Simulationslauf wurde dabei für ein Referenzjahr durchgeführt. Grundsätzlich wurde angenommen, dass die Energiebereitstellung bzw. -aufnahme jeder Komponente im Betrachtungsjahr als Referenz für die Laufzeit gelten kann. Die Genauigkeit der simulierten Ergebnisse müssen mit der Einschränkung bewertet werden, dass sie nahezu ausschließlich anhand von bestehenden Messdaten über den Projektzeitraum bzw. das Referenzjahr erfolgt sind. Klimadaten-Prognosen über jede Stunde der nächsten 20 Jahre sind aufgrund von unvorhersehbaren Schwankungen des Klimas nicht durchführbar. Ebenso sind die Elektrofahrzeugladungen nicht sinnvoll über die nächsten 20 Jahre zu prognostizieren, da dafür zum jetzigen Zeitpunkt keine ausreichende Datengrundlage vorlag.

¹ Simulation Model of Optimized Operation and Topology of Hybrid Energy Systems

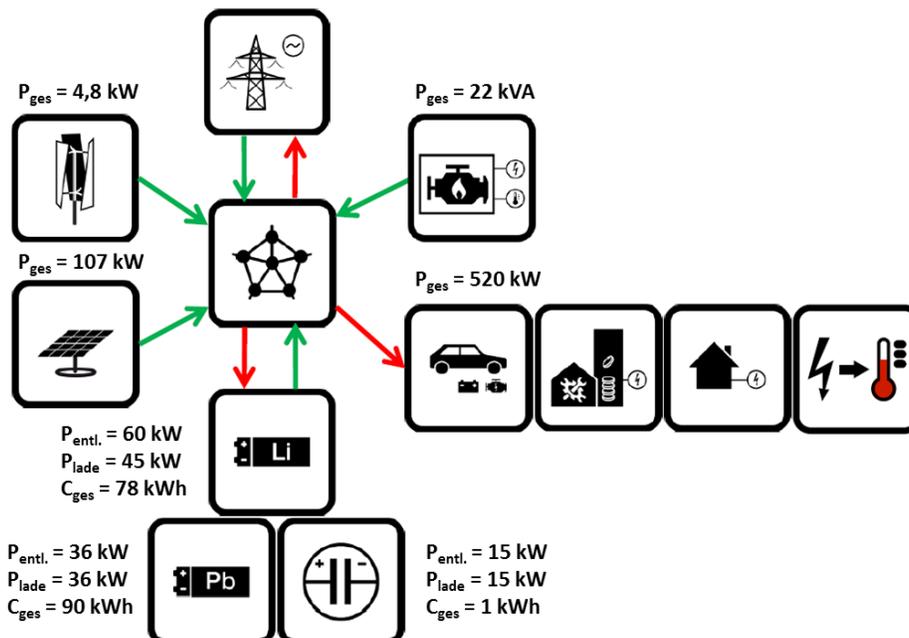


Abbildung 3: Punktmodell des MSGs

Zur Abbildung der Energieflüsse der MSG-Komponenten wurde ein sog. Punktmodell verwendet in dem alle Energiekomponenten in einem Punkt verbunden sind und darüber Energie austauschen. Das elektrische Netz bzw. dessen Kapazität wurde vorerst vernachlässigt; die Analyse zur Aufnahmefähigkeit des Netzes wurde darüber hinaus im Rahmen von AP5 durchgeführt. Abbildung 4 zeigt die Energiebeträge der einzelnen Komponenten für ein Jahr im Basisszenario.

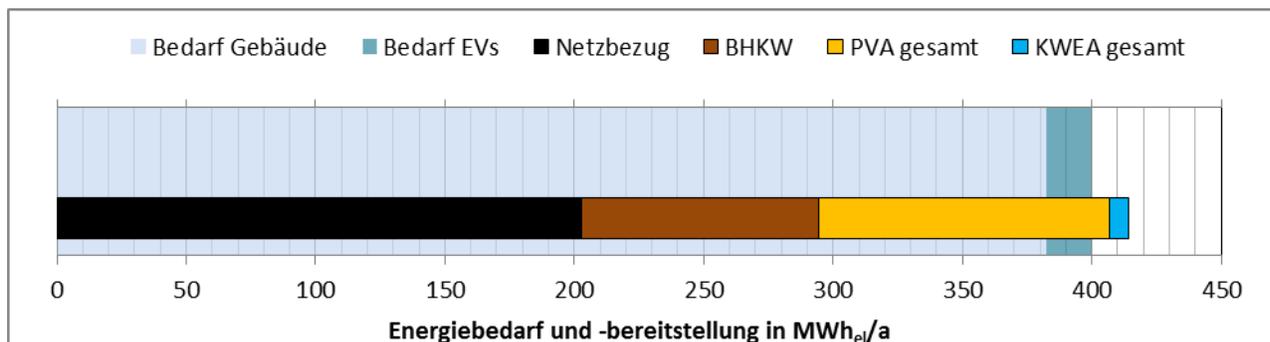


Abbildung 4: Energiebedarf und -bereitstellung der MSG-Komponenten im Basisszenario

Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen: Der Energiebedarf durch die Elektrofahrzeuge summiert sich unter den zugrunde gelegten Annahmen zu ca. 17,2 MWh/a, der ge-

samte elektrische Energiebedarf zu 400 MWh/a. Die elektrische Energiebereitstellung durch BHKW, PVA und KWEA beträgt in Summe ca. 209 MWh/a. Der elektrische Bedarf ist also ca. doppelt so hoch wie die Energiebereitstellung von BHKW, PVA und KWEA und muss noch durch Netzbezug gedeckt werden. Die elektrischen Speicher setzen insgesamt ca. 12 MWh/a erneuerbare Energie für die Deckung von Versorgungslücken um.

Auf Basis des zugrunde gelegten Kostenmodells und der im Konsortium bestimmten KPIs, konnte die Performance des Ausbauszenarios errechnet, bewertet und interpretiert werden.

Die Summe der nivellierten Jahreskosten beträgt im Basisszenario 221.637 €/a, von denen die Batteriespeicher, das BHKW und die Photovoltaikanlagen (PVA) wesentliche Anteile tragen. Die MSG-Installations- und Betriebskosten wurden als Sammelposition für Planung, Aufbau, Inbetriebnahme und Betrieb des MSGs angenommen. Sie umfasst Netzstrukturanpassungen, Kosten für MSG-Leitwarte, Miete für Stellplätze etc. Es lässt sich ableiten, dass diese Positionen einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse haben können und bei jedem MSG als Zusatzposition beachtet werden müssen. Analog ist die Position „IKT“ zu verstehen. Hierzu zählen Aufbau und Betrieb der IKT-Mittel, darunter auch Kommunikationsinfrastruktur für Empfangen und Senden von Mess- und Steuersignalen, Benutzerverwaltung etc. Zusätzlich sei darauf hingewiesen, dass der Energiebedarf der Elektrofahrzeuge und der Gebäude einen wesentlichen Einfluss auf die Gestehungskosten (LCOE) hat.

Tabelle 2: KPI im Basisszenario

<i>KPI</i>	
LCOE	0,52 €/kWh
LCOM	0,87 €/km
LCE	217 g CO ₂ -aq. /kWh
Em_{ev}	32 g CO ₂ -aq. /km
EA	66,5%
TA	21,9%

Nach der Untersuchung in [4] gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten, wie die in das übergelagerte Netz eingespeiste Energie vergütet werden kann. Die erste Möglichkeit ist der sog. „Virtuelle MSG-Zählpunkt“. Hier wird zu Zeitschritten (bspw. Viertelstunde), in denen Einspeisung

stattfind, die Energie nach anteiligem Beitrag der einzelnen Komponenten vergütet. Die zweite Option ist die sog. „Kaskadenschaltung“. Hier wird angenommen, dass die Komponente, die am nächsten zum Einspeisepunkt angeschlossen ist, die gesamte Energiemenge bereitstellt. Im Falle einer Einspeisung würde also die gesamte Energie nach der Anlage vergütet werden, die am nächsten am Netzanschlusspunkt angeschlossen ist. Bei der „Kaskadenschaltung“ handelt es sich in Bezug auf die Vergütung der eingespeisten Energie um eine Best-Case-Betrachtung. Bei einer Vergütung der Anlagen müsste auch berücksichtigt werden, dass der durch Eigenverbrauch genutzte Strom, d.h. direkte Ladung der Elektrofahrzeuge oder Ladung durch den Batteriespeicher, nach [5] mit einem Anteil der EEG-Umlage beaufschlagt wird; dies führte dazu, dass die MSG-Stromgestehungskosten um diesen Betrag steigen würden. Grundsätzlich fällt unabhängig vom Konzept der Vergütung die Summe der Vergütung sehr gering aus und kann im Vergleich zu den Gesamtkosten vernachlässigt werden. Tabelle 2 zeigt die Bewertung des Basisszenarios hinsichtlich aller Key Performance Indicators auf (KPI). Während die THG-Emissionswerte in einem erstrebenswerten Bereich liegen (LCE z.B. deutlich unter aktuellem THG-Faktor des dt. Strommixes), sind die Gestehungskosten mit 0,52 €/kWh doppelt so hoch wie der übliche Endkundenstrompreis. Hauptkostentreiber der Mobilitätskosten (LCOM) ist die vergleichsweise konservative Annahme für die jährliche gefahrene Strecke pro Fahrzeug (10.000 km/a) verbunden mit der Höhe der Ladeinfrastrukturkosten, die auf die gefahrene Strecke umgelegt wurden. Eine Erweiterung der Größe und Gesamtstrecke der Flotte könnte den LCOM drastisch senken. Die energetische Autarkie (EA) ist durch den hohen Beitrag der Erneuerbare-Energie-Anlagen in das MSG hoch und beträgt im Referenzszenario 66,5 % (EA) bzw. für die zeitliche Autarkie (TA) 21,9%. Die Einspeisung in das übergeordnete Netz ist der Autarkie ebenso abträglich wie Energiebezug. Für eine hohe Autarkie muss die Energiebereitstellung daher auf die auftretende Leistung und Energie im zeitlichen Verlauf abgestimmt sein.

Die Ergebnisse der Analyse wurden in den Ausbau des MSG aufgenommen, wo dieses möglich war. Da sowohl für die Beschaffung der Komponenten als auch für den Auf- bzw. Ausbau selbst viel Zeit eingeplant wurde, konnte nicht auf die schlussendlichen Analyseergebnisse gewartet werden, um eine im Detail optimierte Konfiguration des MSG zu planen und auszuführen. Für zukünftige Erweiterungen im MSG und grundsätzliche Tendenzen wurde in AP5 aufbauend auf das Basisszenario auf Basis des Simulationsmodells theoretische Optimierungsmaßnahmen

erarbeitet. Die Konzepte zur Bewertung und Simulation der Performance von MSGs stehen über das Projekt hinaus für zukünftig zu analysierende MSG-Konfigurationen zur Verfügung.

Planungs- und Steuerungssystem

Im AP2 wurde zu Beginn der Projektlaufzeit in interdisziplinärer Arbeit das Kommunikations- und Steuerungssystem konzipiert. Dabei wurden die Anforderungen das zu nutzende SCADA-System definiert und eine entsprechende Technologie ausgewählt. Daneben wurde das Zusammenspiel von mittelfristiger Planung und unmittelbarer Steuerung neu konzipiert, sowie die Einbettung in Netz-bedingte oder lokale Betriebsszenarien. Da in Vorgängerprojekten gezeigt werden konnte, dass die Güte des Steuerungssystems maßgeblich von der Qualität der zugrunde Erzeugungs- und Lastprognosen abhängt, wurden innovative lernende Verfahren für das Softwaresystem konzipiert, die eine Verbesserung der Prognosegüte zum Ziel hatten.

Ein entsprechendes Schema des Zusammenspiels der besagten Komponenten und Funktionen ist vereinfacht in der folgenden Darstellung abgebildet.

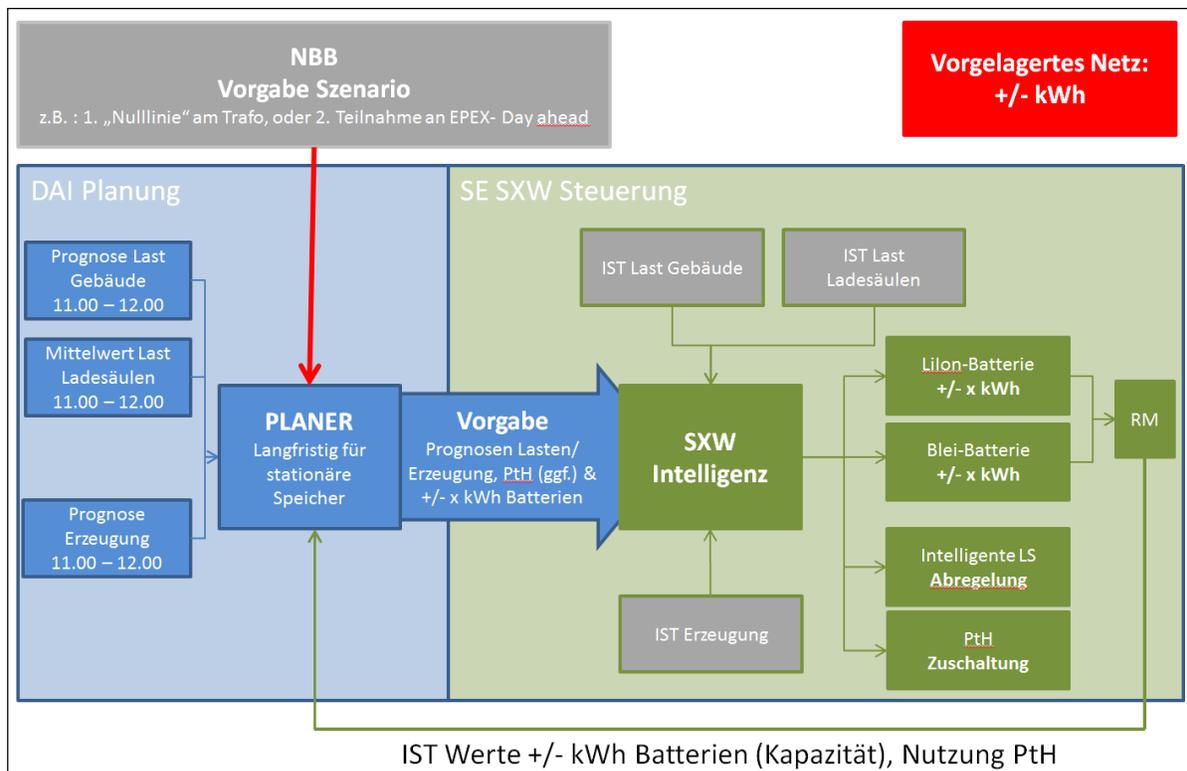


Abbildung 5: Planungs- und Steuerungsalgorithmus

Zur Umsetzung der Planung und Optimierung wurde ein agentenorientiertes Konzept für die MSG-Steuerung entwickelt. Dazu wurde vor allem das Zusammenspiel von Planung und Regelung umfassend betrachtet. Das Steuerungssystem beinhaltet eine Planungskomponente für mittelfristige Energieplanung, sowie eine Regelungskomponente für das kurzfristige Energiemanagement. Die Planungskomponente besteht dabei aus mehreren dynamisch orchestrierbaren Planungsstufen, um eine Anpassung an unterschiedliche Betriebsszenarien zu ermöglichen. Dabei wird das Planungssystem durch eine auf maschinellem Lernen aufsetzenden Prognosekomponente und eine Feedbackkomponente zur Adaptation ergänzt.

Durch das Planungssystem wird ein abstrakter Energie-Allokations-Plan basierend auf den vorhandenen Prognosen berechnet und durch das Regelsystem an die Aktoren, wie z.B. die Ladestationen und die stationären Speicher, weitergeben und ausgeführt. Im Unterschied zu den Ansätzen in vorangegangenen Projekten wird dem Regelsystem ein abstrahierter Fahrplan übergeben und keine genauen Vorgaben für die Einzelkomponenten. Infolgedessen werden z.B. nur Vorgaben für die Summe der Ladesäulenverbräuche und keine Angaben pro Ladesäule übergeben. Der Plan ist das Ergebnis einer Pareto-Optimierung, d.h. eines Optimierungsproblems mit mehreren Zielen, die durch einen „Evolution Strategies“-Algorithmus implementiert ist. Die Gewichtung der verschiedenen Ziele geschieht basierend auf definierten Betriebsszenarien, wie z.B. der Maximierung der Nutzung lokal erzeugter Energie, einer ökonomischen Optimierung oder dem Inselbetrieb des MSG. Die Optimierung kann sowohl simulativ auf generierten oder historischen Daten in einer grafischen webbasierten Nutzer-Schnittstelle verwendet und evaluiert werden, als auch im dauerhaften Live-Betrieb auf denen aus dem SCADA-System ausgelesenen Betriebsdaten operieren. Der Livebetrieb des Planungssystems wurde ohne Ausfälle über einen Zeitraum von 2 Monaten durchgeführt.

Aufgrund fehlender Daten zu den Fahrzeugen auf dem EUREF-Gelände (vor allem der Batterie-ladestand) und deren Zuordnung zu Ladesäulen, sowie unzureichenden Daten über geplante Nutzung (z.B. durch Buchungen) wurde das Planungssystem in verschiedene unabhängige Planungsstufen unterteilt. Dabei wird der Optimierung eine Phase zur Prognose der Fahrzeugdaten vorgelagert. Die agentenbasierte Implementierung der Stufen ermöglicht eine dynamische und betriebsszenariospezifische Orchestrierung des Systems. Folgende Phasen wurden im Rahmen des Projektes implementiert:

- Prognosephase zur Vorhersage der benötigten Ladekapazitäten an den Ladesäulen zur Adressierung der Problematik nicht ausreichend vorhandener Buchungsdaten
- Integration BHKW/Sektorkopplung
- Zuordnungsphase zur dynamischen Zuordnung von Ressourcen wie z.B. E-Fahrzeugen zu Ladesäulen
- Hauptplanungsphase zur Optimierung der Ladepläne der steuerbaren Energiespeicher und E-Fahrzeuge unter dem Einsatz von Meta-Heuristiken
- Aggregationsphase zur Zusammenführung der Vorgaben für das SCADA-System

Der modulare Aufbau ermöglicht auch eine schnelle Migration und Anpassungen an andere Anwendungsszenarien. Die Ausführung der Pläne obliegt dem schon erwähnten SCADA-System, welches weiterhin die Daten sammelt und in einer zentralen Datenbank zur Verfügung stellt. Diese dort zur Verfügung stehenden Daten werden dabei durch eine Monitoringkomponente zyklisch abgerufen und dann geprüft inwieweit die vorherigen Pläne von den Messwerten unterscheiden damit ggf. mit einer Neuplanung reagiert werden kann. Im Falle einer Neuplanung wird dann auch die Abweichung mit in die zukünftigen Prognosen mit einberechnet. Zur Realisierung dieser Aufgaben verfügt das Planungssystem über eine eigene Persistenzschicht welche unter der Verwendung von Object-Relational-Mapping dynamisch aus dem Domänenmodell generiert wird. Ein wichtiger Punkt ist hierbei, dass das anwendungsspezifische Domänenmodell um eine abstrakte Darstellung für hierarchische Strukturen, Komponenten und deren Messwerte erweitert wurde, welche es leicht ermöglicht relevante Daten auch Projektübergreifend zu integrieren.

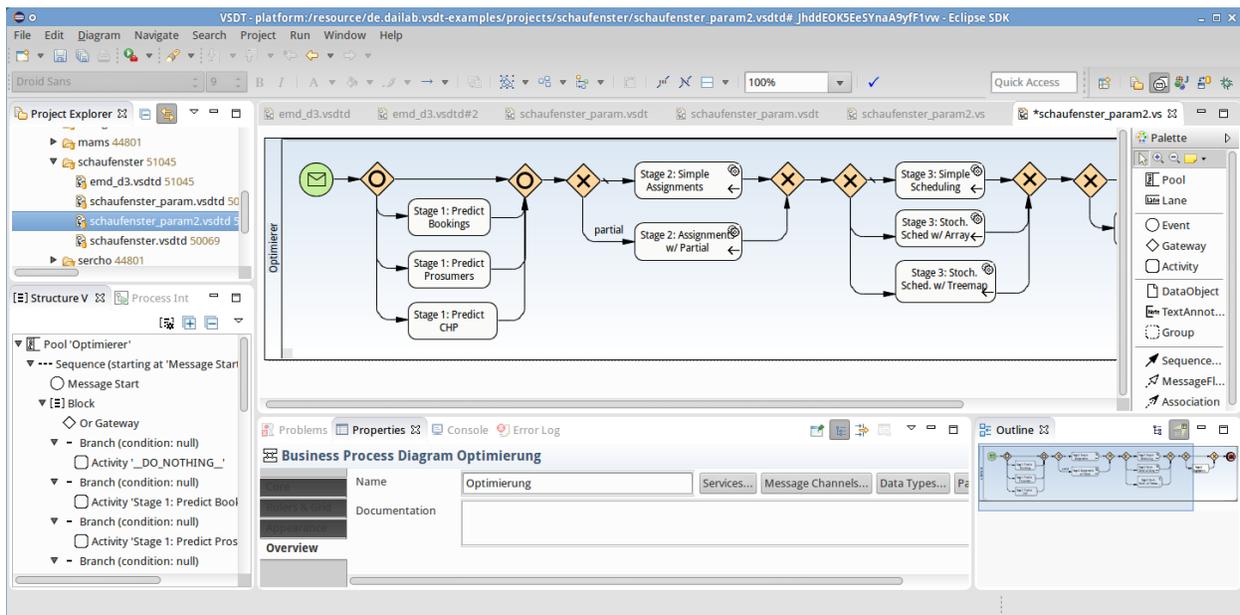


Abbildung 6: Gesamtprozess bestehend aus einzelnen Optimierungsschritten

Die verschiedenen Optimierungsphasen wurden als individuelle, voneinander unabhängige Services modelliert. Abbildung 7 zeigt den Gesamtprozess, mit den Phasen für Vorhersage, Zuordnung und Optimierung, wie er mit dem am DAI-Labor implementierten Editor (VSDT) modelliert wurde. Das Planungssystem wurde an die IT-Infrastruktur vor Ort (Clear SCADA) angebunden. Dies erfolgte über einen datenbankgestützten Datenaustausch. Die hinreichende Geschwindigkeit der Schnittstelle konnte in mehreren speziell konzipierten Feldtests nachgewiesen werden.

Selbstlernende Erzeugungs- und Last-Prognosen

Mit dem Ziel Prognosen zu erstellen, die möglichst (semi-)automatisch die jeweils besten Prognose-Ergebnisse für den zugrundeliegenden Prozess zu erzielen, wurden Modelle des Deep Learning Paradigmas evaluiert und mit weiteren Methoden des Maschinellen Lernens, sowie klassischen Ansätzen, wie Regressionsmodellen und Modelle aus der Zeitreihenanalyse verglichen. Das Ziel dabei ist, dass Modelle lokale Eigenheiten und Spezifika erlernen und sich zur Laufzeit kontinuierlich verbessern sollen, umso auf nicht-stationäre Veränderungen in den betrachteten Prozessen zu reagieren. Dazu wurde schließlich ein Schema entwickelt und umgesetzt, dass eine selbstlernende Prognose für das MSG erstellt. In erster Linie wurden Ansätze für die Vorhersage der Photovoltaik-Erzeugung (PV) basierend auf genauen numerischen Wetterprognosen entwickelt. Aufgrund der ähnlichen Struktur der Probleme, sowie des generischen

Ansatzes, wurden die Methoden auch auf Lastgänge, im Besonderen Gebäude und Ladesäulen angewendet und evaluiert. Im *Schaufensterprojekt Integrationsplattform Intelligente Netze (IPIN)* konnten gezeigt werden, dass die Winddaten am EUREF-Campus erheblicher Variabilität unterliegen und die Datenqualität eher schlecht ist. Da die Windproduktion am MSG EUREF einen relativ geringen Teil ausmacht, wurde hier die Prognose nicht näher evaluiert.

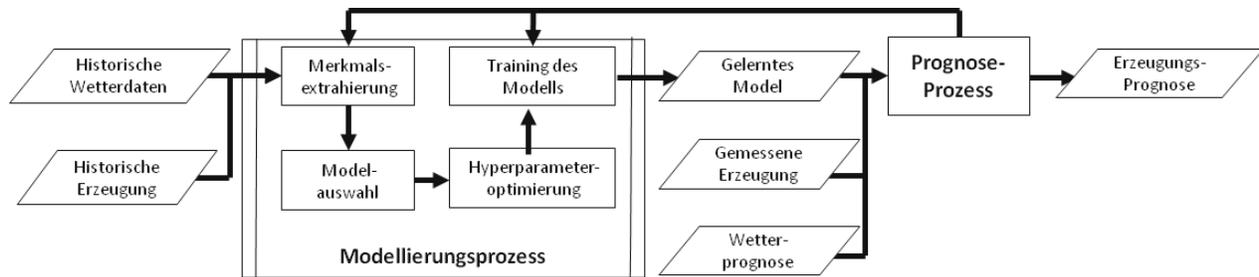


Abbildung 7 Prognose als Prozess

Abbildung 7 stellt den Prozess der Erstellung einer Prognose dar. Zuerst werden auf historischen Mess- und Wetterdaten Modelle erstellt. In diesem Teilprozess müssen zuerst Merkmale extrahiert, Modelle mit ihren Modellparametern (Hyperparameter) ausgewählt und optimiert werden. Schließlich wird das Modell auf den historischen Daten trainiert. Dieses Modell kann dann im „Online“-Betrieb eingesetzt werden und basierend auf aktuell vor Ort gemessenen Daten, sowie externen Wetterprognosen die Erzeugungs- und/oder Verbrauchsprognosen erstellen. Klassischerweise ist der Modellierungsprozess ein weitgehend manueller Prozess. Wir haben ein Schema entwickelt, das die Schritte automatisiert. Für den Schritt der Merkmalsextrahierung wurden zum einen Ansätze des Deep Learnings, aber auch klassische Ansätze, wie z.B. die Vorbereitung der Daten durch Correlation-based Feature Subset Selection (CFS), evaluiert. Umgesetzt sind aber je nach Modell manuell gewählte Merkmale. Im Schritt der Modellauswahl werden prinzipiell erst einmal alle konfigurierten Modelle trainiert und anschließend nach ihrer Performance gerankt. Hier wird als Metrik für die PV-Prognose der durchschnittliche quadratische Fehler eingesetzt. Für Lastgänge kommt der sogenannte Mean Absolute Scaled Error (MASE) zum Einsatz, bei dem die Performance gegenüber einem naiven Ansatz angegeben wird (Wert derselben Stunde vom letzten Tag desselben Typs). Dies verhindert einen Bias in der Bewertung der Qualität, der durch viele Null-Werte gegeben ist. Im Schritt der Hyperparameter-optimierung kommt die Zufällige Suche zum Einsatz, bei der Werte in einem vordefinierten Wertebereich kombiniert werden. Der Ansatz gilt prinzipiell der sogenannten Grid Search, bei dem festgelegte Werte durchprobiert werden, überlegen. Nach dem Training wird das Modell online

für die Prognose eingesetzt. Hierbei können auch mehrere Modelle der besten Modelle (3-5) zu einer Prognose kombiniert werden was die Ergebnisse robuster machen kann. Nach einem vordefinierten Intervall (z.B. eine Woche) wird das Modell automatisch wieder inklusive der bis dahin neu gemessenen Daten trainiert. Nach einem weiteren längeren Intervall (z.B. ein Monat) kann weiterhin der Modellierungsprozess erneut durchlaufen werden. So kann auf nicht-stationäres Verhalten reagiert werden.

Tabelle 3 stellt die Auswahl der Algorithmen dar. Die Spalte Benchmark beinhaltet einige Modelle von Netzbetreibern aus der Literatur, die typischerweise gewichtete Mittelwerte ähnlicher Tage darstellen. Weiterhin wurden verschiedene naive Ansätze als unterste Grenze ausprobiert. Beispielsweise können Lasten mit vielen Nullwerten (z.B. Ladesäulen) auch mit der Prognose von „0“ verglichen werden. Andere naive Ansätze sind die Prognose als den Mittelwert aller Werte anzugeben, oder für Prognosen nur für einen Schritt voraus den aktuellen Wert fortzuschreiben. Regressionsmodelle sind verbreitet in der Industrie. Sie sind einfach zu berechnen, einfach interpretierbar und können auf höheren Netzebenen häufig ausreichend genaue Werte liefern. Clustering-Methoden versuchen in den historischen Daten eine möglichst ähnliche Situation zu finden und basieren darauf ihre Prognose. Klassische Zeitreihenmodelle wie ARIMA wurden ebenfalls angewendet. Es wurden einige Modelle des „klassischen“ maschinellen Lernens ausprobiert, die der Literatur als Stand der Technik angesehen werden. Weiterhin wurden Deep Learning-Ansätze erprobt.

Zur Erstellung der selbstlernenden Prognosen wurde die Toolbox *Foresee* in JAVA entwickelt. Die Implementierung setzt auf die Open-Source Bibliothek WEKA² auf. Hier wurden wiederum Adapter zum Forecast-Package in R³, sowie die Deep Learning Bibliothek Deeplearning4j⁴ implementiert. Integration in das Planungssystem erfolgt durch die Modellierung als zusätzliche Agenten. Sollten rechenintensive Lernprozesse im Live-Betrieb benötigt werden, können diese von einem speziellen Agenten auf einer GPU berechnet werden.

² <http://www.cs.waikato.ac.nz/~ml/weka/>

³ <https://cran.r-project.org/web/packages/forecast/index.html>

⁴ <http://deeplearning4j.org/>

Tabelle 3 Algorithmen zur Prognose

Benchmark	Regression	Clustering-Methoden	Zeitreihen-Methoden	Maschinelles Lernen	Tiefes Lernen
Verbrauch <ul style="list-style-type: none"> • Persistenz • 0 • Durchschnitt • Middle-4-of-6 Day Type • CA-ISO • NY-ISO • Naive Last Day Type • PJM Economic Erzeugung <ul style="list-style-type: none"> • Formel • Sonnenwinkel 	<ul style="list-style-type: none"> • Multiple Lineare Regression • Ridge Regression • Logistische Regression 	<ul style="list-style-type: none"> • Nächste-Nachbarn-Klassifikation 	<ul style="list-style-type: none"> • ARIMAX • Exponentielle Glättung • TBATS • Double Season Holt-Winters 	<ul style="list-style-type: none"> • Gauß-Prozess • Regressionsbäume • Künstliche neuronale Netze • Stützvektorregression • XG-Boost 	<ul style="list-style-type: none"> • Rekurrente Neuronale Netze mit LSTM • Deep Belief Networks • Tiefe Auto-Encoder

In der Evaluation auf dem längsten verfügbaren Zeitraum von einem Jahr (20.04.2013-20.04.2014) mit Stundendaten zeigte sich, dass komplexere Modelle zur Überanpassung neigen und einfachere Modelle wie gar die Regressionsmodelle oder „klassischen“ Methoden des Maschinellen Lernens, wie z.B. Stützvektorregression und Regressionsbäume, komplexeren Modellen wie künstlichen neuronalen Netzen mit mehreren Schichten oder Deep Learning Ansätze vorzuziehen sind. Die klassischen Zeitreihenmodelle konnten nicht erfolgreich auf das PV-Prognoseproblem trainiert werden, da sie bis auf ARIMAX nicht mit externen Daten umgehen können (vor allem die Einstrahlungs- und Temperaturdaten). ARIMAX wiederum kann im Falle von Lastgängen nur eine Saisonalität modellieren. Lastgänge haben aber üblicherweise mindestens die tägliche und eine wöchentliche Saisonalität und bei genügend Daten zusätzlich eine jährliche. Rekurrente Neuronale Netze galten als aussichtsreiche Ansätze, da hier durch ihre Struktur nicht explizit zeitliche Merkmale als Eingaben modelliert werden müssen.

Für die Erstellung der PV-Prognose wurde eine spezielle tiefe Architektur entwickelt und evaluiert. Abbildung 6 zeigt eine schematische Darstellung der entwickelten Architektur. So entspricht in der Eingangsschicht je ein Knoten einem Intervall des vergangenen Tages (480 Knoten für 3 Minutendaten, 96 Knoten für 15-Minutendaten) und modelliert die historische Erzeugung, sowie

die solare Einstrahlung zuerst getrennt, d.h. ohne vollständige Konnektivität zwischen den Schichten. Darauf folgt eine Schicht mit deutlich weniger Neuronen, die dazu dient Dimensionen zu verringern und so „höhere“ Merkmale automatisch abzubilden. Die darauf folgende Schicht lernt nun auf diesen höheren Merkmalen und kann so Zusammenhänge modellieren. Schließlich folgt die Ausgabe des prognostizierten Wertes. Es wird lediglich jeweils ein Schritt voraus hervorgesagt. Um mehrere Schritte vorherzusagen wird dann das Modell um einen Schritt „vorge-schoben“ und der zuvor prognostizierte Wert geht als Eingabe ins Modell ein.

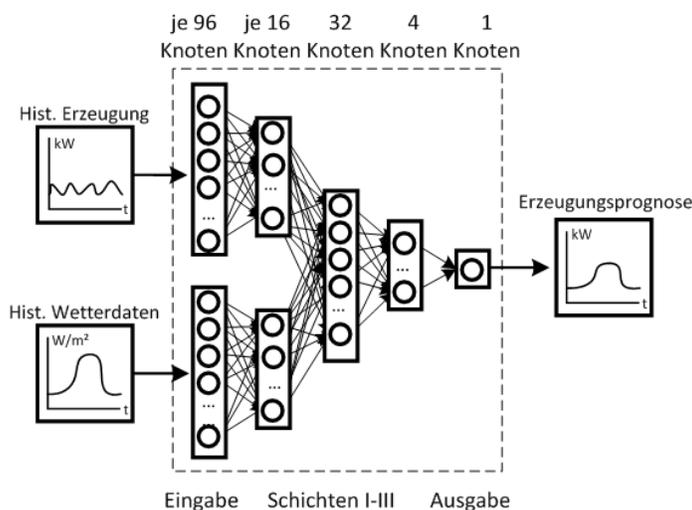


Abbildung 8 Tiefe Architektur für PV-Prognose

Dieses Modell wurde ebenfalls auf dem oben genannten Jahr Daten evaluiert, aber diesmal direkt auf den 3-Minutendaten. Abbildung 9 zeigt beispielhaft ein paar Lastgänge aus dem Evaluationssatz. Dabei wurde ein Zwölftel der Tage zufällig aus dem Trainingssatz vorenthalten. Nach dem Training werden für diese Tage je drei Prognosen um 6.00 Uhr, 9.00 Uhr und 12.00 Uhr erstellt. In der Abbildung werden diese drei Prognosen je nebeneinander dargestellt (für drei beispielhafte Tage). Dabei ist gut zu erkennen, wie sich die Prognosen später am Tag verbessern, wenn z.B. die realen Messungen stärker von der solaren Einstrahlungsprognose abweichen (siehe beispielsweise die drei rechten Kurven). Das spezifische Modell wurde in Python in der Deep Learning Bibliothek Keras⁵ umgesetzt.

⁵ <https://keras.io/>

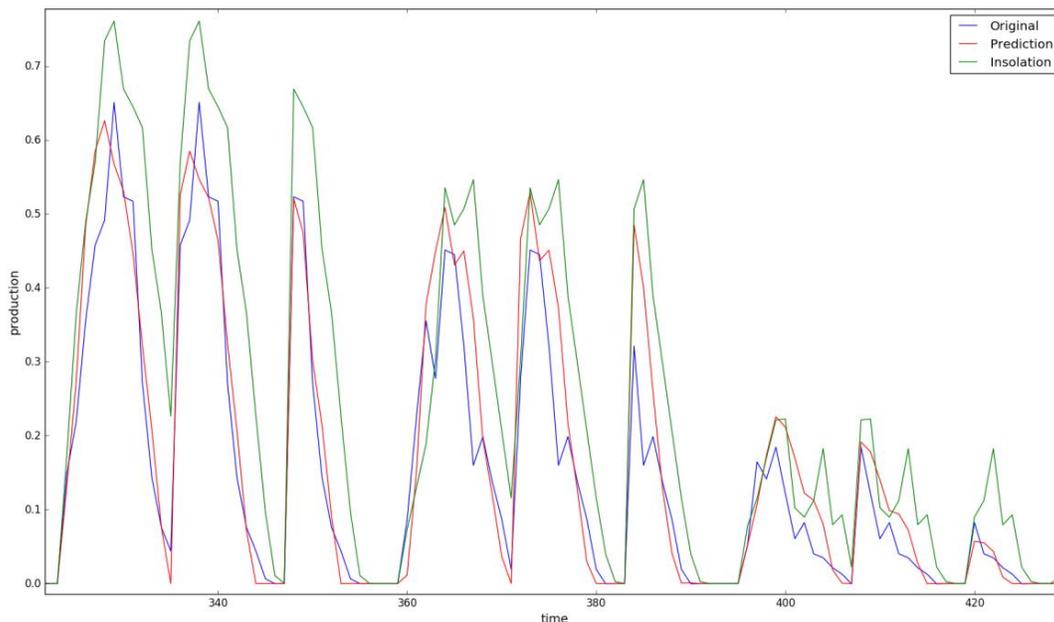


Abbildung 9 Beispiellastgänge aus dem Evaluationsatz.

2.1.2.1 Drahtlose Authentisierung für Ladestationen

Für den Betrieb von öffentlichen Ladestationen stellt die Nutzerverwaltung in Verbindung mit einer Authentisierung der Nutzer an den Ladestationen eine wesentliche Voraussetzung für den Betrieb dar. Dabei soll einerseits eine unautorisierte Nutzung verhindert werden und andererseits muss eine individuelle Abrechnung anhand von bezogener Energiemenge und ggf. Standzeit (entsprechend des jeweiligen Tarifs) möglich sein.

Als Standard für die Nutzerauthentifizierung haben sich RFID-Karten und –Token etabliert. Alternativ dazu sind auch verschiedene backendgesteuerte Zugangsverfahren (z.B. per Smartphone-App oder Webseite) im Einsatz. Die Nutzung erfordert in jedem Fall eine aktive Beteiligung des Anwenders. Eine weitgehend automatische Authentisierung zwischen Fahrzeug und Ladestation kann hier deutliche Verbesserungen bieten. Im Fall von herkömmlichen, konduktiven Ladestationen handelt es sich dabei im Wesentlichen um einen Komfortgewinn für den Nutzer, was auch zu einer Reduktion von Bedienungsfehlern führen kann.

Methoden zur drahtlosen Authentisierung von Fahrzeugen an Ladestationen waren zur Projektlaufzeit Bestandteil der Standardisierungsaktivitäten im Rahmen der ISO 15118. Da die Arbeiten daran nicht öffentlich sind, waren nur begrenzte Informationen darüber zu erhalten. Während der

Projektlaufzeit waren die Arbeiten zur Drahtlosen Authentisierung noch nicht abgeschlossen. Soweit möglich wurden die eigenen Arbeiten an die Konzepte der in Entwicklung befindlichen ISO 15118 angelehnt, auch wenn an mehreren Stellen aufgrund der Gegebenheiten im Projekt davon abgewichen werden musste, insbesondere wurde aus zeitlichen Gründen auch keine Kompatibilität der Datenprotokolle umgesetzt. Das Thema Sicherheit (Verschlüsselung/Signatur der Daten) wurde konzeptuell behandelt, die Umsetzung dieser Funktionen erfolgte aufgrund des dafür erforderlichen Aufwands nicht.

Das umgesetzte drahtlose Authentisierungsverfahren besteht im Wesentlichen aus vier funktionalen Komponenten:

1. Fahrzeug (*Electric Vehicle, EV*)
 - ausgerüstet für konduktives Laden nach DIN EN 62196
 - integrierte Funkkommunikation und Software für die drahtlose Authentisierung
 - im Projekt nur als Emulator umgesetzt, Integration in ein reales Fahrzeug war nicht möglich
2. Ladestation (*Charging Station, CS* auch *Electric Vehicle Supply Equipment, EVSE*)
 - Ladestation für das Laden nach DIN EN 62196
 - Angepasste Firmware für drahtlose Authentisierung
3. *Supply Equipment Communication Controller (SECC)*
 - Drahtlose Kommunikation zu Fahrzeugen
 - Interne Kommunikation zu Ladestationen (mehrere möglich)
 - Kommunikation zum Backend (AAA) für Nutzerauthentisierung
 - Kann in Ladestation integriert sein oder separat realisiert werden
 - Stellt die korrekte Zuordnung von Ladepunkt und angeschlossenen Fahrzeug sicher
4. Authentisierungsserver (*Authentication, Autorization and Accounting, AAA*)
 - Dienst im Backend für Nutzerauthentisierung und Abrechnungsdatenerfassung

Die Kommunikation zwischen den verschiedenen Komponenten erfolgt über unterschiedliche Technologien. Die interne Kommunikation zwischen den Ladestationen und dem SECC sowie deren Verbindung zum Backend erfolgte mittels eines klassischen LAN (Ethernet). Zwischen Fahrzeug und SECC wurde WLAN im Mesh-Modus (IEEE 802.11s) eingesetzt, dadurch ist bei geeigneter Konfiguration eine spontane Kontaktaufnahme zwischen unterschiedlichen Fahrzeu-

gen und SECCs realisierbar. Zwischen Fahrzeug und Ladestation findet keine direkte Datenkommunikation statt, diese erfolgt nur indirekt über den SECC, bei verbundenem Ladekabel erfolgt eine Signalisierung nach DIN EN 62192 mittels eines PWM-Signals.

Der typische Ablauf eines Anmeldevorgangs lässt sich in 5 Schritten zusammenfassen:

1. Service Announcement durch SECC

Der SECC überwacht den Status der zugeordneten Ladestationen. In regelmäßigen Abständen (z.B. alle 20 Sekunden) sendet er über die Funkschnittstelle öffentlich empfangbare Statusinformationen, welche relevante Informationen zu den einzelnen Ladestationen liefern (z.B. Standort, verfügbare Ladepunkte mit Steckertyp und Ladeleistung).

2. Kontaktaufnahme durch Fahrzeug

Empfängt ein Fahrzeug in Reichweite die Service Announcements eines SECC und besteht Interesse an einer Aufladung, baut es eine Kommunikation zum SECC auf. Dabei werden auch die Zugangsdaten des Nutzers abgefragt und vom SECC gegenüber dem AAA-Server überprüft. Ein oder mehrere Ladepunkte werden zu diesem Zeitpunkt vorgemerkt, aber noch nicht für ein spezielles Fahrzeug reserviert.

3. Ankunft an der Ladestation

Bei Ankunft an der Ladestation benachrichtigt das Fahrzeug den SECC, dabei ist eine Zuordnung von Fahrzeug und Parkplatz noch nicht hergestellt. Dieser öffnet die in Frage kommenden Ladepunkte, so dass das Ladekabel angeschlossen werden kann.

Beim Einstecken des Ladekabels senden sowohl das Fahrzeug als auch die Ladestation ein Signal an den SECC.

4. Überprüfung der Zuordnung

Empfängt der SECC Nachrichten über das Einstecken des Ladekabels von einer Ladestation und einem Fahrzeug, kann er über die zeitliche Korrelation eine Zuordnung vermuten. Diese wird anschließend unter Verwendung der PWM-Signalisierung gemäß DIN EN 62192 überprüft. Dabei gibt der SECC dem Ladepunkt ein zu sendendes PWM-Signal vor und fragt anschließend vom Fahrzeug das empfangene Signal ab. Wird dieser Vorgang ausreichend oft wiederholt und stimmen die gesendeten und empfangenen PWM-Werte dabei überein, wird dieses als ausreichend sichere Bestätigung der Zuordnung von Fahrzeug und Ladepunkt betrachtet.

5. Laden

Nach erfolgter Zuordnung von Fahrzeug und Ladepunkt gibt der SECC den Ladevorgang an der Ladestation frei, schließt eventuell andere geöffnete Ladepunkte und sendet eine Bestätigung an das Fahrzeug. Der Ladevorgang unterscheidet sich ab diesem Zeitpunkt nicht vom herkömmlichen Authentisierungsverfahren mittels RFID-Token.

Die Abmeldung des Fahrzeugs, und damit verbunden die Freigabe des Ladekabels, kann jederzeit vom Fahrzeug über den SECC ausgelöst werden. Sie geschieht automatisch, wenn die Kommunikationsverbindung zwischen Fahrzeug und SECC unterbrochen wird.

Konzeption der IT-Sicherheit

Im Fokus der Erbringung von IT-Sicherheitsleistungen erfolgte im AP2 zunächst eine Analyse des D3-EUREF Campus. Dabei wurde das MSG in drei Domänen eingeteilt: 1) dem Live-System, in der u.a. Stromerzeuger und –verbraucher sowie unterschiedliche Netzinfrastrukturen vorzufinden sind. Des Weiteren ist in dieser Domäne das Planungs-Live-System vorzufinden, mit der Aufgabe unterschiedliche MSG Daten unterschiedlicher Quellen aufzubereiten. Diese gebündelten Daten werden 2) dem Planungssystem zugänglich gemacht mit der Intention anhand Auswertung unterschiedlicher (Live-)Daten Prognosen herbeizuführen, aus denen ein Anspruch auf Ressourcen abgeleitet werden kann und somit, in Form von optimierten Planungsergebnissen den autarken Betrieb des EUREF-Campus zu fördern. Innerhalb dieser Domäne wird eine verteilte Agententechnologie eingesetzt, die zum einem eine Lastverteilung erlaubt, in der zum anderen auch Subdienste Dritter in Anspruch genommen werden können. 3) Die dritte Domäne stellt das Simulationssystem dar.

Abbildung 10 stellt eine schematische Gliederung der drei wesentlichen Domänen im EUREF Campus dar.

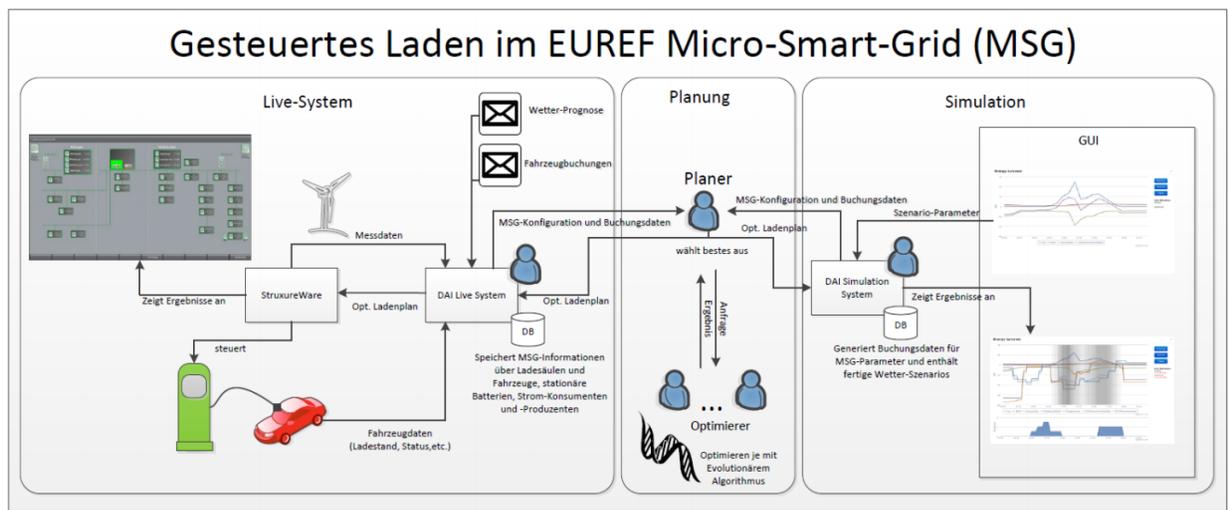


Abbildung 10: D3 – EUREF Campus im Kontext des Planungssystems

Daran anknüpfend erfolgte eine Klassifizierung der Datenquellen, Datenflüsse sowie Datenarten, die als schützenswerte Güter zu betrachten sind. Hierbei wurden fünf Sicherungsdomains festgestellt:

1. Datenquelle
2. Datenfluss zwischen Datenquelle und Datenbank
3. Datenbank
4. Datenfluss zwischen Datenbank und Planungssystem
5. Planungssystem sowie nachgelagerte Planungssystem-Teildienste

Für jeden dieser Sicherungsdomains wurden, nach Identifikation der Schutzziele sowie von Akteuren mit teilweise konkurrierenden Intentionen Maßnahmen in Form von Handlungsanweisungen konzipiert bzw. implementiert. Im Fokus des Datenschutzes sowie der Datensicherheit und möglichen Bedrohungen im Umfeld von intelligenten Netzen beauftragte das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im September 2010 das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) mit der Erarbeitung eines Schutzprofils für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems (Smart Meter Gateway). Ziel ist es einen einheitlichen technischen Sicherheitsstandard für alle Marktakteure zu gewährleisten. Wesentliche Bestandteile dieses Schutzprofils wurden im Kontext der SMG im D3 EUREF evaluiert.

Das Planungssystem wurde als Multiagenten-System (MAS) umgesetzt und kann so z.B. auch physisch verteilt implementiert werden. Die Unterteilung motiviert sich dabei zum einem durch

Lastverteilung aber auch durch spezialisierte Tätigkeitsfelde. Jeder JIAC-Agent läuft auf einer verteilten JIAC-Plattform, welche auch als JIAC-Knoten. JIAC bzw. JIAC-Knoten zeichnen sich durch unterschiedliche Merkmale aus. U.a. enthält JIAC Kommunikationsmechanismen, die den Datenfluss zwischen verteilten Agenten regeln. Entwickler oder Nutzer von JIAC oder JIAC Komponenten (wie bspw. Agenten) müssen sich bspw. nicht mit komplizierten Adressierungen auseinandersetzen. Es ist Aufgabe des verteilten JIAC Frameworks bzw. eines Knotens entsprechende Kommunikationspartner Host-grenzübergreifend zu lokalisieren und entsprechende Kommunikationspakete zu transportieren. Es obliegt dem Verantwortungsbereich dieses Systems, unterschiedlichen Komponenten Zugriff auf Kommunikation und Daten zu gewähren. Dies motivierte die Konzeption und Integration von Sicherheitslösungen zur Erzielung einer Kommunikationssicherheit auf Agentenkommunikationsebene zur Erzielung von Vertraulichkeit, Integrität sowie Authentizität mit Hilfe von PKI-Lösungen. Hierbei galt es zu berücksichtigen, dass das JIAC-Framework unterschiedliche Kommunikationsparadigmen und Protokolle verfolgt (insbesondere JMX und ActiveMQ).

Darüber hinaus wurde die Autorisierung und Zugriffskontrolle aus der Perspektive der Datensicherheit betrachtet und ein Konzept entwickelt, dass die definierten Sicherheitsziele auch im Fall der Verlagerung von Teilaufgaben und Funktionen auf externe Dienste ermöglicht. Zugriffskontrollentscheidungen sollen durch die Existenz von Sicherheitsrichtlinien (Policies) abgeleitet werden. Hierzu sollen (verteilte) Agenten des Planungssystems nur noch über Anforderungen eines Datenbank-Agenten auf Daten zugreifen können, weshalb dieser Arbeitsschritt eine Modifikation der internen Infrastruktur des Planungssystems verlangt. Weiter wird der Datenbank-Agent mit Zugriffskontrollmechanismen ausgestattet.

Der „Umweg“ über einen ausgezeichneten DB Agenten ist auf Abbildung 11 skizziert. Dabei kann der DB Agent als Proxy verstanden werden, welcher sämtliche Datenbankanforderungen entgegennimmt, diese an die Datenbank leitet und entsprechende Ergebnisse an den ursprünglichen Aufrufer zurück liefert. Da dieser Agent nun die einzige Einheit ist, welche dem Datenbankbetreiber bekannt ist und demnach autorisiert ist, Daten abzufragen bzw. zu hinterlegen, kann er mit Zugriffskontrolle für die interne Planungsagentenkommunikation ausgestattet werden.

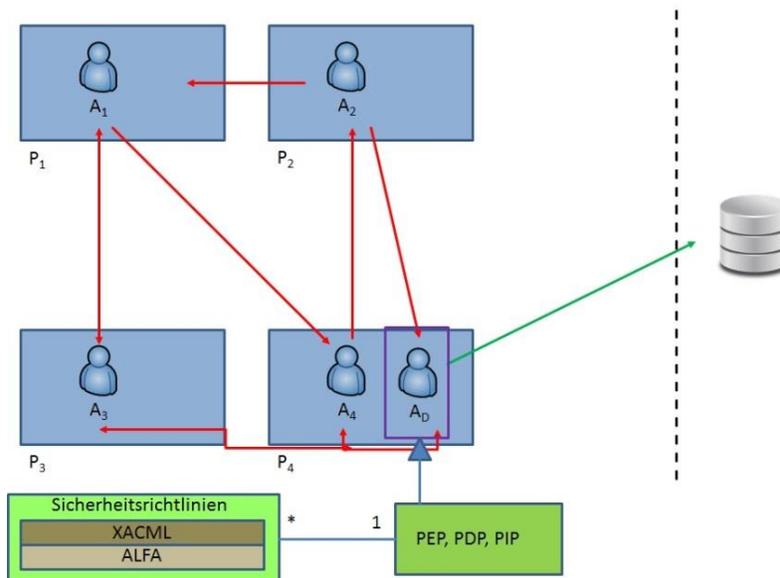


Abbildung 11: DB-Zugriff über DB Agenten

Für die Umsetzung der Zugriffskontrolle auf Basis der Sicherheitsrichtlinien wurden Komponenten von Authentisierungs- und Autorisierungslösungen verwendet, die auf dem Common Open Policy Service (COPS) basieren⁶. Es wird die Sicherheitsrichtliniensprachenspezifikationen XACML (eXtensible Access Control Markup Language) empfohlen. XACML ist ein vom OASIS-Konsortium definierter Standard zur Formulierung und Verarbeitung von komplexen Autorisierungsregeln und gilt als Erweiterung der Security Assertion Markup Language (SAML). Hierbei handelt es sich um Sicherheitsrichtlinien, die in Form von XML-Dateien bestimmt werden. Mit der Axiomatics Language for Authorization (kurz: ALFA) ist es dem Autor von Sicherheitsrichtlinien (i.A. der Sicherheitsadministrator eines Unternehmens) in einfacher Art und Weise möglich, komplexe Sicherheitsrichtlinien in einer durch die ALFA-Sprache einfachen Syntax zu formulieren. Eine besondere Herausforderung ist es, Umgebungsinformationen zur Entscheidungsfindung einer möglichen Autorisation heranziehen zu können.

Da das Steuerungssystem im MSG zu wesentlichen Teilen auf das Modbus-Protokoll abstellt, wurden Konzepte zur erweiterten Sicherung der Datenübertragung über Modbus betrachtet. Es werden drei Betriebsarten unterschieden: Modbus-ASCII, Modbus RTU sowie seit 2007 Modbus

⁶ <https://tools.ietf.org/html/rfc2748>

TCP. Letzteres basiert auf das TCP Übertragungssteuerungsprotokoll als Netzwerkprotokoll zwischen Computern, welcher auch im D3-EUREF zum Einsatz kam. Ursprünglich war Modbus für die serielle Kommunikation zwischen SCADA Geräten innerhalb abgeschlossener Netzwerke konzipiert. Aufgrund dieser Abgeschlossenheit musste man sich nicht mit der Authentifikation von Endpunkten, der Vertraulichkeit sowie mit Integritätsfragen beschäftigen. Mit dem Aufkommen und der Anbindung des Internets erfolgte eine Portierung des Modbus-Protokolls auf TCP/IP. Daraus resultierend ergeben sich neue Angriffsgefahren und eine mögliche Verletzung genannter Sicherheitsziele. Dem Modbus TCP-Protokoll per se fehlen Mechanismen zur Erlangung von Vertraulichkeit sowie der Verifikation der Integrität ausgetauschter Nachrichten. Bspw. ist es nicht möglich festzustellen, ob ein betrachteter Datenfluss unautorisiert modifiziert wurde oder nicht. Auch werden die Endknoten zwischen einem Datenfluss nicht authentifiziert. Demnach könnte jedes beliebige Gerät sich als legitimer Datenerzeuger oder Datenverbraucher behaupten. Hierzu wurden zwei Lösungsstrategien ausgearbeitet. Sämtliche Arbeiten zur Konzeption und Erzielung von Sicherheit sind in einem 66-seitigen Dokument zusammengetragen worden.

2.1.3 AP 3 Ausbau

Gegenüber der Gesamtvorhabensbeschreibung wurden z.T. Anlagen errichtet wie geplant, zum anderen kam es jedoch zu Abweichungen in der tatsächlichen Umsetzung. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die zu errichtenden und tatsächlich errichteten Anlagen. Im weiteren Verlauf werden die Einzelanlagen detailliert erläutert.

Tabelle 4: Geplante und umgesetzte Anlagen im Projekt Micro Smart Grid: Twinlab

Anlagentyp	Partner	Zu errichtende Anlagen laut GVB	Im Projekt errichtete Anlagen
Energieanlagen	Schneider Electric	Solar-Car-Shelter inklusive einer Photovoltaikanlage (installierte Leistung von ca. 30kWp)	Solar-Car-Shelter inklusive einer Photovoltaikanlage (installierte Leistung von 40,455kWp)
	RLI	8 vertikale Kleinwindenergieanlagen (WEA) mit je 1kW 1 vertikale WEA mit 5kW	2 vertikale Kleinwindenergieanlagen (WEA) mit je 1kW /
	NBB	Netzersatzfähiges BHKW mit ca. 20kW elektrischer Leistung	Netzersatzfähiges BHKW mit ca. 20kW elektrischer Leistung, im Inselbetrieb jedoch nicht einsetzbar
Ladeinfrastruktur	Vattenfall	Ladeinfrastruktursystem bestehend aus einem Master-Satellitensystem (bis zu 6 Ladestationen) mit einer Steuerung für das lokale Lastmanagement.	Ladeinfrastruktursystem bestehend aus einem Master-Satellitensystem (mit 2 Ladestationen) mit einer Steuerung für das lokale Lastmanagement. Ein Lastmanagement auf dem EUREF-Campus konnte nicht umgesetzt werden.
	NBB	Master-Satellitensystem mit 4 Ladepunkten	Ladestation mit 2 Ladepunkten zur Durchführung von Lastmanagement.
	DAI-Labor	2 Ladestationen zur bidirektionalen Einbindung (Vehicle to Grid).	2 Ladestationen zur bidirektionalen Einbindung (Vehicle to Grid).
	Schneider Electric	2 Kombi-Ladestationen inkl. Pedelec-Ladepunkten	2 Ladestationen AC-Ladung 2x22kW, 1 Schnellladestation 50kWDC/22kWAC
		Wallboxen für Haus 7	/
		Leitungsnetz zur elektrotechnischen und datentechnischen Verknüpfung der Komponenten des MSG	Leitungsnetz zur elektrotechnischen und datentechnischen Verknüpfung der Komponenten des MSG
Bombardier Transportation	Wayside Ladeinfrastruktur für induktive Ladestation mit 22kW	Ausstieg aus F&E-Projekt	
Speicher	Vattenfall	Stationärer Batteriespeicher (ca. 90kwh/30kW) incl. begehbare Demonstrationscontainer, der darüber hinaus weitere technische Anlagen enthalten wird	
		Intelligent regelbare Heizpatrone mit 45kW (ggf. inkl. Wärmespeicher) zur Umwandlung überschüssiger Erneuerbarer Energie in Wärme	Beschaffung einer intelligent regelbaren Heizpatrone 10kW Heizpatrone zur Umwandlung überschüssiger Erneuerbarer Energie in Wärme, jedoch ohne Umsetzung auf dem EUREF-Campus durch fehlende Genehmigung des Campus-Eigentümers

	Schneider Electric	Bidirektionale Wechselrichter für o.g. stationäre Batterie	Bidirektionale Wechselrichter für o.g. stationäre Batterie
		2 USV zur Aufrechterhaltung der Funktion des MSG-Servers und des frequenzgebenden BHKW.	2 USV zur Aufrechterhaltung der Funktion des MSG-Servers.
		Modulare Erweiterung der von SENSE in Be-Mobility 2.0 angeschafften Netzpufferbatterie	Modulare Erweiterung der von SENSE in BeMobility 2.0 angeschafften Netzpufferbatterie
	NBB	Wasserstoff-Elektrolyseur mit 6kW → 1Nm ³ H ₂	Durch zu hohe absehbare Installationskosten wurde kein Wasserstoff-Elektrolyseur integriert
	DAI-Labor	2 Doppelschichtkondensatoren (Supercapacitor) zur Pufferung rapider Lastschwankungen (je einer für das MSG und das Laborreferenzsystem)	1 Doppelschichtkondensator (Supercapacitor) für das MSG zur Pufferung rapider Lastschwankungen

Innerhalb des AP3 fanden seit Projektstart zweiwöchig Jour Fixe Termine statt, zur Planung und Durchführung der geplanten Inhalte.

Im Rahmen des AP3 wurden insbesondere die zu verbauenden Komponenten festgelegt. Herausragende Installationen sind:

Carsharingstationen

Es wurde die Carsharingstation 1, ausgerüstet mit Elektroladeinfrastruktur, mit insgesamt 26 Parkplätzen auf dem Gelände des EUREF Campus vorbereitet. Bis Projektlaufzeitende wurden dabei folgende Stationen installiert

- 4 AC-Ladestationen mit 2 Ladepunkten a 22kW Leistung von Schneider Electric
- 1 DC-Schnellladestation mit 2 Ladepunkten (1x 50kWDC, 1 x 43kWAC) von Schneider Electric
- 3 AC-Ladestation mit 1 Ladepunkt a 11kW Leistung von der Ubitricity GmbH
- 1 AC- Ladestation mit 2 Ladepunkten a 22kW Leistung von der Deutschen Bahn
- 1 AC-Ladestation mit 2 Ladepunkten a 11kW Leistung von der Deutschen Bahn
- 1 AC-Ladestation mit 2 Ladepunkten a 11kW Leistung über die Firma Stromnetz Berlin
- 1 AC-Ladestation mit 2 Ladepunkten a 11kW Leistung über das DAI-Labor der TU Berlin
- induktive Ladestationen aus dem Parallelprojekt Interop (2x3,7kW, 1x7,4kW)

Zur Ausführung des Schutzes der Ladestationen und für die Aufnahme aller Messdaten, also Spannungen, Ströme und Leistungen wurde eine Unterverteilung installiert, die der Carsharingstation beigestellt wurde. Die Zählung jedes einzelnen Ladepunktes diente der detaillierten Auswertung der Verbräuche durch die Elektrofahrzeuge. Zudem bietet jede Ladestation die Möglichkeit der Leistungsanpassung über das Kommunikationsmedium Modbus TCP/IP. Bis zum Projektlaufzeitende erfolgte die informations- und kommunikationstechnische Integration in das Smart Grid. Die Visualisierung wurde entsprechend aufgearbeitet.

Weiterhin wurde die Carsharingstation 2, ausgerüstet mit Elektroladeinfrastruktur, mit insgesamt 10 Parkplätzen auf dem Gelände des EUREF Campus eingerichtet:

- 1 AC-Ladestation mit 2 Ladepunkten a 22kW Leistung von Schneider Electric
- 2 AC-Ladestationen mit je 2 Ladepunkten a 11kW Leistung über die Firma Stromnetz Berlin

- 1 AC-Ladestation mit je 2 Ladepunkten a 11 kW Leistung über das DAI-Labor
- 1 AC-Ladestation mit je 2 Ladepunkten a 11 kW Leistung über die Firma NBB
- 1 AC-Kombiladestation mit je 2 Ladepunkten a 11 kW Leistung mit Ausleihmöglichkeit für Leihrräder von Call-a-bike

Zur Ausführung des Schutzes der Ladestationen und für die Aufnahme aller Messdaten, also Spannungen, Ströme und Leistungen wurde eine Unterverteilung installiert, die der Carsharingstation beigestellt wurde. Die Zählung jedes einzelnen Ladepunktes dient der detaillierten Auswertung der Verbräuche durch die Elektrofahrzeuge. Zudem bietet jede Ladestation die Möglichkeit der Leistungsanpassung über das Kommunikationsmedium Modbus TCP/IP. Weiterhin erfolgte die informations- und kommunikationstechnische Integration in das Smart Grid.

Niederspannungshauptverteilung

Nach Auswahl aller Komponenten der unterschiedlichen Verbraucher und Erzeuger konnte ein Schutzkonzept erarbeitet werden, dass es ermöglicht sowohl den normalen Netzbetrieb zu gewährleisten, als auch den Autarkiebetrieb umzusetzen. Für einen gesteuerten Lastabwurf wurden Leistungsschalter vorgesehen, die einerseits das Abschalten von Lasten ermöglichen und zum anderen so kommunikativ ausgestattet sind, dass auch Schutzkennlinien im laufenden Betrieb je nach Bedarf verändert werden können. Der Bau und die Installation der Niederspannungshauptverteilung sind erfolgt.



Abbildung 12: Niederspannungshauptverteilung

Ausbau des bestehenden Lithiumionenspeichers

Der stationäre Lithiumionenspeicher wurde im Projekt D3 weiter ausgebaut. Zu den bereits vorhandenen 52kWh Speichervolumen wurden weitere 26kWh hinzugebaut. Durch die Wechselrichtertechnik ist es damit möglich über mehr als 70 Minuten 60kW Leistung aus dem stationären Speicher zu beziehen. Die Ladung des Lithiumionenspeichers erfolgt über Laderegler, die eine Gesamtleistung von 45kW liefern können.



Abbildung 13: Lithium-Ionenbatterie

BHKW

Zur Intensivierung des Anteils erneuerbarer Energien wurde ein BHKW Smartblock 22s der Firma KW-Energie mit einer elektrischen Leistung von 22kW ausgewählt. Das Blockheizkraftwerk wird über das Erdgasnetz mit erneuerbarem Biomethan versorgt und erzeugt damit dezentral Strom und Wärme, fast CO₂ neutral. Es koppelt hierbei die Sparten Gas, Strom und Wärme und eignet sich zur Bereitstellung der Grundlast im MSG. Die Installation erfolgte im Haus 4 auf dem EUREF Campus.



Abbildung 14: Blockheizkraftwerk

Doppelschichtkondensator

Vom DAI-Labor wurde ein Super Kondensator ausgewählt, der es vor allem ermöglicht kurzfristige Netzschwankungen auszugleichen sowie auf jeder einzelnen Phase die Spannung des Netzes zu stützen. Mit insgesamt 15kW Nennleistung kann im Fall von geringen Spannungseinbrüchen entgegengewirkt werden bzw. bei kurzfristiger übermäßiger Einspeisung der Kondensator als Spannungsstabilisator genutzt werden. Im Februar 2014 erfolgten die Anlieferung des Super Cap sowie ein Site Acceptance Test. In Zusammenarbeit mit dem Hersteller wurden unterschiedliche Nutzungsszenarien analysiert und bewertet, zu denen neben dem Ausgleich kurzfristiger Lastschwankungen auch der Ausgleich von Phasenschieflagen im MSG bzw. am Übergangspunkt zum Verteilnetz zählen. Auf Basis der im Projekt vorgenommenen Messungen wurde letzteres Szenario für die Umsetzung ausgewählt.

Elektrolyseur

Der von der NBB im Projektantrag angedachte Elektrolyseur kam im Projekt D3 nicht zum Einsatz. Die Kosten für den Anschluss an die vorhandene Gasinfrastruktur haben nach Angebots-einholung die ursprüngliche Kalkulation bei weitem überstiegen.

Power-to-Heat-Anlage (PtH)

Die Gasag sah nach Prüfung keine Möglichkeit der Einbindung der PtH Anlage in das Gasag-Contracting-Wärmenetz oder in Kundenanlagen der von Gasag-Contracting versorgten Gebäude auf dem EUREF-Campus. Damit war während der Projektlaufzeit die Installation der Power-to-Heat-Anlage leider nicht möglich.

Intelligente Gebäudesteuerung und -regelung

Im Haus 12/13 des EUREF Campus erfolgte die Installation verschiedener Messkomponenten. Zur Bilanzierungsmessung wurden insbesondere Energiezähler installiert, die über Modbus ausgelesen werden können. Für eine intelligente Raumregelung wurden sowohl Präsenzmelder sowie Fensterkontakte installiert, die es ermöglichen über ein Raumbediengerät und einen Raumtemperaturregler die Temperatur innerhalb der Gebäuderäume zu regeln. Weiterhin dienen Jalousiesteuergeräte und Multisensoren zur Lichteintragsmessung und entsprechender Steuerung in Abhängigkeit der Lichtverhältnisse. Über ein Gebäudeleitsystem wurden alle Sensoren und Aktoren sowie Messsysteme angeschlossen. Über die angepasste Software können damit sowohl die Temperatur als auch das Licht in den einzelnen Büroräumen auf ein Optimum geregelt werden. Die Messung des Verbrauchs wird innerhalb des Gebäudeleitsystems dargestellt und kann auf das Lastverhalten untersucht werden. Ableitungen zur Optimierung von Klima- und Lichtregelungen sind erfolgt. Definierte Key Performance Indicator werden durch eine übergeordnete Software – Energy Operation – dargestellt. Die Messdaten des Gebäudes wurden den Partnern zur Verfügung gestellt.

Solar-Car Shelter / solares Grundlastkraftwerk

Über der neu errichteten Carsharingstation 1 wurde ein solares Grundlastkraftwerk errichtet. Diese besteht aus einer Stahlaufständerung, auf der eine Holzkonstruktion mit einer Fläche von 310,3 m² für die Integration der Solarmodule aufgebracht wurde. Der Einsatz von speziellen Glas-Glas-Solarmodulen ermöglicht eine solare Gesamtleistung von 40,455kWp. Durch die

Bauweise der Module wird eine Überkopfmontage realisierbar. Eine Lichtdurchlässigkeit bzw. Modultransparenz von 20% macht eine natürliche Belichtung der Carsharingstation mit einem außergewöhnlichen Lichteinfallmuster möglich. Abbildung 15 zeigt hierzu ein Bild des Solar-Car-Shelters nach erfolgtem Aufbau auf dem EUREF Campus.



Abbildung 15: Solarcarport nach Fertigstellung auf dem EUREF Campus

Im Rahmen des Übernahmeantrags der Solon GmbH auf die Schneider Electric GmbH sollte die oben angegebene Leistung einem solaren Grundlastkraftwerk zugeführt werden. Diesbezüglich wurde ein DC-gekoppeltes Speichersystem installiert. Die regenerativ erzeugte Energie wird über Laderegler mit integriertem Maximum Powerpoint Tracker (MPPT) zum Beladen der bereits aus dem Projekt BeMobility2.0 vorhandenen Bleibatterie verwendet. Separate Hybrid Inverter/Charger, welche neben dem Niederspannungsanschluss ebenfalls an der Batterie angeschlossen sind, versorgen bei Bedarf direkt angeschlossene Lasten. Des Weiteren kann das vorgelagerte MSG- Niederspannungsnetz in Form von Peakshaving geglättet werden oder die Batterie aus diesem beladen werden, sofern eine Überproduktion regenerativ erzeugter Energie stattfindet. In Verbindung mit einer Modicon SPS bildet die Schneider Electric ClearSCADA

hierbei die übergeordnete Steuerung zum Lastmanagement. Einen Überblick über die zum Solar-Car-Shelter zugehörige Bleibatterie liefert



Abbildung 16: Bleibatteriecenter

Beide Speichersysteme (solares Grundlastkraftwerk und Li-Ionen-Batteriespeicher) werden in der Grey Garage auf dem EUREF Campus zu einem räumlich voneinander getrennten Batteriecenter zusammengefasst. Ein Sicherheitskonzept zum Thema Batterieraumbelüftung, Sicherheitsabstände sowie Brandschutz ist auf Grundlage folgender Normen und Richtlinien erstellt worden:

- DIN EN 50272-2 (Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen, Stationäre Batterien),
- AGI Arbeitsblatt J31-1 (Elektrotechnische Anlagen, Bautechnische Ausführung von Räumen für Batterien, Batterieräume),
- ASR A2.3 (Technische Regel für Arbeitsstätten),
- DIN VDE 0105 Teil 1 Abschnitt 3.2.3 und 3.2.4. (Sicherheitsstandards im Umgang mit elektrischen Anlagen),

- DIN VDE 0100-729 (Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art - Bedienungsgänge und Wartungsgänge) sowie eine
- Standortanalyse des Micro Smart Grid mit Schwerpunkten Blei- und Lithium-Ionen-Batterie durch das KKI (Kompetenzzentrum Kritische Infrastrukturen GmbH).

Ein Brandschutzgutachten der Feuerwehr Berlin ist ebenfalls Gegenstand des Sicherheitskonzeptes. Beide Batterieräume des BatterieCenters sind, wie in Abbildung 17 ersichtlich, durch ein feuerfestes Fenster zur Lernwerkstatt zu besichtigen.

Innerhalb der Projektlaufzeit wurde erstmals der Inselnetzbetrieb des Micro Smart Grid (MSG) auf dem EUREF-Campus getestet. Nach einer längeren Vorbereitungsphase konnte die Trennung des MSGs vom vorgelagerten Verteilnetz der Stromnetz Berlin GmbH erfolgreich durchgeführt werden.

Eine Umschaltung in den Inselnetzbetrieb war erfolgreich, auch wenn kleine Unstimmigkeiten auftauchten. Diese konnten aber direkt beseitigt werden. Da in diesem Test alles manuell geschaltet werden musste, ist es sinnvoll für die Zukunft eine Automatisierung für den Umschaltprozess vorzusehen.

Die Netzqualität war während des gesamten Tests im grünen Bereich, obwohl teilweise noch vertretbare Spannungsschwankungen aufgetreten sind. Im Inselnetzbetrieb sollten diese aber kritisch betrachtet werden, da bereits kleine Schwankungen zu einer Instabilität führen können.

Des Weiteren sollte im Inselnetzbetrieb die Verbrauchsleistung größer gleich der Erzeugungsleistung sein. Die restliche notwendige Leistung für die Verbrauchsanlage sollte aus der Bleibatterie bezogen werden. Anderenfalls fällt es der Wechselrichtertechnologie der Bleibatterie schwer das Inselnetz stabil zu halten. Ein Rückspeisen aus dem Inselnetz in die Bleibatterie sollte unterbunden werden, da sich ansonsten die DC-Spannung zu sehr erhöht. Dieser Prozess wird über die übergeordnete Leittechnik ausgeregelt.

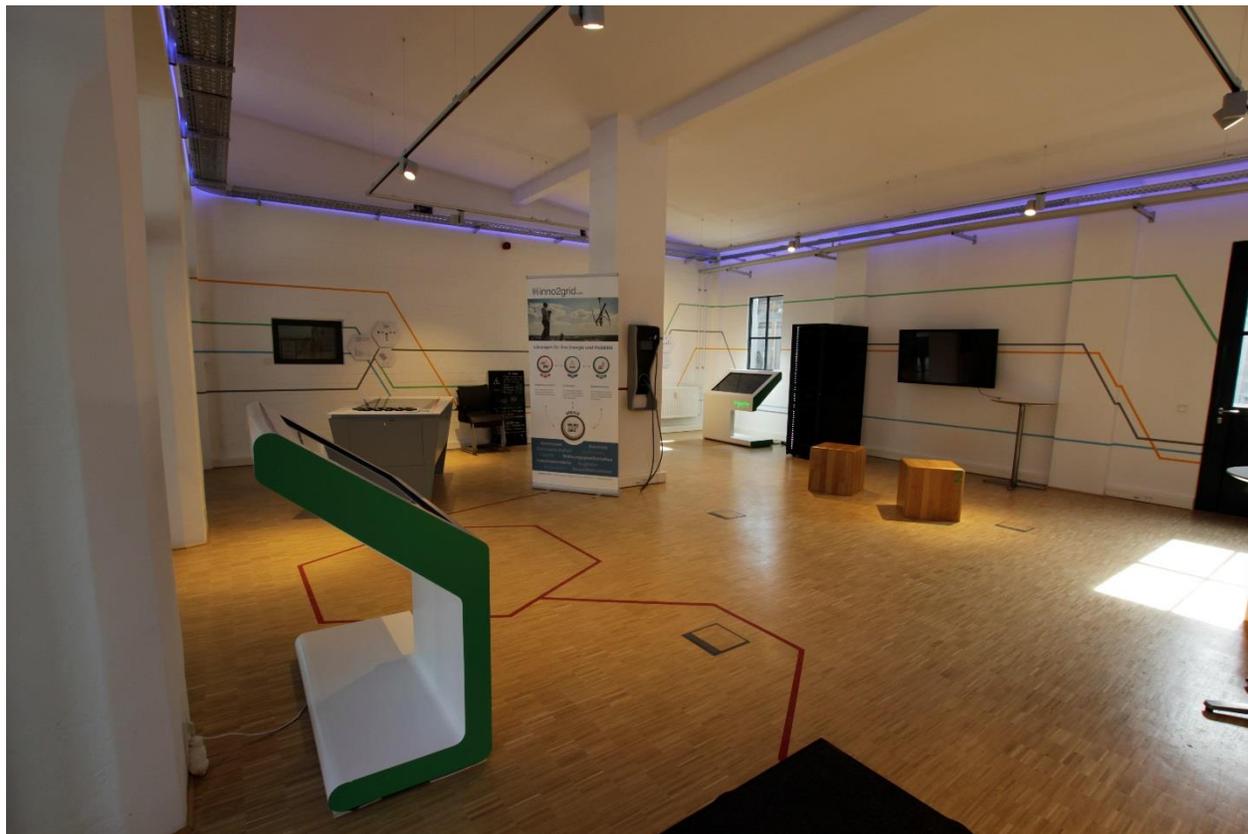


Abbildung 17: Lernwerkstatt

Kleinwindenergieanlagen (KWEA)

Im April 2014 wurden auf dem Gasometer des EUREF-Geländes in Berlin-Schöneberg zwei Kleinwindenergieanlagen des Typs KD VK-58 aufgestellt und in Betrieb genommen. Die KD-Anlagen konnten aufgrund ihres geringen Gewichts und der speziell entwickelten Klemmvorrichtung mit einem Schwerlastkran auf der obersten Ebene montiert werden. Abbildung 18 zeigt eine der vertikalachsigen KWEA. Die Anlagen haben eine Nennleistung von je 1 kW, eine Anlaufwindgeschwindigkeit von 3 m/s, geringe Schallemissionen (im städtischen Gebiet sehr relevant) und Nabelhöhen von ca. 80 m.



Abbildung 18: Kleinwindenergieanlagen KD VK-58 auf Gasometer in Berlin-Schöneberg [Quelle: RLI]

In Vorbereitung auf die Errichtung der Anlagen wurden verschiedene Gutachten und Untersuchungen durchgeführt.

Ziel war die Bewertung von:

- Schwingungseintrag der Kleinwindenergieanlagen in die Gebäude,
- Schattenwurf und Geräuschemissionen sowie
- Standsicherheit und Sicherheitsaspekte aufgrund des besonderen denkmalgeschützten Aufstellortes.

Die elektrische Anbindung der KWEA erfolgte in der Niederspannungshauptverteilung in der Grey Garage. Eine Zusammenführung mit den weiteren installierten Komponenten des MSG konnte so erfolgreich umgesetzt werden. Entsprechend den Erwartungen haben sich vor allem durch die sehr große Nabenhöhe relativ hohe Erträge von je ca. 800 kWh/a in den zwei Jahren ihres Betriebs eingestellt. Die vertikalen Anlagen gelten als geeignet für turbulente Anströmungen, die im städtischen Bereich typisch sind. Die nachträgliche Integration der KWEA am Standort erforderte einen erheblichen energetischen und planerischen Aufwand durch den Einsatz eines 200t-Schwerlastkrans. Dennoch konnte am untersuchten Standort für die Anlagen eine vergleichsweise kurze energetische Amortisationszeit nachgewiesen werden, siehe dazu auch Tabelle 5. Weiterer Einflussfaktor war der äußerst geringe Materialaufwand für die Klemmvorrichtung zur zerstörungsfreien Montage an die Stelen des Gasometers. Die spezifischen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) liegen damit weit unterhalb des Wertes des deutschen Strommix' von 535 g CO₂-Äq./kWh [6].

Tabelle 5: Ökologische Kennwerte am EUREF Campus [Quelle: RLI]

	Gasometer	Potential*
Kumulierter Energieaufwand in MWh	6,8	6,5
Energetische Amortisationszeit in a	5,7	4,9
THG-Emissionen in g CO₂-Äq./kWh	68	190

* „Potential“ beinhaltet den standardisierten Aufbau entsprechend Herstellerangaben

Der große Kostenaufwand für den Kran, die gesonderten Maßnahmen zum Schutz des Denkmals und die Entwicklung spezieller Klemmvorrichtungen machen einen wirtschaftlichen Betrieb der vertikalen Anlagen nicht möglich. Insbesondere auch, da die spezifischen Kosten (€/kW) von vertikalachsigen KWEA gegenüber horizontalen Anlagen höher sind. Dadurch ergaben sich Stromgestehungskosten von 3,42 €/kWh für jede der beiden Anlagen auf dem Gasometer gegenüber ca. 0,8 €/kWh für einen windreichen Standort ohne den erheblichen Mehraufwand für die Installation.

ClearSCADA

Die Micro Smart Grid Steuerung dient der Visualisierung aller im MSG angeschlossenen Komponenten. Zudem erfolgt eine Steuerung dieser, durch Vorgabe eines Planungsalgorithmus. Damit wird es ermöglicht verschiedene Szenarien, z.B. Eigenverbrauchsoptimierung oder Energieein- und -verkauf, zu testen. Weiterhin werden Fehlerzustände aufgenommen und entsprechend an das Wartungsteam kommuniziert.

Fernwirkkopf der NBB

Aufgrund der Erweiterung der Komponenten und Standardisierung der Schnittstellen wurde eine größere und leistungsstärkere Fernwirkkomponente am EUREF installiert. Die AKA der Firma Siemens nimmt alle Daten und Werte des MSG entweder direkt von den Anlagen oder über die Kopplung zur ClearSCADA auf und sendet diese an die zentrale Netzleitwarte der NBB am Hackeschen Markt. Die in Vorgängerprojekten implementierte explizite, kleinteilige Steuerung der einzelnen Komponenten wurde verworfen und die Vorgabe der in AP2 beschriebenen Szenarien durch die Netzleitwarte als übergeordnete Instanz eingeführt. Abbildung 19 zeigt den Fernwirkkopf nach der geplanten Beklebung durch die NBB



Abbildung 19: Fernwirkkopf NBB (mitte)

2.1.4 AP 4 Betrieb

Im Arbeitspaket 4 „Betrieb“ wurde die technische und systematische Detailkonzeption, Implementierung, Überwachung und stetige Optimierung des operativen Betriebs des Micro Smart Grids auf dem EUREF-Campus vorgenommen. Dabei wurden alle Steuerungs-, Sicherheits- und Rechensysteme integriert. Auf der einen Seite wurde dabei der technische Betrieb eines intelligenten Netzes erprobt und auf der anderen Seite die notwendigen Daten erfasst. Auf dieser Basis können die technische Funktionalität sowie der ökonomische und ökologische Nutzen des entwickelten MSG-Konzeptes bewertet werden.

Darüber hinaus gehörte die Entwicklung eines Organisationsmodells für eine Betreibergesellschaft solcher intelligenten Stromnetze sowie ein integrierter Aus- und Weiterbildungsansatz zum Inhalt des Arbeitspaketes 4.

AP 4.1 Operativer Betrieb

Im ersten Schritt lag der Fokus des AP4 in der Vorbereitung des technisch und rechtlich korrekten Umschlusses der MSG Trafos an das Verteilnetz der „Stromnetz Berlin GmbH“. Aufbauend wurden alle Komponenten des MSG an die neue Verteilung angeschlossen, das lokale und zentrale Leitsystem implementiert und damit alle für den operativen Betrieb eines intelligenten Netzes notwendigen Daten aufgenommen. Parallel wurde die operative, technische Betriebsführung, unter den besonderen Rahmenbedingungen eines intelligenten Netzes, durch die NBB ausgestaltet. Anschließend wurde anhand der in AP2 definierten Szenarien verschiedene Testphasen durchlaufen und Optimierungen abgeleitet.

Beim Um- und Ausbau der Mittel- und Niederspannungsanlage kam es aufgrund verschiedenster externer und projektinterner Rahmenbedingungen zu gravierenden Verzögerungen gegenüber dem Projektplan. Ebenso kam es zu einem zeitlichen Verzug bei der Installation des neuen lokalen Leitsystems, der ClearSCADA der Firma Schneider Electric. Basierend auf dieser Ausgangslage konnten die geplante Inbetriebnahme der einzelnen Komponenten sowie die kommunikative Anbindung an das zentrale SCADA System am EUREF und am Hackeschen Markt final erst in einer unerwartet späten Projektphase erfolgen. Resultierend konnte die Übergabe in den operativen Betrieb erst im dritten Berichtszeitraum erfolgen und die geplante Test- und Optimierungsphase nur sehr konzentriert durchgeführt werden. Zusammenfassend ist zu berichten, dass der operative Betrieb des intelligenten Netzes inkl. aller Komponenten sowie der Planungs- und Steuerungssysteme umgesetzt wurde und als Basissystem für die Forschung in fortführenden Projekten zur Verfügung steht.

Darüber hinaus wurden folgenden Schwerpunkte bearbeitet.

Kommunikationsstandard

Mit dem ModBus Protokoll wurde eine einheitliche „Sprache“ im Micro Smart Grid fixiert, über die alle Komponenten und die zentrale Steuerung des kleinen intelligenten Netzes kommunizieren. Es ist ausschlaggebend, dass alle Daten und Steuerbefehle über einheitliche Protokolle ausgetauscht werden, um unnötige Gateways im System zu vermeiden. Dieses Protokoll wird von allen Projektpartnern unterstützt und für die neuen Erzeuger, Speicher, Umwandler und Ladelösungen implementiert.

Anschluss der Gebäude an das MSG

In der ersten Phase des Forschungsprojektes wurde der Anschluss verschiedener Gebäude des EUREF Campus wie in dem folgenden Bild ersichtlich erwogen. Dies wurde durch eine in AP2 erstellte Lastsimulationen hinterfragt. Resultierend wurde das Bemühen planbare Verbraucher in Form von Gebäuden mit dem intelligenten Netz zu verbinden auf die Grey und Green Garage fokussiert. Der technische Anschluss konnte bis zum Projektende nicht finalisiert werden, da rechtliche und abrechnungs-technische Fragen und Restriktionen zu einer gravierenden Verzögerung führten.

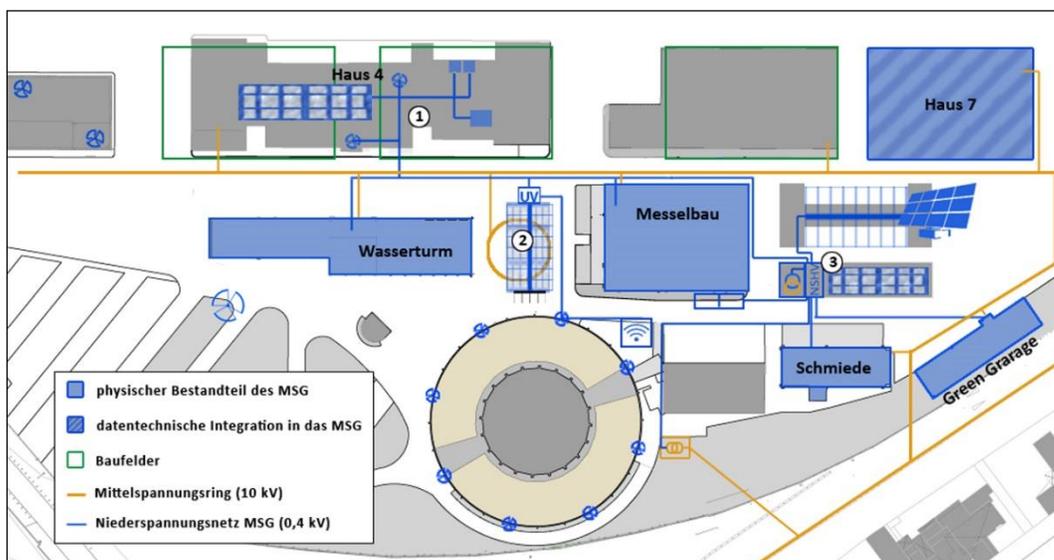


Abbildung 20: Ursprüngliche Planung zum Anschluss von Gebäuden und Anlagen

Dennoch ist abzusehen, dass die zwei aufgeführten Gebäude sukzessive im Rahmen des Folgeprojektes Forschungscampus am EUREF an das MSG angebunden werden.

Messkonzept MSG

Parallel zu den Bemühungen weitere Verbraucher durch den dezentral erzeugten Strom zu versorgen, wurde ein Messkonzept für die MSG spezifische Situation entworfen. Die nachfolgende Darstellung zeigt das Messkonzept welches in Absprache mit dem zuständigen Verteilnetzbetreiber abgestimmt wurde.

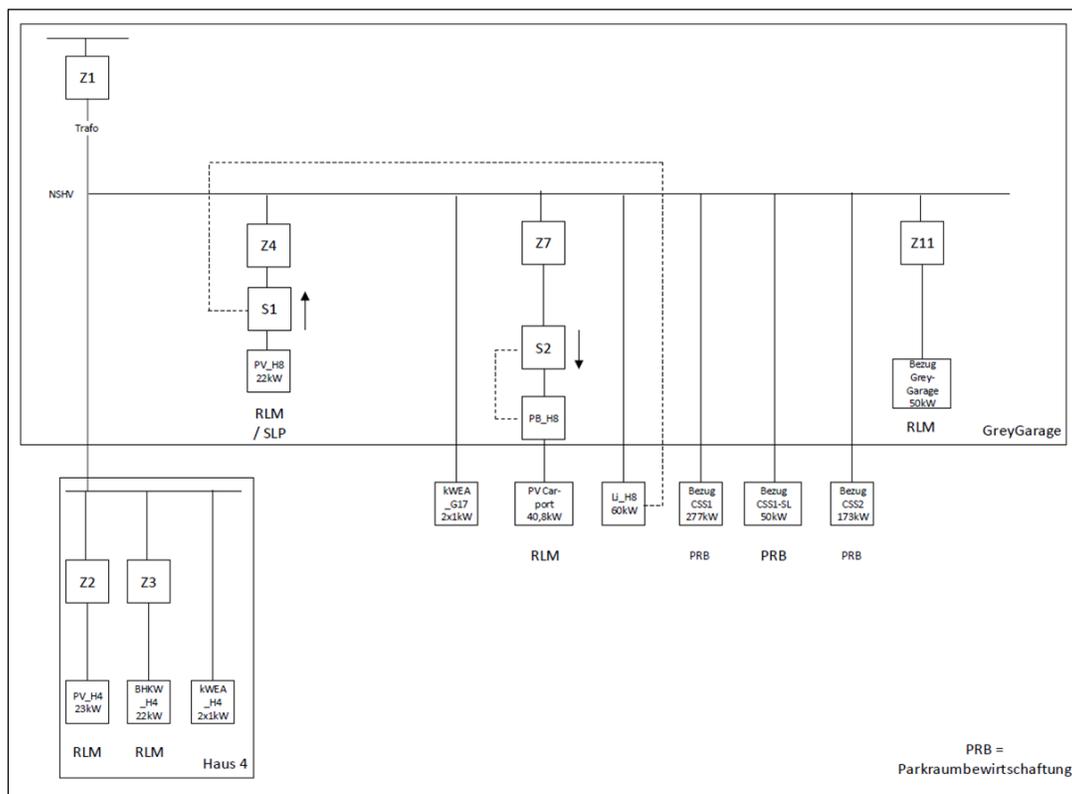


Abbildung 21: Zähl- und Messkonzept

Die Besonderheit für das Messkonzept und die damit verbundene Abrechnung ist einerseits das jede Erzeugungsanlage zu einem unterschiedlichen Zeitpunkt fertiggestellt und angemeldet wurde und dadurch der eingespeiste Strom zu unterschiedlichen Konditionen vom Verteilnetzbetreiber abgenommen und entsprechend der gesetzlichen Regelung vergütet wird. Zusätzlich dazu gehören die Anlagen unterschiedlichen Eigentümern. Andererseits wurde angedacht den gesamten eingespeisten Strom im Micro Smart Grid selbst zu verbrauchen. Wäre dieser Fall so umgesetzt worden, würde der Strom, der im MSG erzeugt wird, preislich mit dem im Verteilnetz verfügbaren Strom konkurrieren. Der Ertrag der Anlagenbetreiber wäre somit drastisch gekürzt worden.

Die im Messkonzept dargestellte Lösung ermöglicht es den einspeisenden Anlagen (Photovoltaik, Wind, Biogas-BHKW) als sogenannte „kaufmännisch bilanzielle Weiterleitung“ aus dem Micro Smart Grid Verbrauch, an Z1 (vgl. Abbildung 21), herauszurechnen und je nach Vergütungsmodell gesondert abzurechnen.

Weiterhin wurde sich darauf geeinigt die Ladesäulen im Rahmen einer Parkraumbewirtschaftung abzurechnen, somit wurde umgangen jede Ladesäule im MSG mit einer gesonderten Messung inkl. Messplatz auszurüsten.

Der Aufbau einer gesonderten Messung pro Ladesäule hätte nicht wirtschaftlich durch die Projektpartner umgesetzt werden können.

Kleinwindenergieanlagen

Die KWEA wurden im April 2014 in Betrieb genommen und mussten, aufgrund umfangreicher Umbaumaßnahmen am elektrischen Netz des EUREF Campus, in der ersten Jahreshälfte 2015 abgeschaltet werden. Dennoch konnten im Projektzeitrahmen ausreichende Daten aufgezeichnet werden, sodass sowohl der Standort als auch der Anlagenbetrieb bewertet werden können. In regelmäßigen Intervallen waren Mitarbeiter des RLI auf dem Gasometer, um entsprechend der Vorgaben des Herstellers und einschlägiger Richtlinien die Anlagen zu warten. Auf dem Gasometer ist dies aufgrund der exponierten Lage mit erhöhtem Aufwand und Risiko verbunden, dem mit entsprechenden Sicherheitsmaßnahmen begegnet wurde.

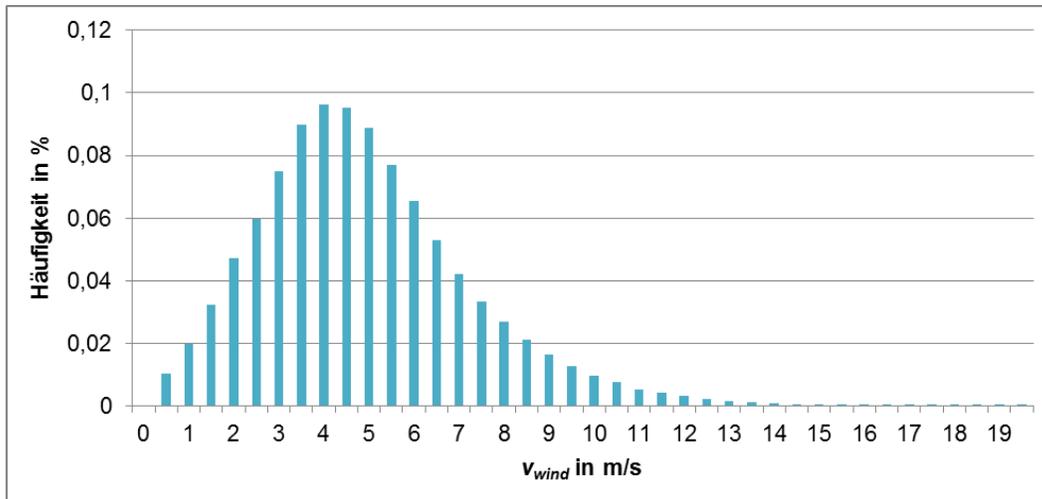


Abbildung 22: Verteilung der relativen Häufigkeiten der Windgeschwindigkeit auf dem Gasometer

Die KWEA wurden im Verlauf des Projektes hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit und des Schwingungsverhaltens im Betrieb untersucht. Für ersteres ist die Standortbewertung erforderlich. Abbildung 22 zeigt die Geschwindigkeitsverteilung auf dem Gasometer. Diese unterstreicht das hohe Potential des Standortes mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 4,9 m/s.

Die Windrichtungsverteilung ist in Abbildung 23 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Hauptwindrichtung im Bereich Süden/Süd-Westen liegt. Aus östlicher Richtung ist nur sehr geringes Windaufkommen zu erkennen. Dies kann jedoch damit begründet werden, dass dort eine der beiden Kleinwindenergieanlagen in geringem Abstand zum Anemometer steht. Für den Betrieb der KWEA hat die Windrichtungsverteilung einen nur geringen Einfluss, da vertikale KWEA ohne Windrichtungsnachführung funktionieren und deshalb keine Manöver zur Ausrichtung des Rotors den Betrieb beeinträchtigen.

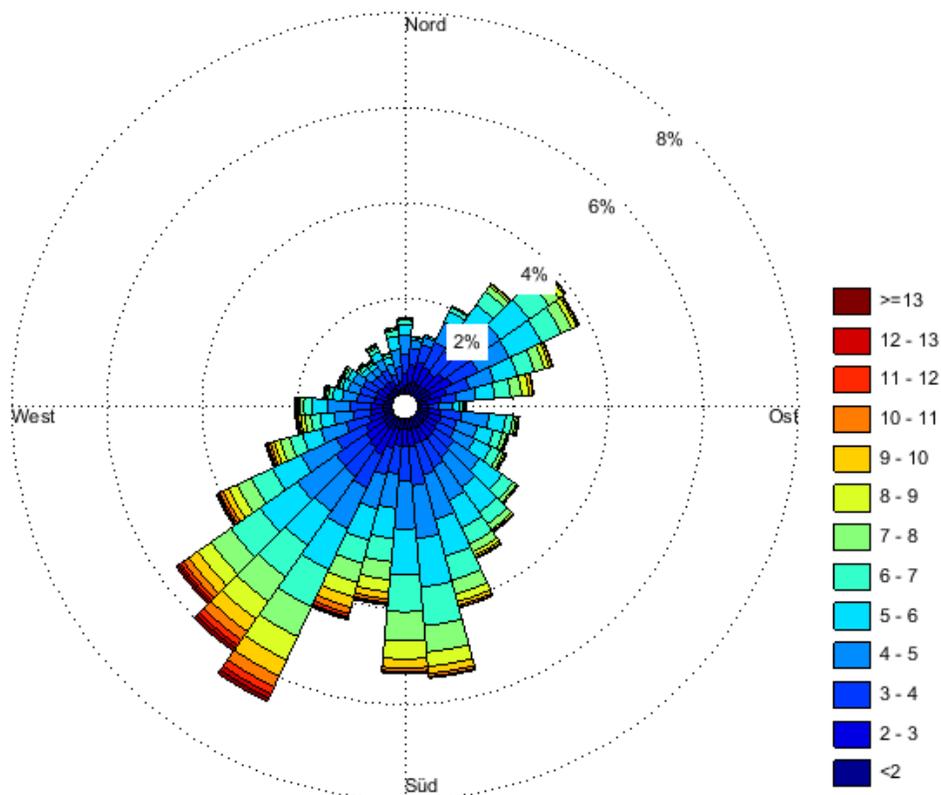


Abbildung 23: Windrichtungsverteilung auf dem Gasometer [Angaben in m/s]

Abbildung 24 zeigt die gemessene Leistungskurve der Kleinwindenergieanlagen auf dem Gasometer. Die in den Simulationen angenommene Leistungskennlinie für die vertikalen Kleinwindenergieanlagen stimmt mit der vermessenen Leistungskennlinie im unteren Geschwindigkeitsbereich sehr gut überein. Im oberen Bereich ab 10,5 m/s sind jedoch deutliche Abweichungen zu erkennen. Einerseits wird stark unterschätzt, andererseits auch stark überschätzt. Aufgrund des seltenen Auftretens dieser hohen Windgeschwindigkeiten gerade im Stadtgebiet ist dieser Einfluss jedoch für die Untersuchungen und Berechnungen auf Basis der durchgeführten

Simulationen zu vernachlässigen, siehe auch Abbildung 22. Im oberen Windgeschwindigkeitsbereich kommt es zu einem unklaren Bild in der gemessenen Leistungskennlinie. Dies ist einerseits auf die geringe Datengrundlage bei hohen Windgeschwindigkeiten zurückzuführen und andererseits der Trägheit des Anlagenrotors geschuldet, der die steigende Windleistung erst mit Verzögerung in höhere Drehzahl und Leistung umsetzt. Die synthetischen Werte basieren auf ersten Messdaten. Im oberen Geschwindigkeitsbereich wurden diese an die Herstellerkennlinie angenähert, da die Abweichungen bereits im unteren Bereich relativ groß waren.

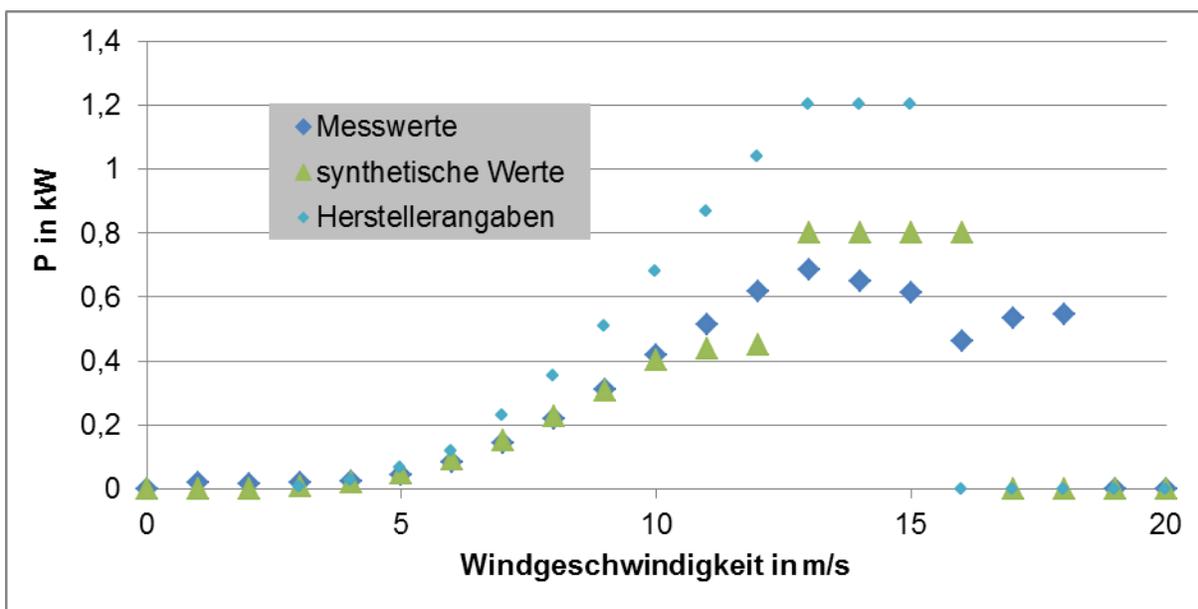


Abbildung 24: Leistungskurve der KWEA auf dem Gasometer (D3-Messdaten) im Vergleich zu Herstellerangaben und den Annahmen für die Simulationsberechnungen

Schwingungsmessung

Im Rahmen einer Messkampagne auf dem Gasometer wurden an verschiedenen Positionen an einer der KWEA wie auch am Gasometer selbst Schwingungsmessungen durchgeführt. Die beruhigende Wirkung des Dämpfersystems konnte nachgewiesen werden und die Aussagen aus dem Gutachten zum dynamischen Verhalten des Gasometers bestätigt werden. Deutlich wurde vor allem, dass die durch Windanregung induzierten Schwingungen der Verstrebungen am Gasometer merklich waren und das unabhängig vom Betriebszustand der KWEA.

AP 4.2 Organisations- und Geschäftsmodelle

Ein weiteres Ziel des AP4 war die Entwicklung von Organisationsmodellen für Betreibergesellschaften von intelligenten Arealnetzen. Weiterführend sollten auf dieser Grundlage Ideen für Geschäftsmodelle im Rahmen von Smart Grids vor aktuellem rechtlich und regulatorischen Hintergrund diskutiert bzw. entworfen werden.

Als ersten Schritt, um bei der Entwicklung von Organisationsmodellen keinen eingeschränkten Fokus zu verfolgen, wurde hierzu die Definition aller denkbaren, relevanten Akteure an einem MSG vereinbart. Diese Konstellationen sind grundlegend durch eine Vielzahl von Rahmenbedingungen bedingt und somit wurden vier Szenarien definiert. Um die gesamte projektinterne Expertise, aber auch das Fachwissen aus dem nahen energiewirtschaftlichen Umfeld einzufangen, wurden diese vier Szenarien im Rahmen des Workshops „Organisationsmodelle“ betrachtet.

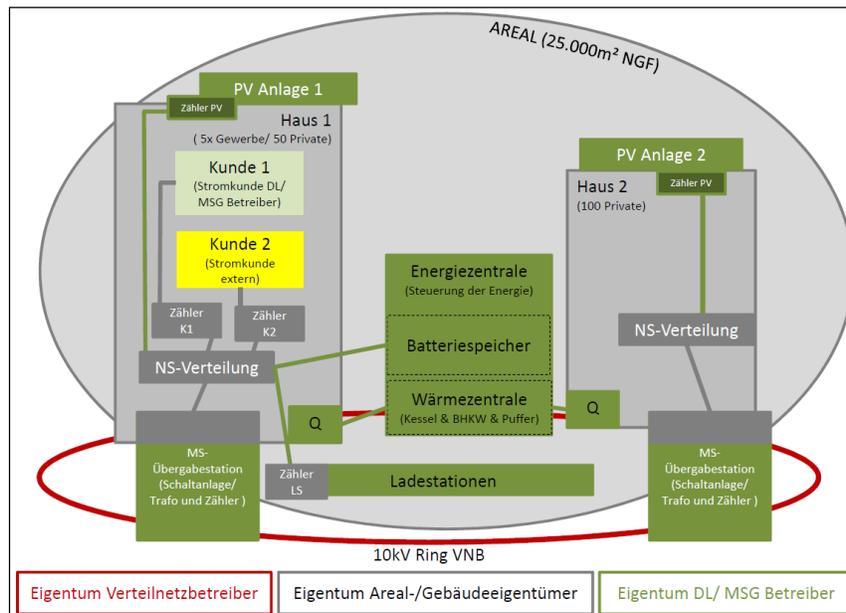


Abbildung 26: Basis Variante Eigentumsgrenzen

Auf Grundlage dieser Definition wurden rechtliche und regulatorische Fragen herausgearbeitet. Der Fragenkatalog wurde an juristische Experten weitergeleitet und durch die Rechtsanwaltskanzlei von Bredow Valentin Herz beantwortet. Die Ergebnisse konnten in eine erste Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einfließen und diese stellt einen wirtschaftlich optimierten Betrieb von intelligenten Netzstrukturen, sowie Erzeugungs- und Speichereinheiten auf einem Areal in Aussicht.

Die theoretischen Betrachtungen der Basisvarianten sind allerdings aufgrund der großen Varianz an Einspeise- und Verbrauchsanlagen im Micro Smart Grid, sowie deren unterschiedlichen Besitzverhältnisse nur in Ansätzen übertragbar. Das notwendige Abrechnungs-, bzw. Messkonzept stellt den Betreiber des MSG vor ein großes Problem. Im Projektzeitraum haben mehrere Abstimmungstermine stattgefunden in denen dieses Problem abschließend geklärt werden sollte.

IST-Betrieb MSG-EUREF: Betreiber- und Eigentümerstruktur

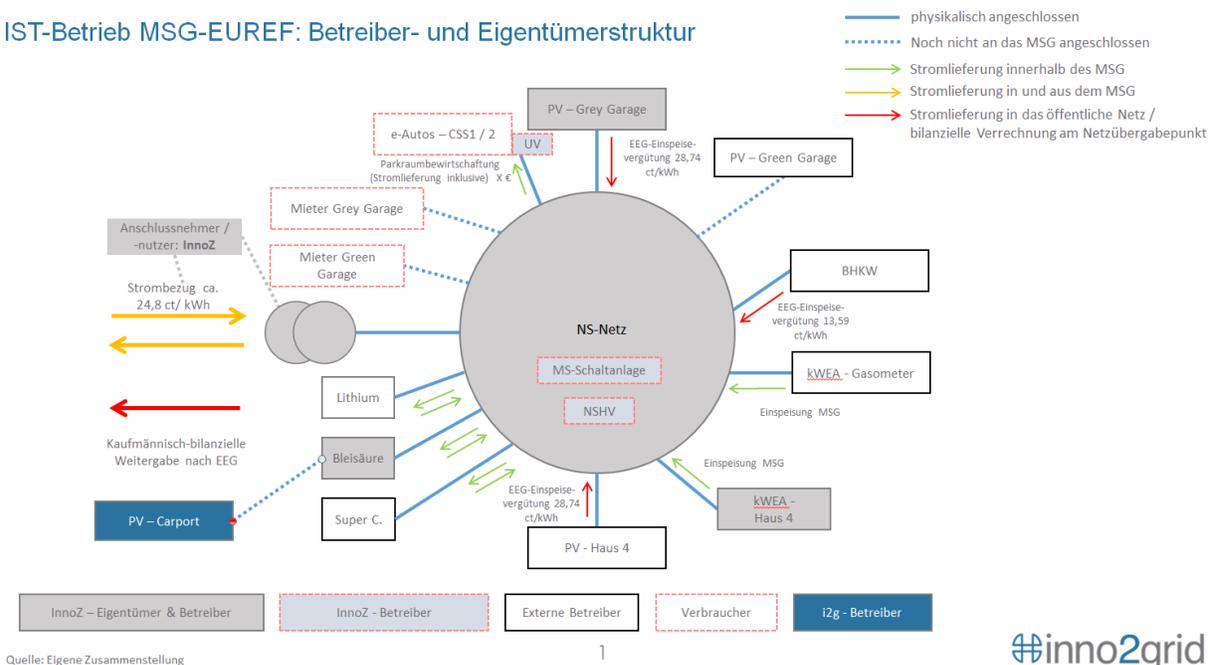


Abbildung 27: Betreiber- und Eigentümerstruktur

Im Rahmen einer methodischen Zusammenarbeit mit dem, ebenfalls auf dem EUREF Campus angesiedelten, Projekt Forschungscampus wurden die betrachteten Businesskonzepte und Betreibermodelle aufgearbeitet. Finale Businesskonzepte werden während der Projektlaufzeit des Forschungscampus erwartet.

AP 4.3 Integrierte Aus- und Weiterbildung

Über die gesamte Projektlaufzeit konzentrierte sich die TU-Campus EUREF gGmbH im AP 4 auf die Konzeption und Durchführung von Fort- und Weiterbildungskonzepten und Formaten, mittels derer die unterschiedlichen Zielgruppen und Akteure, Studierende bis hin zu Professionals, in die MSG-Projektinhalte eingeführt werden können. Dies konnte sie erfolgreich umsetzen. Die mehrfach mittels Recherche und Workshops aktualisierte Wissensstands- und Bedarfsanalyse zu möglichen Themen im Kontext des MSG und Zielgruppen wurde jeweils bei den Konzeptentwicklungen entsprechend berücksichtigt, um Formate sinnvoll sowohl auf die akademische als auch auf die praxisorientierte Weiterbildung zuzuschneiden. Die TU-Campus EUREF gGmbH bietet MSG-fokussierte Module in den Themenfeldern Bauen, Verkehr, Energierecht und Netzmanagement auch in anderen externen Ausbildungen an.

Das MSG ist als Praxistool hochrelevant: Es lehrt interdisziplinär, indem technisches Wissen mit betriebs- und volkswirtschaftlichen, rechtlichen und politischen Grundlagen verbunden wird. Es ermöglicht fokussierte Anwendungs- und Praxisorientierung in der Weiterbildung, auch durch die Bearbeitung von Forschungsfragen im Zusammenhang mit dem MSG. Anhand dieses Praxistools lassen sich zukunfts- und nachhaltigkeitsorientierter Klima- und Ressourcenschutz in Verbindung mit intelligentem Netzmanagement vermitteln.

Im Projektverlauf konnten mehrere neue weiterbildende Masterstudiengänge auf dem EUREF-Campus als Reallabor und konkretes Anschauungsobjekt entwickelt, erprobt und erfolgreich verstetigt werden. Bestehende Studiengänge wurden konzeptionell weiterentwickelt, ein Studiengang wird voraussichtlich eingestellt. Dieser Prozess wurde begleitet durch Schulungen der DozentInnen zum onlinebasierten E-Learning, durch die Erstellung und Pflege des Webauftritts, die Bewerbung der Angebote durch entsprechende Materialien und die Präsenz bei Fachmessen sowie die Durchführung von Informationsabenden für Studieninteressierte auf dem Campus.

Der Masterstudiengang „Energieeffizientes Bauen und Betreiben von Gebäuden M.Sc“, als Präsenzstudiengang 2013 im 2. Jahrgang gestartet, erfuhr nach rückläufigem Interesse eine Neukonzeption und wird zum WS 2016/17 als englischsprachiger Vollzeit-Masterstudiengang „**Building Sustainability – Management Methods for Energy Efficiency**“ von TU-Campus EUREF angeboten. Bis zum Bewerbungsschluss am 31.05.2016 sind 25 geeignete Bewerbungen für den Studiengang eingegangen, der nachhaltiges Projektmanagement für energieeffiziente Gebäude in den Fokus stellt. Die Gebäude auf dem EUREF-Campus, ihre Modellbildung und Simulation, werden als Praxisbeispiele für Energieeffizienz in die Lehre einbezogen und waren auch in den bereits durchgeführten Semestern der empirische Untersuchungsgegenstand mehrerer Master- und Projektarbeiten von Studierenden. In mehreren Modulen, u.a. im Wahlmodul „Integration of renewable energy“ wird mit den realen Daten der energieeffizienten Gebäude auf dem Campus gearbeitet, die gleichzeitig Komponenten des MSG sind. Das MSG-fokussierte Modul „Smart Buildings“ wird darüberhinaus durch den D3-Projektpartner DAI-Labor der TU Berlin verantwortet.

Der englischsprachige, einjährige Masterstudiengang „**European and International Energy Law MBL**“, gestartet im Oktober 2014, derzeit im 2. Jahrgang mit 20 Teilnehmenden, wird der steigenden Bedeutung regulatorischer Rahmenbedingungen im Energiesektor gerecht. Er wird durch das auf dem Campus ansässige Institute for Energy and Regulatory Law unter der Leitung

von Prof. Dr. Dr. Dres. h.c. Franz Jürgen Säcker inhaltlich unterstützt. Zum aktuellen Bewerbungsschluss am 15.6.2016 lagen 38 Bewerbungen vor, so dass auch dieser Studiengang im Oktober 2016 bereits in seinen 3. Jahrgang erfolgreich starten wird. Eine Besichtigung der MSG-Komponenten auf dem Campus wird dabei als Praxisbeispiel in die Lehre integriert und die rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Deutschland thematisiert.

Erste Absolventen der Masterstudiengänge „Energieeffizientes Bauen und Betreiben von Gebäuden (EBBG)“ (2 Absolventen) und „European and International Energy Law“ (7 Absolventen) erhielten am 18.12.2015 ihre Abschlusszeugnisse.

„**Energy Management MBA**“ ist im Oktober 2015 als englischsprachiger, dreisemestriger Vollzeitstudiengang erfolgreich mit 30 internationalen Studierenden gestartet. Der Studiengang, unter Leitung von Prof. Dr.-Ing. Joachim Müller-Kirchenbauer, vermittelt die technischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und unternehmerischen Besonderheiten des Energiesektors. Insbesondere die Module „Power Grids“, koordiniert durch den Leiter von TU Berlin SENSE Prof. Dr. Kai Strunz, und „Investments for grids, storage and power plants“ ermöglichen eine aktive wissenschaftliche Vermittlung der D3-Projektinhalte, wobei das MSG als praxisorientiertes Lernobjekt fungiert. Für den 2. Jahrgang sind bis zum Bewerbungsschluss am 31.05.2016 insgesamt 253 Bewerbungen eingereicht worden, so dass der Studiengang im Oktober 2016 erneut mit 30 Studierenden starten wird.

Seit 2015 wird an einer Neukonzeption des Verkehrs- und Mobilitätsstudiengangs gearbeitet, in dem die intelligente Kopplung zwischen Elektrofahrzeugen und Stromnetz, z.B. die Netzintegration der Fahrzeuge als potentielle mobile Speicher, zentraler Bestandteil sein wird. Unter dem Arbeitstitel „**Sustainable Mobility Management**“ wurde gemeinsam mit Prof. Dr.-Ing. Gerd-Axel Ahrens (Technische Universität Dresden) und Prof. Dr. Andreas Knie (InnoZ) sowie unter Beteiligung der German Partnership for Sustainable Mobility, eine Initiative der Deutschen Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit GIZ GmbH, und der Ingenieurgesellschaft „European Institute for Sustainable Transport“ (EURIST) ein neues Studiengangskonzept erarbeitet. Die Studiengangsleitung übernimmt Prof. Dr. Hans-Liudger Dienel von der TU Berlin, Institut für berufliche Bildung und Arbeit. Erste konzeptionelle Workshops, die Erarbeitung der Modul Inhalte und der Aufbau des Partnernetzwerkes konnten durch die Vergabe zweier Werkverträge im Projekt unterstützt werden. Das Studiengangskonzept wurde in verschiedenen Gremien vorgestellt,

u.a. im wissenschaftlichen Beirat der TU-Campus EUREF und dem Vorstand des Forschungscampus Mobility2Grid e.V., und wird im Herbst 2016 Gegenstand eines internationalen Symposiums sein. Der Studiengangsbeginn ist für das Wintersemester 2017/18 geplant.

Der in 2013/14 entwickelte berufsbegleitende viersemestrige Online-Masterstudiengang „Kommunales Infrastrukturmanagement M.Sc.“ in Kooperation mit dem Verband Kommunaler Unternehmen (VKU) konnte aufgrund zu geringer Bewerberzahlen 2014 nicht den Betrieb aufnehmen und wird voraussichtlich eingestellt.

Zur Disseminationsstrategie der TU-Campus EUREF gGmbH gehört auch das Vorantreiben der internationalen Vernetzung mit wissenschaftlichen Einrichtungen im Themenfeld „Stadt und Energie“ und die Durchführung kurzzeitiger Weiterbildungsformate. Die verschiedenen Weiterbildungsangebote, charakterisiert durch eine praxisnahe Ausbildung unter Integration des MSG und Campus-Reallabors, wurden regelmäßig auf Fachkonferenzen oder im Rahmen von Weiterbildungsprogrammen präsentiert. Im Projektzeitraum fanden die folgenden Formate und Kooperationen mit internationaler Beteiligung statt:

In den Jahren 2013, 2015 und 2016 beteiligte sich die TU-Campus EUREF mit einem Vortrag „The EUREF Campus: A Real-World Laboratory for the ‚Energiewende‘“ an der Durchführung eines Moduls im Rahmen des „Executive Education Program in Renewable Energy Management (REM-HSG)“ der Universität St. Gallen.

In 2013 wurde in Kooperation mit der ESCP Europe Wirtschaftshochschule Berlin für die Ausbildung „Executive Master in Energy Management“ bereits zum zweiten Mal ein Workshop als Teilmodul des Studiengangs zur MSG-Thematik auf dem EUREF-Campus durchgeführt.

Mit der kanadischen University of Alberta wurde eine wissenschaftliche Kooperation vereinbart, die eine Durchführung akademischer Kurse auf dem Campus beinhaltet und in 2015 und 2016 erfolgreich umgesetzt werden konnte. Einzelne kanadische Studierende absolvieren auch ein Praktikum im Rahmen des Programms bei Unternehmen auf dem EUREF-Campus. Außerdem ist geplant, die Zusammenarbeit im Weiterbildungsmaster „Energy Management“ zu vertiefen.

Weiterhin wurden Kooperationsvereinbarungen mit der Föderalen Universität Ural in Ekaterinburg und der China Renewable Energy Society (CRES) in den Bereichen Energieeffizienz, der Nutzung regenerativer Energieträger und der Entwicklung von innovativen Energiesystemen abgeschlossen. Als ein Ergebnis der Zusammenarbeit veranstaltete TU-Campus EUREF die

zweiwöchige Deutsch-Russische Summer School "Energy Efficiency and Use of Renewable Energy in Urban Environments" in Kooperation mit der Uralischen Föderalen Universität Jekaterinburg (UrFU). Teilnehmende des weiterbildenden Programms waren sowohl junge Berufstätige der Energiebranche als auch Studierende entsprechender Fachrichtungen. Smart Grids waren ein zentrales Modul des wissenschaftlichen Programms, in das sich auch D3-Projektpartner wie Schneider Electric aktiv mit Vorträgen einbrachten. Die TU-Campus EUREF verantwortete die Konzeption des akademischen Programms, die Organisation und Durchführung sowie auch die Erstellung einer umfassenden Dokumentation in Form einer Abschlussbroschüre. Im Sommer 2016 wird die 2. Auflage der Summer School in Jekaterinburg stattfinden, dafür liegen bereits 48 Teilnehmerbewerbungen vor.

Im Rahmen der Summer School 2015 wurde der von der TU-Campus EUREF gGmbH als kurzfristiges Weiterbildungsformat entwickelte Weiterbildungsbaustein "Multiplikatoren der Energieeffizienz - Systemisches Wissen angewandt" erprobt und evaluiert. Der Baustein vermittelt eine Kombination aus systemischem Fachwissen und anwendungsbezogener Methodenkompetenz für die Entwicklung innovativer und nachhaltiger Lösungsstrategien für eine gelingende Umsetzung der Energiewende. Zusätzlich gefördert durch das Projekt „Lernwelt Elektromobilität Berlin – Netzwerke Qualifizierung und Karrierewege in der Elektromobilität“, verantwortet vom Institut BBF – Vereinigung für Betriebliche Bildungsforschung e. V., ist der Baustein nun seit Februar 2016 im „Weiterbildungssystem Energietechnik Berlin-Brandenburg“ veröffentlicht und kann von Unternehmen der Bereiche Energie, Gebäude, Mobilität gebucht werden.

Das Weiterbildungsangebot der TU-Campus EUREF und die Integration des ‚Reallabors‘ EUREF-Campus wurden regelmäßig auf Fachkonferenzen vorgestellt und diskutiert, u.a. bei der "2. Nationalen Bildungskonferenz Elektromobilität" des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) im Februar 2015.

2.1.5 AP 5 Wissenstransfer

Im Folgenden werden die Ergebnisse der technischen und sozialwissenschaftlichen Begleitforschung beschrieben. Diese wurden bereits im Projektverlauf im Rahmen regelmäßige AP-Treffen präsentiert und diskutiert.

2.1.5.1 Sozialwissenschaftliche Begleitforschung

Im Rahmen der sozialwissenschaftlichen Begleitforschung wurden die Erwartungen, wahrgenommene Problemlagen und Anforderungen der verschiedenen Akteursgruppen an die MSG-Technologie und den EUREF-Campus als MSG-Standort sozialwissenschaftlich analysiert. Die Erhebung diente auch der Analyse der Akteurskonstellationen im Umfeld des MSG. Dabei wurden sowohl die Rolle von BürgerInnen und Gewerbetreibenden, als auch die Kooperationsbeziehungen zwischen Wirtschaftsunternehmen und wissenschaftlichen Einrichtungen im MSG-Entwicklungsprozess untersucht.

Die Verbreitung dezentraler, flexibler Netzstrukturen durch Micro Smart Grids eröffnet für verschiedene Verbrauchergruppen neue Beteiligungsmöglichkeiten, wie die gemeinschaftliche Energieerzeugung und -einspeisung für die private oder gewerbliche Nutzung. Das veränderte Rollenverständnis und die stärkere Nutzereinbindung spielen bei der Entwicklung von MSG-Anwendungen eine wichtige Rolle, geht es z.B. um die Freigabe persönlicher Nutzungsdaten, eine Anpassung des eigenen Energieverhaltens oder eine veränderte Zahlungsbereitschaft der Konsumenten. AnwohnerInnen sind darüber hinaus von infrastrukturellen Baumaßnahmen betroffen, wenn neue EE-Anlagen wie Windenergieanlagen installiert werden. Das MSG als technische Innovation und Geschäftsmodell wird sich letztlich ohne die Akzeptanz von VerbraucherInnen nicht durchsetzen. Daher wurden im Rahmen der konzipierten Umfeld- und Akzeptanzforschung die Bedarfe, Nutzungsansprüche und Beteiligungsinteressen von VerbraucherInnen in anliegenden Wohngebieten, auf Gewerbearealen, als auch von Unternehmensvertretern auf dem Campus erhoben, um diese frühzeitig in den Innovationsprozess miteinzubeziehen.

Auf der Basis des zunächst erhobenen Forschungsstandes wurde das Konzept für die Umfeld- und Akzeptanzforschung erarbeitet. Für eine systematische Erfassung wurden folgende Gruppen als vorhandene und potentielle zukünftige Akteure und NutzerInnen identifiziert und mittels der qualitativen Methode „themenzentriertes narratives Leitfadeninterview“ (Lamneck 1989) befragt: BewohnerInnen und Kleingewerbetreibende im Wohnumfeld des Campus (Gruppe 1), UnternehmerInnen und Beschäftigte auf dem Campus (Gruppe 2), sowie ArealentwicklerInnen und Firmen auf benachbarten Gewerbeflächen (Gruppe 3). Die Erhebung fand in drei Etappen statt. Nach einer Vorbereitungsphase Ende 2013 wurden Anfang 2014 13 Interviews im Wohnumfeld (Gruppe 1) und im Sommer 2014 17 Interviews auf dem EUREF-Campus (Gruppe 2) durchgeführt. Im Sommer 2015 folgte die Erhebung im Gewerbeumfeld (Gruppe 3) bei fünf Akteu-

ren/Firmen. Für diese drei Gruppen wurden jeweils angepasste Interviewleitfäden entwickelt. Insgesamt wurden somit 35 Interviews geführt.

Bei der Nutzergruppe der Privatpersonen (Gruppe 1) zeigt sich, dass sie nur sehr wenig über Mirco Smart Grids weiß und in der Regel keinen Bezug zum eigenen Alltagsleben und zur eigenen Energienutzung erkennen kann, wodurch Unsicherheiten auftreten können. Werden die Unsicherheiten nicht adressiert, können diese zu einer distanzierten oder ablehnenden Haltung gegenüber der Technologie führen. Möchte man nun potenzielle NutzerInnen für die MSG-Technologie gewinnen, muss man sich zunächst vergegenwärtigen, dass diese Technologie höchst abstrakt, komplex und voraussetzungsvoll ist und ihr gegenüber auf VerbraucherInnen-seite eine bislang unhinterfragte passive Energienutzung als Teil alltäglicher Handlungsrouninen steht. Deshalb benötigt man zum einen konkrete Ideen zu Beteiligungsmodellen, zum anderen Vermittlungsformate wie z.B. Anschauungsmaterial zur Visualisierung eines MSG oder die Übersetzung in reale Alltagssituationen, die aufzeigen, welche Möglichkeiten das Projekt für den einzelnen bietet und weshalb es wichtig und energiepolitisch relevant ist. Darüber hinaus ist die Herstellung von Transparenz über den Entwicklungsstand und die Offenheit von sogenannten Reallaboren als Test- und Experimentierfelder, wie der EUREF-Campus, eine akzeptanzfördernde Voraussetzung. Der Zugang zu einer Beteiligung am MSG sollte niedrigschwellig gestaltet sein: z.B. durch geringe Transaktionskosten beim (Rollen-)Wechsel vom passiven Stromkonsumenten zum aktiven Prosumer, transparente Abrechnungsmodi und Schutz der persönlichen Daten, und die Einbettung gelernter Verhaltensweisen. Eine weitere Beteiligung dieser Nutzergruppe kann durch zusätzliche Angebote im Bereich der E-Mobilität als Bestandteil der MSG-Technologie erreicht werden.

Aufgrund dieser Erhebungsergebnisse wurde angesichts fehlender praktischer Anschauungsmöglichkeiten oder konkreter Angebote für private EndverbraucherInnen im MSG-Projekt entschieden, die zunächst geplante Konzeption und Umsetzung von Beteiligungsformaten mit Akteuren der Zivilgesellschaft in der Projektlaufzeit nicht weiter zu verfolgen (siehe Kurzfassung Zwischenbericht 2014).

Heterogene Kooperationen zwischen Wirtschaftsunternehmen und wissenschaftlichen Einrichtungen wie auf dem EUREF-Campus (Gruppe 2) sind für MSG-Projekte aufgrund ihres sektorübergreifenden Charakters kennzeichnend. Für die gemeinsame Arbeit an MSG-Projekten erweist sich der Aufbau und die Orientierung an einer gemeinsamen Zukunftsvision als hand-

lungsleitend, da die inhärenten wirtschaftlichen Erwartungen und strategischen Interessen mithilfe eines geteilten Leitbildes strukturiert und koordiniert werden können. Ein gemeinsamer physischer Ort wie der Campus ist als ein geschützter Experimentierraum für die Zusammenarbeit solcher heterogenen Akteure eine nicht zu unterschätzende, fördernde Bedingung.

Gewerbetreibende (Gruppe 3) stellen neben den privaten Endverbrauchern eine weitere Gruppe potenzieller NutzerInnen und Betreiber von innovativen Micro Smart Grid-Lösungen dar, indem sie sich z.B. an der gemeinschaftlichen Energieerzeugung und -einspeisung in lokale Arealnetze beteiligen. Die Befragung von fünf Gewerbeeinheiten im Gewerbeumfeld des EUREF-Campus zeigt ein differenziertes aber positives Interesse an einer MSG-Implementierung. Wirtschaftliche Vorteile wie die Kostenreduzierung durch Eigenverbrauch und Effizienzsteigerung sind ein zentrales Motiv. Das unternehmerische Selbstverständnis für ein Engagement im Bereich Klimaschutz und Umweltverträglichkeit hat sich als weiteres Motiv für eine Beteiligung am Geschäftsmodell MSG herausgeschält. Für die befragten Unternehmer bedeutet eine MSG-Beteiligung eine energiewirtschaftliche Positionierung auf dem Markt, die Nachhaltigkeitsstrategie als Business Model. Eine stärkere lokale Vernetzung zwischen den Arealen wird von den Befragten begrüßt und gewünscht, da gerade mittelständische Gewerbe nicht über ausreichende Ressourcen verfügen, in MSG relevante Komponenten zu investieren bzw. sich diese Komponenten wegen zu niedriger Verbräuche nicht rentieren. Das MSG EUREF kann als Plattform sich konstituierende Netzwerke unterstützen – im Hinblick auf den infrastrukturellen Aufbau aber auch den Wissenstransfer. Dazu zählt die Beratung bei der Planung und Umsetzung im Aufbau von Anlagen und Leitungsinfrastruktur, die Demonstration der eigenen Anlage mit ihren Komponenten, sowie das erworbene Wissen, was aus technischer, rechtlicher, datenanalysebezogener und sozio-technischer Perspektive beachtet werden sollte, um die Zusammenarbeit unterschiedlicher NetzwerkakteurInnen in einem solchen Prozess erfolgreich zu gestalten.

Für den Ausbau eines Areal-MSG bzw. den Aufbau ergänzender Infrastrukturen erweist sich weiterhin die Eigentümerstruktur, also die Frage danach, wer über den Zugriff auf Flächen und Anlagen verfügt, als ein entscheidender Faktor, der sich sowohl handlungsfördernd als auch hemmend im Entwicklungs- und Implementierungsprozess auswirken kann.

Mit dem Ziel, den Austausch und die Auseinandersetzung über die weitere Entwicklung des EUREF-Campus als Labor der Energiewende anzuregen und somit einen Beteiligungsprozess unter den Akteuren/Firmen (Gruppe 2) zu befördern, wurde am 08.12.2014 auf dem Campus

einen Workshop für alle Mieter organisiert, wo die Erhebungsergebnisse dieser Phase präsentiert und mit den Anwesenden diskutiert wurden. Im Nachgang wurden die Ergebnisse von Erhebung und Diskussion dem Projektentwickler des EUREF-Campus vorgestellt.

Im Rahmen des Status-Treffens am 10.12.2014 wurden die Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen zur MSG-Nutzerakzeptanz präsentiert.

Ergänzend zu der Erhebung auf dem EUREF-Campus und in seinem Umfeld wurde das „energieautarke Dorf Feldheim“ (Selbstbezeichnung) in Brandenburg untersucht, da die dortige dezentrale Umsetzung für das MSG EUREF-Projekt aus einer soziotechnischen Perspektive einen relevanten Vergleichsfall darstellt. Das Erkenntnisinteresse zielte dabei auf die Umsetzungserfahrungen der Beteiligten bezüglich der Organisationsformen, Betriebs- und Geschäftsmodelle sowie der Beteiligungs- und Akzeptanzpraxen. Die wissenschaftliche Erhebung hat in Bezug auf die Übertragbarkeit ergeben, dass sich die spezielle Konstellation aus Akteuren vor Ort, der Beteiligungsbereitschaft der Dorfbevölkerung sowie der vor der EEG-Novellierung vorliegenden rechtlichen Lage (2014) nicht auf anderen Arealen reproduzieren lässt. Die Erhebung lieferte jedoch wichtige Hinweise für akzeptanzfördernde Rahmenbedingungen und Vorgehensweisen. Die ansässigen potenziellen NutzerInnen wurden von Beginn an durch örtliche Diskussions- und Informationsveranstaltungen in die Projektentwicklung einbezogen und über den jeweilige Stand und die weiteren Planungen informiert. Dieses transparente Vorgehen wirkte maßgeblich akzeptanzfördernd.

Ebenso wurde der projektübergreifende Wissenstransfer und wissenschaftliche Austausch vorangetrieben. Mit der Organisation und Durchführung von zwei Diskussionsveranstaltungen 2014 in Kooperation mit der Hertie School of Governance (am 14.05.2014, „Building Cities for People... With People?!“ und am 17.11.2014, „Energiewende: Incrementel Change or System Transition?“) konnte demnach der gesellschaftliche Kontext des Transformationsprozesses im Zuge der Energiewende transparent und gemeinsam mit ExpertInnen öffentlich diskutiert werden. Die bisherigen Ergebnisse der sozialwissenschaftlichen Begleitforschung wurden im Rahmen der Projekt-Statustreffen 2014 und 2015 präsentiert. Darüber hinaus bildeten diese Ergebnisse die Grundlage für die aktive Teilnahme an einer Podiumsdiskussion („Zukünftiges Marketing am Beispiel Elektromobilität“ der Hochschule für Wirtschaft und Recht, 19.11.2014), für die Beteiligung an Workshops (u.a. Inno-Smart Stakeholder-Workshop „Smart Grid aus gesell-

schaftlicher Perspektive. Herausforderungen und Gestaltungsaufgaben“, 08.12.2015), und an der Fachkonferenz „Nationale Plattform Zukunftsstadt“, 30.09.2014, jeweils in Berlin.

Erkenntnisse aus der sozialwissenschaftlichen Begleitforschung wurden ab 2014 bis 2016 im Rahmen mehrerer auch internationaler Fachtagungen präsentiert und diskutiert. (siehe Tabelle 12)

Seit Dezember 2014 bis zum Projektende wurden die Forschungsergebnisse unter verschiedenen relevanten Aspekten analysiert und als Artikel publiziert bzw. eingereicht (die Originalartikel sind dem Abschlussbericht beigefügt). Zwei Publikationen sind dabei in Kooperation mit der Forschungsgruppe Wissenschaftspolitik des Wissenschaftszentrum Berlin für Sozialforschung WZB entstanden. (siehe Tabelle 13)

2.1.5.1.1 Energiebewusstsein und Prämissen für MSG-Entwicklung aus Nutzersicht

Ausgangslage, Ziel, Methode und Teilnehmer

Der Transformationsprozess der Energiewende stellt nicht nur eine große technische, sondern vor allem eine enorme gesellschaftliche Herausforderung dar. Die Umstellung auf Erneuerbare Energien bedeutet einen Wandel des gesamten Energiesystems, inklusive aller Regelungsmechanismen, Marktbeziehungen und somit auch Verbrauchsmustern. Das Smart Grid kann einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen Neuausrichtung der Energieversorgung leisten, für die Volatilität und Dezentralität zentrale Herausforderungen darstellen. Um jedoch eine erfolgreiche Ausrichtung der Energiewende zu bewirken und eine neue Technologie wie das Smart Grid marktfähig zu machen, müssen Nutzer- und Käuferwünsche erkannt, berücksichtigt und im Entwicklungsprozess eingebunden werden. Dies gilt in besonderem Maße im Rahmen solch umfassender und tiefgreifender Transformationsvorhaben. Der Erfolg der Energiewende steht und fällt mit der Akzeptanz der Nutzer. Die Energiewende als Idee findet weitestgehend Anklang. Kritischer steht es jedoch um die Akzeptanz sobald die Umsetzung auf der Verbraucherebene stattfindet, mit Aufwänden verbunden ist und/oder Veränderungen des Verhaltens, womöglich sogar Einschränkungen, erfordert. Der EUREF-Campus in seiner Eigenschaft als Reallabor offeriert die seltene Gelegenheit zukünftige potentielle Nutzer eines Smart Grids zu ihrem Energiebewusstsein und –verhalten zu befragen und Hemmnisse und Hürden auf dieser Mikroebene zu eruieren.

Dieser Teil der sozialwissenschaftlichen Begleitforschung beruhte auf qualitativen Interviews mit 12 Mietern (Mitglieder der Geschäftsführungsebene bzw. Projektleitungen) auf dem EUREF-Campus. Die Erhebung erfolgte im Zeitraum von März bis August 2014, die Dauer der Interviews betrug durchschnittlich 1,5 Stunden. Die Befragung fokussierte auf Assoziationen zu Energie und Energiebewusstsein, Zeitpunkte sowie Zwecke und Verursacher des Energieverbrauchs, Kenntnis des Energiebedarfs, des Energielieferanten und Kriterien des Energiebezugs. Des Weiteren wurden Kenntnis, Höhe und Relevanz der Energiekosten, Energieeinsparpotenziale, Strategien zur Energieeinsparung, Bereitschaft zur Planbarkeit von Energieverbräuchen und Interesse an detaillierter Auflistung von Verbräuchen erfragt. Darüber hinaus wurden die Interviewpartner zu ihrem Wissen über das campuseigene MSG, ihrem Interesse an einer Versorgung durch selbiges sowie an einer potentiellen MSG-Beteiligung befragt.

Aktuelles Energieverhalten und –bewusstsein im Alltag

Das Energiebewusstsein und die Relevanz der Thematik sind im Alltagshandeln der Akteure unterschiedlich ausgeprägt. Durch Nutzung und Gebäudeart (Alt- oder Neubau) variieren die Gegebenheiten, Einschränkungen und Potentiale bezüglich Energiebezug und -verbrauch stark. In den Altbau-Gebäuden wird oft noch nicht verbrauchsgerecht abgerechnet, sondern es bestehen Pauschalverträge als Teil des Mietvertrages. Hier herrschten tendenziell häufiger Unkenntnis über Energiebedarf und -herkunft, die Wahrnehmung und Bewertung von Einsparpotentialen wird dadurch erheblich erschwert. In den Neubau-Gebäuden, in denen mehr Optionen vorhanden sind, werden diese auch genutzt. Die Beschäftigung mit Bezug und Bedarf von Energie ist hier verbreiteter, die Komplexität und Vielschichtigkeit der weitreichenden Thematik wird erkannt.

Wissen um und Interesse an dem MSG

An die Entwicklung auf dem Campus wurde die Erwartung gestellt, am Leitkriterium der Nachhaltigkeit festzuhalten und die kommunizierten Alleinstellungsmerkmale auch zu leben und sichtbar umzusetzen. Trotz stark routiniertem Handeln wird breitflächig Interesse an Veränderungen und zukünftigen Entwicklungen bekundet. Der tatsächliche Energiebezug und -bedarf auf dem Campus werden mitunter als differierend zu den Campusidealen eingeschätzt. Dabei variieren Kenntnis und Wissen über das Micro-Smart-Grid stark. Eine campuseigene Stromversorgung wird jedoch vielfach als logische Konsequenz im Sinne der Glaubwürdigkeit gesehen.

Als eine besondere Herausforderung im Kontext des Micro-Smart-Grids stellte sich heraus, dass es zu Beginn des Projektes noch als sehr abstrakte Vision wahrgenommen wurde.

Die neue Rolle des Endverbrauchers, der sich zum aktiv beteiligten, interessierten Prosumer wandeln soll, kann nicht vorausgesetzt werden. Information und Transparenz bezüglich des Entwicklungsstandes sind daher besonders wichtig, auch da empirische Daten belegen, dass Micro-Smart-Grids und Energie allgemein abstrakt und voraussetzungsvoll in der Vermittlung sind. Bei den Befragten waren Interesse und Wissen über die Technologie begrenzt. Es muss also genau differenziert werden, für welche Nutzergruppen das Micro-Smart-Grid welche Vorteile bietet. Das Interesse an potentiellen Beteiligungsformaten ist im Sinne der Entwicklung zu Prosumern grundsätzlich vorhanden, Voraussetzung sind dabei ein erfolgsversprechendes Geschäftsmodell, der Community-Gedanke und das Vorhandensein einer Außenwirkung. Allgemein wurde der Wunsch nach mehr Transparenz und aktiver Information geäußert.

Fokus Prämissen aus Nutzersicht

Zusammenfassend bestehen die Prämissen aus Nutzersicht letztlich vor allem in einem niedrigschwelligen Zugang, der Einfachheit der Nutzung, Transparenz in Bezug auf den Produktionsprozess und der Herkunft des Stroms sowie der Transparenz der Abrechnungsmodi. Der wahrgenommene Nutzen muss die Kosten übersteigen. Geringe Transaktionskosten sind von eben solcher Relevanz. Information und Bewusstseinsbildung, sowie die Anpassung an bestehende oder die Ausbildung von neuen Routinen, sind notwendig, genauso wie Information und Transparenz bezüglich des Datenschutzes und der erhobenen Daten.

2.1.5.1.2 Stakeholder-Analyse

Ausgangslage, Ziel, Methode und Teilnehmer

Im Rahmen des Wissenstransfer-APs wurden im Berichtszeitraum die Methode der Stakeholderanalyse angewendet um Ansprechpartner und Unternehmen als Projektpartner sowie deren Beziehungen untereinander besser zu verstehen, Projekterfahrungen zu evaluieren, Hemmnisse zu erfassen und gesammelte Erfahrungen und Erkenntnisse aufzunehmen. Mit diesem generierten Problemverständnis wurde eine valide Grundlage zur Ableitung der Handlungsempfehlungen für weitere MSG-Projekte auf Arealen geschaffen. Die Interviews dienen dabei zur Ableitung von

strategischen Handlungsempfehlungen für zukünftige zielgerichtete Zusammenarbeit im Rahmen weiterer Micro-Smart-Grid-Projekte.

Es wurden neun Projektpartner aus dem D3-Projekt interviewt. Gespräche fanden mit den Forschungspartnern TU-Campus EUREF gGmbH, TU-Berlin Sense, Tu-Berlin DAI-Labor und Reiner Lemoine Institut gGmbH (RLI), sowie mit den Industriepartnern Vattenfall VE Netzservice GmbH, Stromnetz Berlin, Schneider Electric Deutschland GmbH, NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH und Co. KG und dem Innovationszentrum für Mobilität und gesellschaftlichen Wandel (InnoZ) GmbH statt. Von Schneider Electric, RLI und InnoZ wurden jeweils zwei beteiligte Personen befragt, so dass insgesamt 12 Interviews durchgeführt wurden. Die Interviews fanden in den ersten drei Juniwochen 2015 statt, nicht interviewt wurden dabei die ausgestiegenen Partner Solon Energy GmbH und Bombardier Transportation GmbH.

2.1.5.1.3 Projektverlauf

Stellenwert des Projekts

Die befragten Projektpartner weisen dem Projekt einen unterschiedlichen Stellenwert zu, vor allem die Nähe des Projektziels zu den globalen Zielen des eigenen Unternehmens ist entscheidend. Von verschiedenen Projektpartnern wurde das Projekt auf Grund des Volumens und Themas als „Schlüsselprojekt“ oder wegen der Strahlkraft und Sichtbarkeit nach außen als „Leuchtturmprojekt“ eingeordnet. Die Hälfte der Projektpartner benennt es sogar als Unternehmensziel, im Projekt generiertes Wissen als Alleinstellungsmerkmal ihres Unternehmens aufzubauen.

Im Projektverlauf ergaben sich bei einzelnen Projektpartnern durch verschiedene Gründe Ab- oder Zunahmen des Stellenwerts des Projekts im eigenen Unternehmen.

Die Einschätzung der anderen Projektpartner bezüglich der gemeinsamen Zielverfolgung differiert mitunter mit dem Selbstbild der einzelnen Partner.

Wahrnehmung und Bewertung des Gesamtprojektziels

Die konkrete Formulierung des Gesamtzieles fiel den Partnern mitunter schwer. Einen Beitrag zur Energiewende zu leisten, stellte sich bei der Hälfte der Interviewpartner als Rahmenziel oder Vision heraus. Bei der Formulierung des Gesamtzieles unterschieden sich die Aussagen schon

stärker, da die Partner aufgrund ihrer unterschiedlichen Rollen, Verantwortlichkeiten und Expertisen verschiedene Schwerpunkte im Projekt besetzen. Und so sind auch die individuellen Ziele der Projektpartner relativ heterogen. Von mehreren geteilte, individuelle Ziele sind aber: eine positive Außenwirkung und Campusentwicklung, die Erschaffung eines marktfähigen, smarten und in städtische Areale integrierbaren Systems, und durch die angewandte Forschung Anknüpfungspunkte für weitere eigene Themen und Vorhaben in diesem Kontext zu schaffen.

Das in der Gesamt-Vorhabens-Beschreibung kommunizierte Projektziel „dieses Micro-Smart-Grid konsequent zu einem multidimensional vernetzten Forschungs- und Erprobungsnetzauszubauen und weiter zu entwickeln“ wurde allen Interviewpartnern grundsätzlich als zutreffend empfunden, aber aus Sicht des derzeitigen, weit vorangeschrittenen Projektstatus rückblickend von einem großen Teil der Interviewpartner als zu allgemein und unkonkret empfunden.

Durch diese allgemein gehaltene Formulierung des Projektziels, fiel es vielen der Projektpartner schwer den Projektverlauf hinsichtlich des geplanten und tatsächlichen Ablaufs konkret zu bewerten. Der Großteil der Befragten äußerte jedoch das Gefühl, dass deutlich mehr Arbeit als ursprünglich geplant entstanden ist. Der Grund hierfür wird vor allem in der Komplexität des Projektes gesehen.

Hemmnisse und Hürden

Für die Interviewpartner präsent zeigten sich Hemmnisse und Hürden in Form externer Rahmenbedingungen. Weniger präsent, jedoch auch vorhanden sind Punkte im internen Bereich des Projektes.

Als hemmender Faktor wurden die baulichen Verzögerungen genannt, durch die der Betrieb zu spät gestartet ist. Gründe dafür wurden hauptsächlich in externen Rahmenbedingungen gesehen, wie der Denkmalschutz-Genehmigung, Eigentumsverhältnissen und damit verbundener Genehmigungen und Lieferengpässen, sowie die Berücksichtigung von Interessen einzelner Kundengruppen. Zudem ergaben sich durch den Absprung einzelner Projektpartner vielerlei Änderungen, die eine Neuausrichtung erforderten und unter anderem auch bauliche Verzögerungen verursachten.

Bezüglich der Kommunikation wurden klare Verbesserungsmöglichkeiten für zukünftige Multi-Partner-Projekte benannt. Die Interviewpartner empfanden die Kommunikation untereinander als sehr offen. Als teilweise problematisch wurden jedoch die damit einhergegangenen unklaren

Kommunikationsrichtlinien oder -hierarchien eingeschätzt. Auch das vermehrte Zelebrieren von Erfolgen statt dem alleinigen Fokus auf Problempunkte wurde gewünscht.

Besondere Herausforderungen im Projektmanagement ergaben sich sowohl in Folge der baulichen Verzögerungen als auch aufgrund der Tatsache, dass es sich um ein interdisziplinäres Multi-Partner-Projekt handelt. Ein kritischer Punkt stellt die Einnahme der zwischen den verschiedenen Disziplinen verorteten Koordinationsfunktion sowie eine eindeutige Rollenverteilung dar. Die Interviews ergaben zudem: Selbstbild und Fremdbild unterschieden sich teils stark voneinander. Des Weiteren wurde zum Teil von einem gemeinsamen Verständnis ausgegangen, ohne diese Annahmen zu validieren, was zu divergierenden Aufgaben- und Rollenzuschreibungen führte. Diese Erkenntnis gewannen die Projektpartner vor allem im Zuge des voranschreitenden Projektverlaufs. Ein Learning für die zukünftige Arbeit in solch komplexen Projekten und Akteurskonstellationen stellt daher eine noch klarere Vergabe von Rollen und die Verständigung über die Aufgaben im Vorfeld sowie während des gesamten Projektverlaufs dar. Dies bedeutet aber auch, dass alle Projektpartner zukünftig Erwartungen an die eigene und die anderen Rollen klarer äußern bzw. definieren. Im Projektverlauf fanden selbstverständlich auch durch Wechsel einzelner Projektpartner Rollenverschiebungen statt. Doch durch die starke Kooperation innerhalb des Konsortiums und informelle Rollen wurden jedoch übergangsweise nicht oder unvollständig eingenommene Rollen kompensiert und somit der positive Projektverlauf sichergestellt.

Die diffizile Stakeholder- und Eigentümerkonstellation in dem vorliegenden Projekt bewegt die Projektpartner zu der Empfehlung die Übernahme des Projektmanagements durch einen einzelnen Vollzeit-Projektmanager als Schnittstelle zwischen Eigentümer und Akteuren vorzusehen. Außerdem sollten in Micro-Smart-Grid-Projekte weitere Stakeholder von Beginn an eingebunden werden, wie Arealeigentümer, Projektträger, Datenbereitsteller, Mieter und Anwohner, Ämter, Rechtsberatung, Experten für Genehmigungsverfahren, Versicherungsexperten und Stakeholder-Management.

Zielgruppen und Voraussetzungen für Micro-Smart-Grid-Projekte

Bei der Frage nach der Zielgruppe für zukünftige Micro-Smart-Projekte herrscht Einigkeit. Laut Interviewpartnern wären Wohngebiete, Wohnquartiere und Wohnbaugenossenschaften, sowie Produktions- Industrie- und Gewerbeareale geeignete Zielgruppen bzw. Areale für weitere Multi-

Smart-Grid-Projekte. Aus Verwaltungsperspektive wären auch Areale von Gemeinden und Städten wie z.B. Flughäfen, Krankenhäuser und Universitäten denkbar.

Handlungsempfehlungen

Als Handlungsempfehlungen lässt sich aus den Interviews folgendes ableiten: Vor Projektbeginn sollte in einem solch interdisziplinären Multipartner-Projekt im Kontext eines sowohl aus technischer als auch gesellschaftlicher Perspektive heiklen Vorhaben eine noch klarere und eindeutiger Bestimmung und Abgrenzung der Arbeitspakete und der notwendigen Kompetenzen und Expertisen stattfinden. Dementsprechend ist bei Projektbeginn eine Bestimmung der gemeinsamen Projektziele und -meilensteine nach dem SMART-Prinzip zu empfehlen. Das frühzeitige Erkennen und Einholen der individuell spezifischeren Ziele der Projektpartner und die widerspruchsfreie Festlegung von Rollen und damit verbundener Verantwortungen, sowie die Evaluation der Kommunikation können durch einen stärkeren Ausbau und die Intensivierung der sozialwissenschaftlichen Begleitforschung gewährleistet werden. Eine umfassende, iterativ gestaltete und über die Dauer des gesamten Projektes stattfindende Stakeholderanalyse wird für zukünftige Projekte empfohlen.

Schließlich sind im Projektverlauf Entscheidungstransparenz, Raum für Rückmeldungen, die Vernetzung zwischen allen Partnern durch das Arbeiten in räumlicher Nähe, sowie die Implementierung einer konstruktiven Feedback- und Kritikkultur zu etablieren.

2.1.5.2 Technische Begleitforschung

a. MSG-Optimierung zur Kostensenkung und Verbesserung der Umwelteffizienz

Das in AP2 beschriebene Basisszenario (MSG 0) am EUREF Campus mit den kennzeichnenden KPI diene als Referenz für die folgende Optimierung mittels der in [7] entwickelten Evolutionsalgorithmen. Die durchgeführten Simulationen sollten demnach die Potentiale zur Senkung der Kosten und THG-Emissionen sowie zur Erhöhung der Autarkie aufzeigen. Die Methodik umfasst eine Optimierung der Topologie und Betriebsführung des MSG, die die Variation der installierten Leistungen und Kapazitäten der Energieerzeuger und –speicher beinhaltet, siehe dazu auch Anhang 8.2.

Die Varianten der Optimierung umfassen:

- Optimierungsvariante 1 (OV 1), in der mittels Topologieoptimierung die Netzentlastung erhöht wird,
- Optimierungsvariante 2 (OV 2) mit Drosselung der EE-Anlagen zur weiteren Kostensenkung und
- Optimierungsvariante 3 (OV 3) mit Netzeinspeisung statt Drosselung zur Senkung der spezifischen THG-Emissionen.

Die Bestimmung der Obergrenze für die PV-Anlagen orientiert sich an der Bruttogrundfläche des Campus. Die Obergrenze für die Windenergieanlagen unterliegt einer Abschätzung des Flächenaufkommens am Standort. In erster Linie soll die Relevanz der Windenergie in Ergänzung zur Energiegewinnung aus PV-Anlagen bewertet werden. Inwiefern eine größere Stückzahl an KWEA am Standort tatsächlich aufgestellt werden kann und dadurch außerdem der Ertrag der Anlagen untereinander noch beeinträchtigt wird, wurde in den folgenden Untersuchungen nicht berücksichtigt. Die Grenzen der Variationen sind Tabelle 6 zu entnehmen. Weder Superkondensator noch die PVA des Carshelter wurden in die Optimierung aufgenommen, da sie aufgrund ihrer Gestehungskosten von vornherein ausgeschlossen werden können.

Tabelle 6: Auflistung der Parametervariationen für die Optimierung

Optimierungsparameter	Wertebereich
PVA – Installierte Gesamtleistung [kWp]	0 ... 8000
Vertikale KWEA – installierte Gesamtleistung [kW]	0 ... 40
Blei-Säure-Speicher BESS1 – installierte Kapazität [kWh]	0 ... 10.000
Li-Ionen-Speicher BESS2 – installierte Kapazität [kWh]	0 ... 10.000

Im MSG am EUREF Campus bezieht sich die Betriebsführungsoptimierung vorrangig auf die Drosselung der installierten EE-Anlagen. Dies ist dann sinnvoll, wenn aus Kostengründen bspw. anteilig Batteriekapazität durch Überbebauung von EE-Anlagen ersetzt werden soll.

Optimierungsziele waren anfangs die Minimierung der Stromgestehungs- und folglich Mobilitätskosten. Zudem wurde auf die Erhöhung der Autarkie, oder auch Selbstversorgung, des MSG vor dem Hintergrund, die lokal auftretenden erhöhten Lasten und Energiebedarfe durch die Elektro-

mobilität und andere Verbraucher auch lokal zu decken, optimiert. Damit wird das übergeordnete Netz bzw. der Netzanschlusspunkt entlastet.

Die Untersuchung verschiedener möglicher MSG-Konfigurationen (nach Optimierungsvariante 1, siehe auch Anhang 8.2) führte zu der Erkenntnis, dass Autarkie und Stromgestehungskosten teilweise im Widerspruch zueinanderstehen, siehe dazu auch Abbildung 28. Je unabhängiger das MSG vom übergeordneten Netz sein soll, desto höher sind die Investitions- und folglich auch die Betriebskosten für die vor allem steigende Batteriekapazität. Mit zunehmendem Anspruch an die Autarkie muss die Batteriekapazität steigen, damit die Energie der EE-Anlagen in ausreichendem Maße gespeichert werden kann, da die Ladung der BEV zeitversetzt auftritt.

Die Optimierung OV 1 zeigt, dass die Kosten gegenüber dem Basisszenario (MSG 0) geringfügig verringert werden können, bei gleichzeitiger Steigerung der Autarkie, siehe Abbildung 28 - roter Verlauf. Dies wird u.a. durch die Reduzierung der Windleistung erreicht, die im Vergleich zur PV-Leistung sehr teuer ist. Durch einen Zubau von Blei-Säure-Speicherkapazität bis zu 1400 kWh kann die Autarkie bis auf 70 % erhöht werden. Hierdurch steigen jedoch ebenfalls die Gestehungskosten. Die weitere Steigerung der Autarkie über 70 % hinaus ist nur durch einen enormen Zubau von Li-Ionen-Speicherkapazität von bis zu 10 MWh zu erreichen. Dadurch werden die Investitions- und folglich die Stromgestehungskosten jedoch überproportional erhöht, wodurch weiterhin kein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist.

Drosselung von EE-Anlagen zur Vermeidung kostenintensiver Batteriekapazität

Der Anspruch erhöhter Energieautarkie an ein MSG konnte innerhalb der ersten Optimierungsvariante nur durch hohe Stromgestehungskosten; aufgrund sehr hoher zu installierender Batteriekapazität; erreicht werden. In der zweiten Optimierungsvariante wurde aus diesem Grund die Abregelung von EE-Anlagen in Betracht gezogen: Es soll so, im Sinne der Autarkie, ausgespeicherte Energie durch eine (bedarfsgerecht gedrosselte) Überkapazität von EE-Anlagen ersetzt werden. Hierdurch werden jedoch auch die Volllaststunden der Anlagen gemindert werden. Für Windenergieanlagen hat das keinen erheblichen nachteiligen Effekt, da sich mit der Einsatzzeit auch die Belastungen auf Rotor, Antriebstrang und Turmstruktur verringern und die Anlagen folglich länger betrieben werden können. PV-Anlagen jedoch sind weiterhin, vor allem dem durch Sonneneinstrahlung erzeugten, Temperaturanstieg ausgesetzt, sodass von einer merklichen Verlängerung der Betriebszeit nicht ausgegangen werden kann.

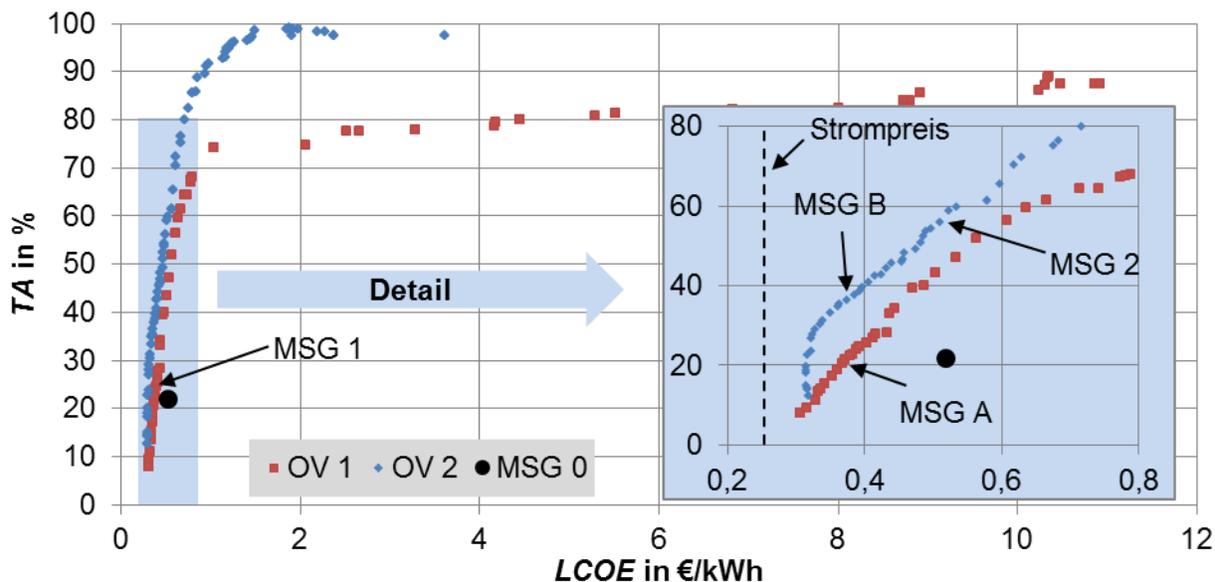


Abbildung 28: Vergleich der zeitlichen Autarkie (TA) über den spezifischen Systemkosten (LCOE) für MSG mit (OV2) und ohne (OV1) Drosselung der EE-Anlagenleistung zur Deckung des Energiebedarfs der Elektromobilität und Gebäudelast (2013) am EUREF Campus; Weiterhin hohe Kosten erfordern zusätzliche Maßnahmen für eine wirtschaftliche Betriebsweise eines MSG; Erläuterung zu hervorgehobenen MSG folgt im Text; markierter Strompreis repräsentiert den nivellierten Industriestrompreis über 20 Jahre

Die Optimierung mit EE-Drosselung (OV 2) führt zu erheblichen Reduzierungen der Stromgestehungskosten, wie in Abbildung 28 zu sehen. Dies liegt darin begründet, dass grundsätzlich zusätzliche PV-Erzeugungskapazitäten aufgebaut werden können, die (bedarfsgerecht abgeregelt) Speicherkapazitäten und sogar KWEA-Erzeugungsleistung ersetzen können.

Die Mobilitätskosten ($LCOM$) liegen bei Versorgung durch reine PV-Systeme bei min. 0,73 €/km (MSG 1). Sie steigen jedoch mit zunehmender Autarkie weit weniger stark als der $LCOE$, da bei geringem jährlichem Ladebedarf vor allem die Infrastrukturkosten, so z.B. für die Ladesäulen, dominieren, die nicht Teil der Optimierung waren. Demnach erhöht sich hier der $LCOM$ lediglich um 50% bei einem jedoch 6-mal höheren $LCOE$. Bei einem Vergleich mit den Mobilitätskosten eines konventionell angetriebenen Vergleichsfahrzeugs von ca. 0,30 €/km [8] wird deutlich, dass die Elektrifizierung eines Fuhrparks aktuell wirtschaftlich noch nicht konkurrenzfähig ist. Politische Anreizprogramme wie eine Kaufprämie und die weiter sinkenden Investitionskosten für BEV (vor allem durch Preissenkung bei Traktionsbatterien) führen perspektivisch zu einer preislichen Angleichung.

Die spezifischen THG-Emissionen (LCE) liegen bei fast allen MSG-Systemen deutlich unter 300 g CO_2 -Äq./kWh (siehe auch MSG 1+2 in Tabelle 7) und sinken grundsätzlich mit zunehmender

Autarkie. Damit schneidet die treibhausgasbezogene Ökobilanz des MSG stets besser ab als die des aktuellen deutschen Strommixes. Lediglich in Bereichen sehr hoher Autarkie (>90%) steigen die spezifischen THG-Emissionen aufgrund der verstärkten Drosselung der EE-Erzeuger.

Der hohe Beitrag der EE-Anlagen im MSG hat auch auf die spez. Treibhausgasemissionen der Elektrofahrzeuge einen erheblichen mindernden Effekt.

Die THG-Emissionen für den gefahrenen Kilometer (Well-to-Wheel) liegen bei der Optimierungsvariante OV 2 i.d.R. weit unterhalb der für 2020 bzw. 2021 herausgegebenen Tank-to-Wheel-Grenzwerte. Entsprechend der EU-Verordnung Nr. 443/2009 [9], die 2014 nochmals novelliert wurde, liegt der Grenzwert für den durchschnittlichen CO₂-Ausstoß, ab 2021, bei 95 g CO₂-Äq./km für die europäische Flotte der PKW-Neuzulassungen. Für Elektrofahrzeuge werden nach [10] keine Emissionen gemessen, sodass sie als emissionsfrei gelten. Ebenso dürfen Fahrzeuge, die weniger als 50 g CO₂-Äq./km emittieren, ab 2020 für mehrere Jahre mehrfach für den CO₂-Ausstoß der Fahrzeugflotte angerechnet werden. Für die Flotten der Fahrzeughersteller bedeutet dies, dass Elektrofahrzeuge den Flottendurchschnitt deutlich senken. Innerhalb einer umfassenden Well-to-Wheel-Analyse mit Berücksichtigung des Fahrzeugs wird sogar deutlich, dass Elektrofahrzeuge bei Ladung des MSG-Stroms bereits jetzt weitaus weniger spezifische THG-Emissionen aufweisen als konventionelle Fahrzeuge mit ca. 170 g CO₂-Äq./km [11]. Die THG-Emissionen für den gefahrenen Kilometer (Well-to-Wheel) liegen bei der Optimierungsvariante OV 2 i.d.R. weit unterhalb des bereits angesprochenen Grenzwertes von 50 g CO₂-Äq./km, sodass die Vorteile eines lokalen Energiesystems aus ökologischer Sicht hier selbst bei einer Well-to-Wheel-Betrachtung bereits gegeben sind. Dieser Zusammenhang kann entscheidend für die Elektrifizierung von Fuhrparks und Flotten sein, wenn der Hauptantrieb in der Verbesserung der ökologischen Bilanz der Autos bzw. des Unternehmens liegt.

Tabelle 7: Auslegungsparameter und KPI der MSG mit verschiedenen Betriebsstrategien und auch Ladebedarfen; Diskussion von OV 3 und OV 3 (+) folgt weiter unten

# OV	-		2		3		3 (+)
Konfiguration	Kein MSG	MSG 0	MSG 1	MSG 2	MSG 3	MSG 4	MSG 5
E_{Bedarf} in MWh/a	400						1.246
LCOE in €/kWh	0,25	0,52	0,32	0,51	0,32	0,51	0,27
LCOM in €/km	0,72	0,76	0,73	0,76	0,73	0,76	0,65
TA in %	0,0	21,9	23,8	56,1	23,8	56,1	22,6
$P_{\text{wind,ges}}$ in kW	0	6	2	2	2	2	2
P_{pv2} in kW	0	100	188	347	188	347	29
P_{pv4} in kW	0	23	0	101	0	101	675
Cap_{bess1} in kWh	0	78	0	434	0	434	7
Cap_{bess2} in kWh	0	90	0	0	0	0	1
LCE in g CO ₂ -Äq./kWh	535,0	203,1	188,2	152,5	171,4	114,1	266,1
Em_{EV} in g CO ₂ -Äq./km*	80,3	30,5	28,2	22,9	25,7	17,1	39,9

* Well-to-Wheel-Berechnung

Einfluss der Betriebsstrategie auf Topologie und Robustheit des Energiesystems

Die in OV 2 eingeführte Änderung der Betriebsstrategie führt, wie in Abbildung 28 dargestellt, zu einer erheblichen Kostenreduktion. Dies ist vor allem darin begründet, dass teure Batteriekapazität durch die Überbauung von EE-Anlagenleistung teilweise ersetzt wird. Die zulässige Betriebsstrategie hat demnach erheblichen Einfluss auf die notwendige Topologie des Energiesystems. Dies wirft automatisch die Frage der Zuverlässigkeit/Robustheit des Systems auf, da die Effektivität von PV-Anlagen von verschiedenen Parametern wie Azimut- und Neigungswinkel abhängen, der Ertrag der Windenergieanlagen besonders durch die Nabenhöhe beeinflusst wird und maßgebliche Auswahlkriterien für Batterien die kalendarische Lebenszeit und die Lade-/Entladerate sind. In der folgenden Betrachtung wurde demnach untersucht, welchen Einfluss

die Substitution der Speicher von MSG A zu MSG B, siehe Tabelle 8, durch höhere installierte EE-Leistung auf die Leistungsrobustheit des MSG haben.

Tabelle 8: Vergleich der zwei Konfigurationen MSG A und MSG B zeigt, dass die Änderung der Betriebsstrategie zur Kostenreduktion bei gleichzeitiger Zunahme der Autarkie führt.

# OV	Konfiguration	LCOE in €/kWh	TA in %	$P_{wind,ges}$ in kW	P_{pv2} in kW	Cap_{bess1} in kWh
1	MSG A	0,3685	79,5	1	156	223
2	MSG B	0,3835	37,9	3	346	95

Im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation wurde durch Variation verschiedener Parameter, die fertigungs- und auch planungsbedingt variieren können (siehe Anhang 8.3), das Systemverhalten der MSG untersucht und der Einfluss der entsprechenden Parameter bewertet.

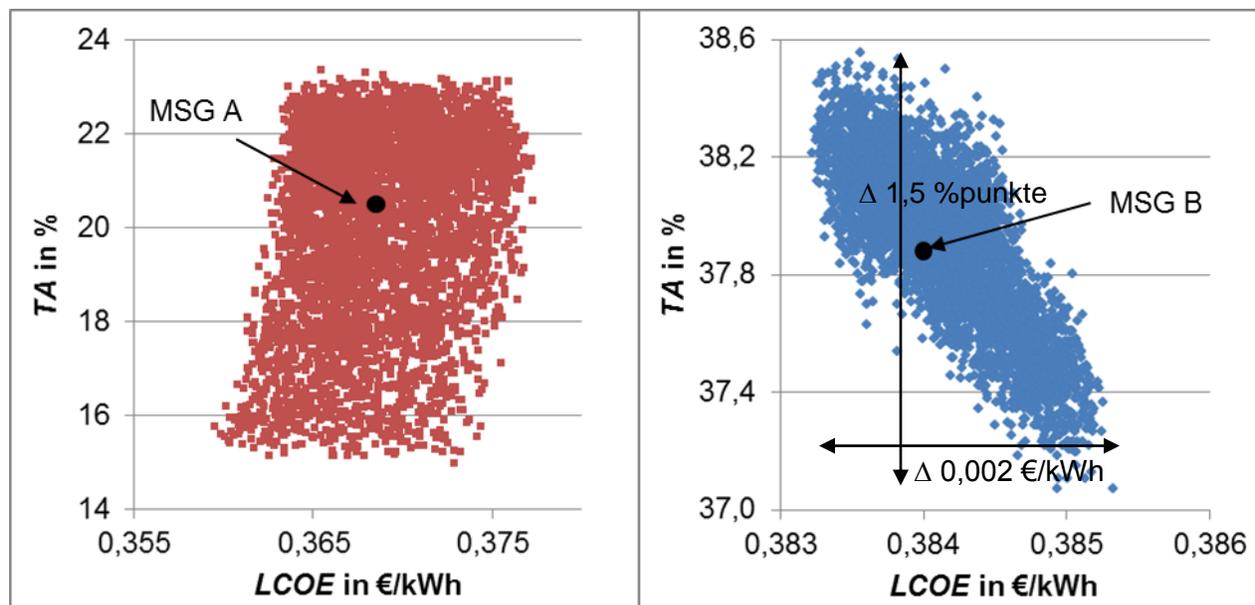


Abbildung 29: Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass MSG B mit kleiner Batteriekapazität deutlich geringer auf Abweichungen der Auslegungsparameter der EE-Technologien reagiert. Die Batterie hat demnach maßgeblichen Einfluss auf die Leistungsrobustheit eines Energiesystems

In Abbildung 29 wird die Streuung der KPI von MSG A (links) und MSG B (rechts) dargestellt. Die Variation der Auslegungsparameter hat auf die KPI von MSG A einen sehr großen Einfluss, sodass die Autarkie um ca. 6 Prozentpunkte sinken und der LCOE um ca. 0,01 €/kWh steigen kann, sobald die entscheidenden Parameter der installierten Technologien von den Referenzwerten (MSG A) abweichen. Durch die Substitution der Batterie wird die Streuung folglich deut-

lich reduziert (siehe MSG B). Der *LCOE* schwankt innerhalb von ca. 0,2 €-Cent/kWh und die Autarkie mit etwa 1,5 Prozentpunkten. Die Robustheitsanalyse hat als wesentliche Einflussfaktoren die kalendarische Lebensdauer und die maximale Be- und Entladerate der Batterie identifiziert. Mit sinkender Lebensdauer der Batterie erhöhen sich demnach die annuitätischen Kosten ihrer Anschaffung. Die untersuchten Parameter der PV-Anlagen haben dagegen einen sehr geringen Einfluss. Die Robustheit von MSG B basiert demnach auf der höheren installierten PV-Leistung.

Die Robustheitsanalyse zeigt, dass Abweichungen zwischen Auslegung und ursprünglichen Annahmen komponentenabhängig unterschiedlich starke Einflüsse auf die Güte des MSG haben. Demnach beeinträchtigt gerade die Batterie bei unvorhergesehenem Abweichen von der Planung oder einem frühzeitigen Versagen den Umsetzungserfolg des MSG. Im Sinne der Robustheit scheint eine Überdimensionierung und bedarfsgerechte Abregelung von EE-Anlagen im betrachteten Szenario vorteilhaft.

Sinnhaftigkeit der Autarkie als Zielstellung für ein MSG

Die Kostenoptimierung hat PV-Systeme als geeignete Energieversorgung im MSG identifiziert. Jedoch liegen die THG-Emissionen noch über dem Wert des deutschen EE-Mix mit ca. 105 g CO₂-Äq/kWh [12] und steigen für sehr hohe Autarkiegrade aufgrund der Abregelung der EE-Erzeuger deutlich an. Es stellt sich also die Frage, inwiefern die Autarkie eines lokalen Energiesystems ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist.

In der dritten Optimierungsvariante OV 3 wurde in Betracht gezogen, die EE-Erzeugeranlagen der in den nach OV 2 identifizierten MSG-Zusammensetzung bei Überproduktion nicht abzuregeln, sondern deren überschüssige Energie in das übergelagerte Netz einzuspeisen. Auf den ersten Blick widerspricht das dem oben erwähnten Anspruch an ein lokales Energiesystem das öffentliche Netz zu entlasten. Die Untersuchung wird jedoch auf eine Art von Netzdienlichkeit des MSG schließen lassen, die über den Ansatz lokaler Autarkie hinausgeht. In Abbildung 30 sind die spezifischen THG-Emissionen für MSG-Konfigurationen der Optimierungsvarianten OV 2 und OV 3 dargestellt. Die Topologien der MSG mit gleichem *TA* sind identisch, jedoch führt die Erhöhung der nutzbaren Energiemenge aus den EE-Anlagen durch die Netzeinspeisung in OV 3 erwartungsgemäß zu einer Senkung der spezifischen THG-Emissionen. Die mit der EE-Anlagenleistung generell ansteigende absolute THG-Belastung des Systems geht einher mit

einer Zunahme des Ertrags im Energiesystem (OV 3). Dadurch wird der Netzstrom soweit verdrängt, dass sein Einfluss auf die ökonomische Bilanz an Einfluss verliert. Insbesondere in Fällen, in denen sonst erneuerbare Energieerzeugung im Sinne einer Autarkie abgeregelt wurde, sind erhebliche Senkungen der THG-Emissionen zu verzeichnen.

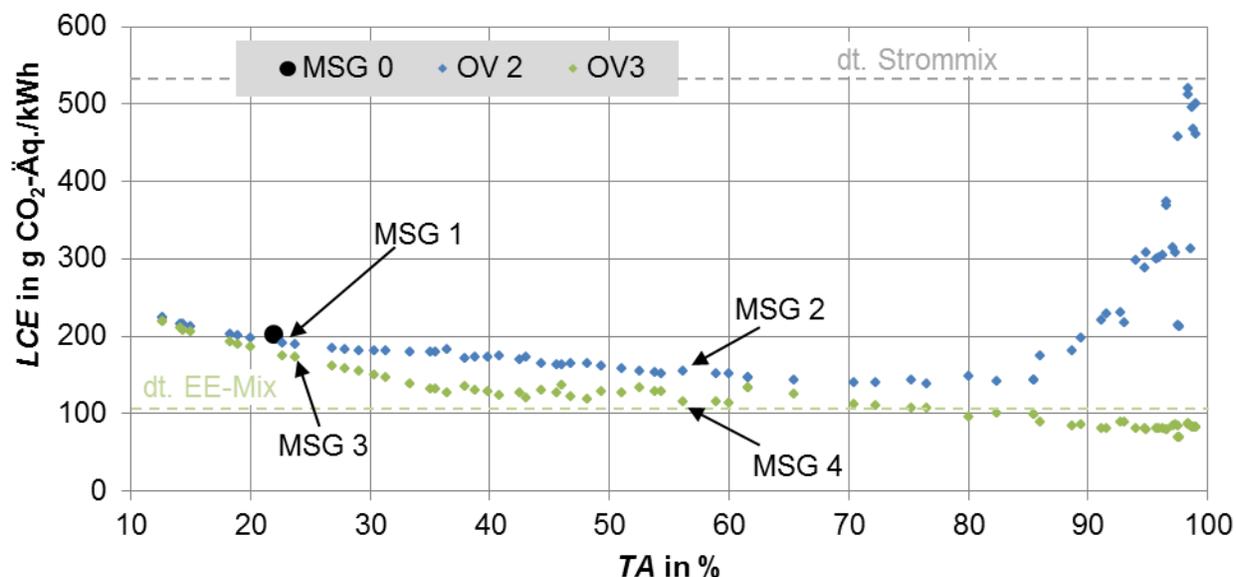


Abbildung 30: Die Netzeinspeisung überschüssiger Energie (OV3) als Gegenmaßnahme zur Abregelung von EE-Anlagen (OV 2) führt zu einer deutlichen Reduzierung der spezifischen THG-Emissionen auf das Niveau des deutschen EE-Mix.

Die MSG-Betriebsführung, wie sie in OV 3 vorgesehen wurde, führte wie erwartet zur Verbesserung der ökologischen Bilanz der Energiesysteme. Grundsätzlich kann sich für den Betreiber des MSG zusätzlich ein ökonomischer Vorteil durch die Netzeinspeisung ergeben, der in OV 3 aufgrund der konservativen Annahme einer Nicht-Vergütung des eingespeisten Stroms unberücksichtigt bleibt. Die Optimierung des Energiesystems zeigt erhebliches Potential sowohl für eine Kosteneinsparung bei der Energiebereitstellung, den Mobilitätskosten als auch hinsichtlich der Reduzierung der Umweltbelastungen durch die Versorgung von batterieelektrischen Fahrzeugen. Die spezifischen THG-Emissionen für die Fahrzeuge sinken auf bis zu 10 g CO₂-Äq./km und liegen damit bei einem Viertel des oben erwähnten Grenzwertes für die bevorzugte Behandlung innerhalb von Fahrzeugflotten. Das unterstreicht abermals die hohe Bedeutung von MSG als lokale Energiesysteme für die Versorgung von Elektrofahrzeugflotten.

Der Vergleich der beiden Betriebsoptimierungsvarianten OV2 und OV3 zeigt, dass eine lokale Vollversorgung, zumindest ohne umfassende Anpassung des Verbrauchs, weder ökonomisch

noch ökologisch ein sinnvolles Ziel für die Auslegung und den Betrieb des MSG darstellt. Die Ergebnisse zeigen stattdessen, dass hier ein Mittelweg aus lokaler Kopplung von erneuerbarer Erzeugung, Speicherung und Verbrauch und Netzverträglichkeit des MSGs gegangen werden sollte. So sollten Speicher zumindest nicht nur der Selbstversorgung dienen sondern ggf. auch netzdienlich arbeiten.

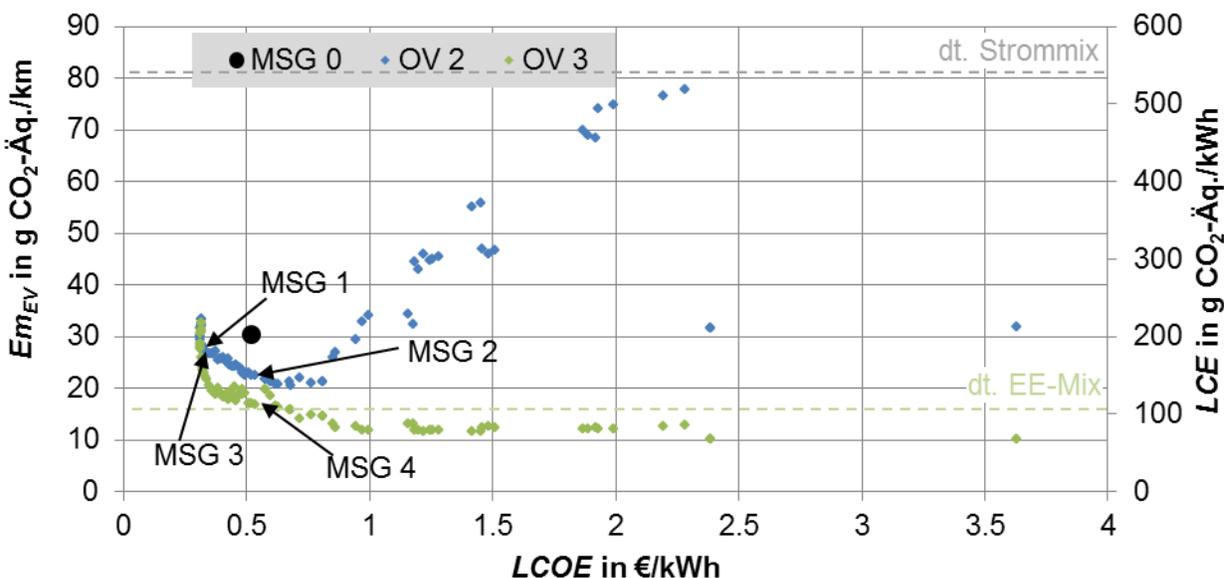


Abbildung 31: Zusammenhang zwischen THG-Emissionen und Stromgestehungskosten für die Optimierungsvarianten OV 2 und OV 3; OV 3 bietet eine Senkung der THG-Emissionen bei gleichzeitiger deutlicher Reduzierung der Stromgestehungskosten um etwa 50 %.

Einfluss steigender Mobilitätsnachfrage durch das E-Mobilitätsziel 2020

Die bisherigen Untersuchungen konnten das Potential für die Senkung der THG-Emissionen unterstreichen. Sowohl die Stromgestehungskosten als auch die Mobilitätskosten mit 0,73 €/km, siehe MSG 3 in Tabelle 7, sind jedoch noch zu hoch. Dies liegt, wie oben erläutert, an den vergleichsweise hohen Kosten für Ladeinfrastruktur und Fahrzeuge. Aus diesem Grund wurde im weiteren Verlauf ein Zukunftsszenario in Anlehnung an das ausgeschriebene Ziel der Bundesregierung entworfen. Demnach sollen bis zum Jahr 2020 eine Million Elektroautos auf deutschen Straßen fahren [13]. Für den Campus EUREF bedeutet das eine erhebliche Steigerung des Energiebedarfs, den es durch das MSG zu decken gilt. Auf Basis der Annahme eines 50-fach größeren Ladebedarfs (im Vergleich: ca. 20.000 BEV auf dt. Straßen in 2015) wurde der Lastgang der bereits betrachteten Mobilitätsszenarien modifiziert und das MSG mittels Optimierung der KPI erneut ausgelegt. Es wurde angenommen, dass sich die Lasten zeitlich stärker vertei-

len, siehe auch [14] und die Lastspitzen im Stundenmittel um etwa den Faktor 20 erhöhen, siehe dazu Abbildung 32.

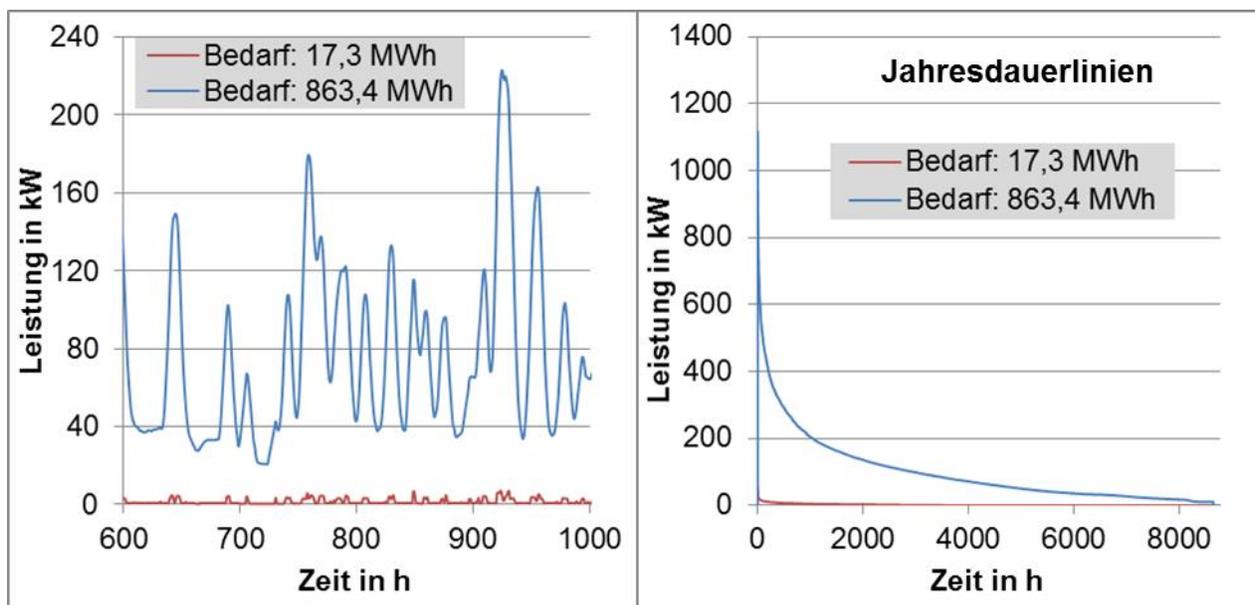


Abbildung 32: Links – zeitlicher Verlauf des Ladebedarfs der Elektromobilität mit stärkerer zeitlicher Verteilung bei erhöhtem Bedarf; Rechts – Jahresdauerlinie mit deutlicher Steigerung der stündlichen Leistungsmittelwerte und Abnahme der Zeiten ohne Ladebedarf.

In Abbildung 33 ist der Autarkiegrad über den Stromgestehungskosten für MSG mit geringem (OV 3) und 50-fach höherem Ladebedarf (OV 3 (+)) dargestellt. Bei Zunahme des Ladebedarfs am Standort werden relative Kosteneinsparungen für die Energiebereitstellung von bis zu 15% erreicht, Vgl. MSG 3 und MSG 5. Dies liegt vor allem an einer höheren zeitlichen Übereinstimmung von Stromerzeugung durch die EE-Anlagen und dem Ladebedarf durch die BEV. Begünstigend wirkt sich weiterhin die Verstetigung des Ladebedarfs aus, wie in Abbildung 32 – links zu sehen ist. Dies ist auf den hohen PV-Ertrag im MSG zurückzuführen, der zu einem größeren Anteil direkt in die BEV geladen wird und die Notwendigkeit einer Zwischenspeicherung durch eine Batterie abnimmt. Eine weitere Folge ist die Senkung der Mobilitätskosten. Dies wird nicht nur begünstigt durch die reduzierten Stromgestehungskosten, sondern auch durch die relativ (zu den Gesamtstromkosten gesehen) geringeren Investitionskosten für die Ladeinfrastruktur. Aufgrund der zeitlich besseren Verteilung des Ladeaufkommens werden die Lastspitzen, bei angenommenen 50-fach höherem Ladebedarf, nur um den Faktor 20 erhöht. Die Ladeinfrastruktur muss demnach in einem geringeren Maße ausgebaut werden, als es die Steigerung des Ladebedarfs annehmen lässt.

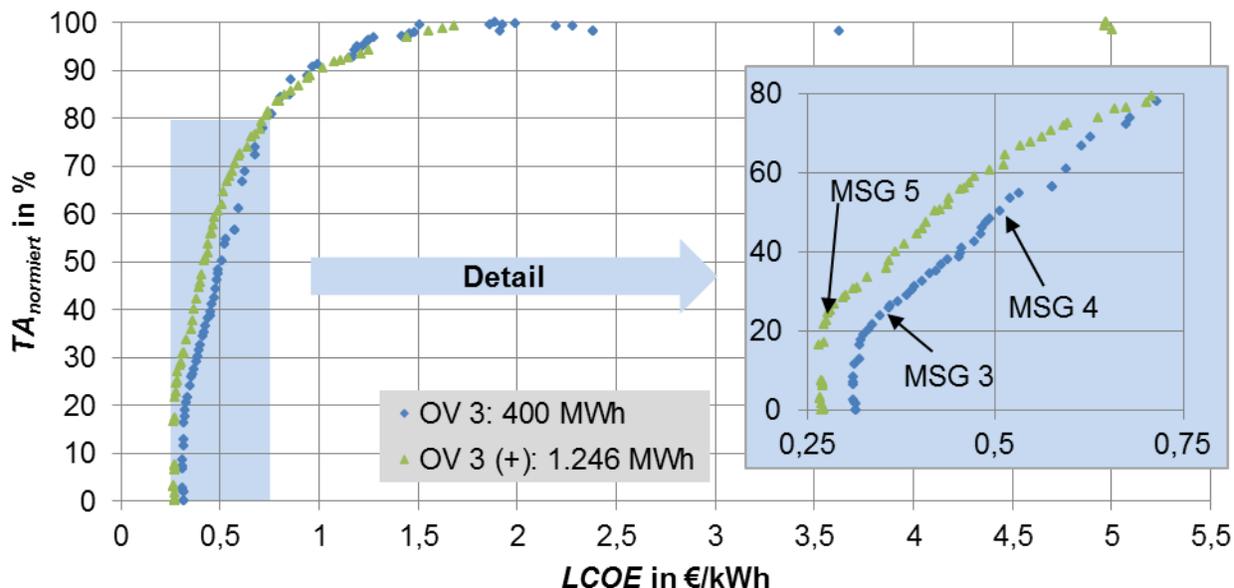


Abbildung 33: Höherer Ladebedarf bewirkt Senkung des LCOE vor allem im unteren Autarkiebereich; Autarkiegrad wurde hier für anschaulichen Vergleich normiert.

Die Zunahme des Ladebedarfs hat einen leichten Einfluss auf die spezifischen THG-Emissionen, wie in Abbildung 34 zu sehen. Der qualitative Verlauf der Kurven für OV 3 und OV 3 (+) ist ähnlich. MSG 5 weist im Speziellen aufgrund des erhöhten Ladebedarfs geringere LCOE bzw. LCOM bei leicht höheren THG-Emissionen auf. Netzparität ist hier fast gegeben.

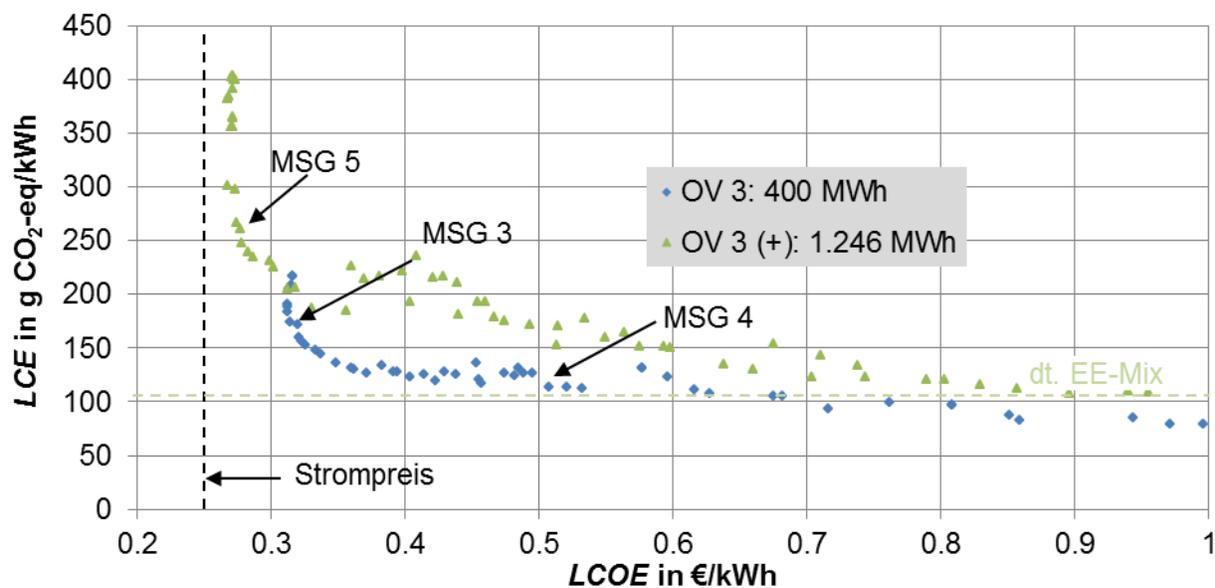


Abbildung 34: Vergleich der spezifischen THG-Emissionen für Systeme zur Deckung geringer Ladebedarfe (OV 3) und hoher Ladebedarfe (OV 3 (+)) am Campus EUREF

Zusammenfassung der Ergebnisse für den Individualverkehr

Die Elektromobilität wird in den nächsten Jahren weiter zunehmen und das bestehende elektrische Energieversorgungssystem vor neue Herausforderungen stellen. Lokal installierte Ladeinfrastruktur, wie sie am Campus EUREF errichtet wurde, gewinnt demnach an Relevanz sowohl für eine nachhaltige Versorgung von BEV als auch für die Entlastung des Stromnetzes. Die Anwendungsgebiete erstrecken sich dabei nicht nur auf den öffentlichen Raum sondern auch auf:

- Mobilitätsstationen, wie am Bahnhof Südkreuz in Berlin,
- Unternehmen mit großen Fuhrparks (mit z.B. Flurfahrzeugen),
- Wohnquartiere, in denen die Anwohner zunehmend auf Elektromobilität umsteigen werden usw.

Eine der größten Motivationen beim Umstieg auf ein Elektrofahrzeug ist die Reduzierung der THG-Emissionen gegenüber einem konventionellen Fahrzeug. Bereits die Verwendung des dt. Strommix verringert die Emissionen für den Antrieb um etwa 30 % (Well-to-Wheel-Wert exkl. THG-Emissionen für Herstellung des BEV, Tank-to-Wheel-Wert für konv. Fahrzeug), siehe auch Abbildung 35. Dieser ökologische Vorteil wird jedoch durch steigende Mobilitätskosten begleitet, da Elektrofahrzeuge in der Anschaffung derzeit noch kostenintensiver sind als vergleichbare konventionelle Fahrzeuge. Die Inanspruchnahme der aktuellen Kaufprämie von 4.000 € bewirkt hier Einsparungen von lediglich ca. 4 €-Cent/km. Das Referenzfahrzeug wurde in untenstehender Abbildung mit einem Ford Ka 1.2 verglichen (Preis: 9.900 € nach [8]). Die spezifischen THG-Emissionen der Fahrzeuge (Well-to-Wheel) liegen mit Verwendung von dt. Strommix („kein MSG“) jedoch bei noch vergleichsweise hohen 80 g CO₂-Äq./km.

Micro Smart Grids können hier nicht nur den Anspruch an die Netzentlastung bedienen, sondern durch die Bereitstellung lokal erzeugter Erneuerbarer Energie die ökologische Bilanz von Elektrofahrzeugen erheblich verbessern. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die THG-Emissionen durch eine fein abgestimmte Topologie und eine geeignete Betriebsstrategie bei annähernd paritätischem LCOM um ca. 50 % gesenkt werden können, siehe Abbildung 35.

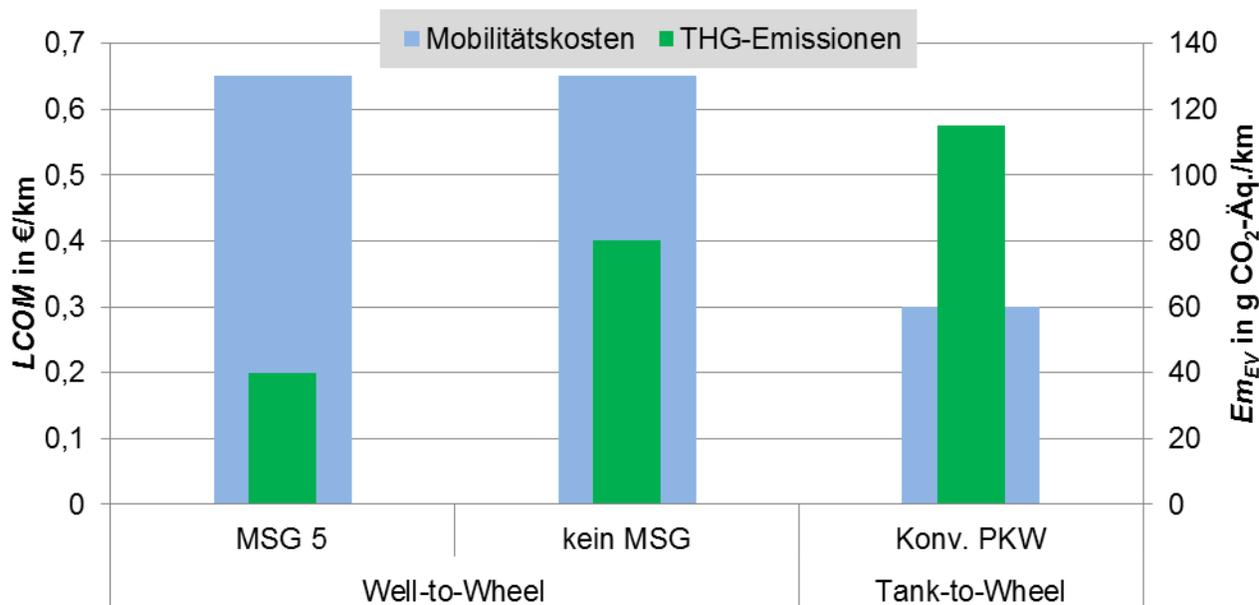


Abbildung 35: Die Mobilitätskosten (aus OV 3 (+)) für die optimierten MSG 4 und 5 gleichen den Kosten für die Ladung mit dt. Strommix (kein MSG). Die THG-Emissionen für die Antriebsleistung können durch ein optimiertes MSG jedoch halbiert und gegenüber dem konventionellen Vergleichsauto beinahe auf ein Drittel gesenkt werden.

Die Verkehrswende führt zu einem zusätzlichen Strombedarf, der zur Erreichung der ökologischen Ziele vor allem mit Erneuerbare-Energie-Anlagen bedient werden muss. Diese Anforderung aus der Sektorkopplung von Verkehr und Energie wird ebenso begleitet durch den angestrebten Atomausstieg bis 2022 und die Abkehr von Kohleenergie, sodass der Ausbau Erneuerbarer Energie durch verschiedene Maßnahmen und Akteure umgesetzt werden muss. Die hier vorliegenden Untersuchungen zeigen, dass mit dem Einsatz von MSG nicht nur der lokale Energiebedarf durch die Elektromobilität gedeckt, sondern darüber hinaus auch ein erheblicher Beitrag zur gesamtdeutschen Stromversorgung geleistet werden kann. MSG-Betreibern kann demnach eine erhöhte Bedeutung in der zukünftigen Stromversorgung zuteilwerden. Dabei ist die optimale Auslegung eines MSG durch die vorgestellten Optimierungsmethoden sowohl hinsichtlich der Topologie als auch der Betriebsführung für den wirtschaftlichen Erfolg entscheidend. Darüber hinaus werden die spezifischen THG-Emissionen mit der Netzeinbindung deutlich verringert. Dies unterstreicht die Notwendigkeit, lokale Energieerzeugung und öffentliche Stromerzeugung sinnvoll zu kombinieren.

Diese mögliche Entwicklung muss jedoch durch eine erneute Diskussion über die EEG-Umlage und die Einspeisevergütung im Rahmen des EEG begleitet werden, da MSG-Betreibern sonst der finanzielle Anreiz fehlen kann, überschüssigen Strom ins öffentliche Netz einzuspeisen. Der-

zeit wird auf eigenverbrauchten und in Batterien gespeicherter EE-Strom 40 % der EE-Umlage angerechnet. Dies gilt ab einer installierten Leistung von mehr als 10 kWp bzw. einer installierten Kapazität von 10 MWh. Demgegenüber steht die Einspeisevergütung, die der Betreiber durch die Direktvermarktung generieren muss. Hier gilt es, Vereinfachungen zu erwirken, die die wirtschaftlichen Herausforderungen für die MSG-Betreiber reduzieren.

Die absolute lokale Energieautarkie von Smart Grids ohne Verbrauchsmanagement ist aus aktueller Sicht weder ökologisch noch ökonomisch tragbar, da die Autarkie nur durch kostenintensive Batteriekapazität oder erhebliche Überdimensionierung und bedarfsgerechte Abregelung der EE-Anlagen erreicht wird. Durch die weitere Preissenkung der EE-Anlagen und elektrischer Energiespeicher können zwar durch die Fortschreibung der Lernkurven zukünftig drastische Kostensenkungen erwartet werden, dennoch müssen lokale Energiesysteme alternative Aufgaben übernehmen, um wirtschaftlich tragfähig zu sein. Dabei bieten sich z.B. Betriebsstrategien an, in denen Batterien in erster Linie als Leistungsspeicher anstatt als Energiespeicher eingesetzt werden, um Einspeise- und Lastspitzen zu kappen und als Nebeneffekt die lokale Autarkie zu erhöhen. Entsprechende Analysen fanden bereits im Rahmen von [15] statt und unterstreichen sowohl das wirtschaftliche Potential (hier: im Falle einer Autobahntankstelle) als auch den Vorteil der Integration in vorhandene Netzinfrastruktur. Unter den geltenden Rahmenbedingungen ist bisher vor allem der Einsatz am Primärregelleistungsmarkt zur Frequenzhaltung lohnenswert. Dadurch wird jedoch nicht zwangsläufig eine Entlastung bei Einspeisespitzen geschaffen. Ein großes netzdienstliches Potenzial von Speichern liegt in der dynamischen Spannungshaltung durch Q(U)-Regelung, wodurch die Wirkleistungsaufnahmefähigkeit des Netzes als auch der lokale Eigenverbrauch erhöht wird [16].

b. Netzkapazitätsanalyse des MSGs am EUREF Campus

Ziel der Untersuchung war es, die maximale Anschlussleistung von Ladeinfrastruktur (LIS) für Elektrofahrzeuge und Erneuerbare Energieanlagen (EEA) für das MSG am EUREF Campus zu ermitteln. Begrenzt wird die Anschlussleistung und somit ein weiterer Ausbau von LIS und EEA durch ein einzuhaltendes Spannungsband an den Netzverknüpfungspunkten (NVP) und die maximale Betriebsmittelbelastung der einzelnen Netzkomponenten (Leitungen/Kabel, Transformatoren, etc.).

Zulässige Werte und Grenzen der Netzspannung des elektrischen Netzes sind in der DIN EN 50160 [17] festgeschrieben. Nach dieser Norm muss die Netzspannung in 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte am Netzanschlusspunkt (NAP) innerhalb von $\pm 10\%$ der Nennspannung liegen. Für den Anschluss von Energieanlagen sind zusätzlich die Richtlinien VDE AR N 4105 [18] für das Niederspannungsnetz und die Mittelspannungsrichtlinie des BDEW (BDEW MSR [18]) für das Mittelspannungsnetz zu beachten. Diese besagen, dass am NAP der Energieanlagen die statische Spannung nicht mehr als 3 % (VDE AR N 4105) bzw. 2 % (BDEW MSR) im Vergleich zum unbelasteten Fall steigen darf.

Um die maximale Anschlussleistung von LIS und EEA zu ermitteln wurden Lastflussberechnungen mit PSS©SINCAL und der frei zugänglichen Matlab-Toolbox Matpower durchgeführt. Dabei wurden die Anschlussleistungen der LIS und der EEA schrittweise erhöht bis entweder ein Spannungsgrenzwert oder die Betriebsmittelbelastung einer Netzkomponente erreicht wurde. Die Vorgehensweise zur Ermittlung der maximalen Netzaufnahmefähigkeit wird ebenfalls in [19], [20] und [21] beschrieben. Des Weiteren wurden Betriebsmittel und Betriebsstrategien untersucht, die eine Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit ermöglichen. Dazu gehören:

- das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen in Zeiten hoher Einspeisung durch EEA,
- der netzdienliche Einsatz eines Batteriespeichers, der in Abhängigkeit der Last- bzw. Einspeisesituation be- und entladen werden kann
- und der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (RONT), der es ermöglicht das Spannungsniveau im unterlagerten Netz stufenweise zu erhöhen oder zu verringern um somit evtl. Spannungsbandverletzungen einzelner NVP entgegen zu wirken.

Szenarien

Ein weiterer Ausbau der LIS und der EEA ist von der derzeitigen Auslastung des Netzes am EUREF Campus abhängig. Aus diesem Grund wurden die Lastgänge für den Schwach- sowie den Starklastfall der relevanten Komponenten ermittelt (Anhang 8.7).

Der maximale Zubau weiterer LIS wird durch den Starklastfall begrenzt, da die Netzbelastung durch zusätzliche Ladeleistung zunimmt. Im Gegensatz dazu wird der maximale Zubau von EEA durch den Schwachlastfall begrenzt, da die Abnahme der Einspeiseleistung nur begrenzt durch die Lasten im Netz genutzt werden kann, was ebenfalls zu erhöhter Netzbelastung führt.

In der folgenden Tabelle sind die durchgeführten Simulationsszenarien aufgelistet.

Tabelle 9: Szenarien für Lastflussanalysen

	Bezeichnung	Szenario
Steigerung der inst. Leistung von EEA im Schwachlastfall	Referenzszenario EEA	a)
	a) + Einsatz ESS ⁷	b)
	a) + Max. Ladung von EV	c)
	a) + Steigerung der Ladung von EV	d)
	a) + Einsatz ESS und max. Ladung von EV	e)
	a) + Einsatz eines RONTs	f)
Steigerung der Ladeleistung von EV ⁸ im Starklastfall	Referenzszenario EV	g)
	g) + Einsatz ESS	h)
	g) + Einspeisung durch EE	i)
	g) + Maximaler Zubau EE	j)
	g) + Einsatz ESS und Einspeisung EE	k)
	g) + Einsatz eines RONTs	l)

Neben den jeweiligen Referenzszenarien a) & g) wurden, wie eingangs erwähnt, weitere Optionen zur Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit untersucht. Die hier durchgeführten Szenarien zeigen das Potential für die Netzaufnahmefähigkeit. Es wird angenommen, dass diese Szenarien eintreten können. In der Praxis bedeutet das, dass Elektrofahrzeuge gesteuert in der Zeit hoher Einspeisung durch EE-Anlagen geladen werden können bzw. der Batteriespeicher der jeweiligen Netzsituation entsprechend be- und entladen werden kann. Der Betrieb der Komponenten und damit die Berücksichtigung der hier zu Grunde gelegten Betriebsweise obliegt dem MSG-Betreiber.

⁷ ESS: Energiespeicher (Electricity Storage System)

⁸ EV: Elektrofahrzeug (electric vehicle)

Ergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse für die maximalen Einspeiseleistungen durch EEA sowie die maximal zu beziehenden Leistungen durch LIS vorgestellt und diskutiert. Anhang 8.7 beinhaltet darüber hinaus ergänzende Diagramme und Erläuterungen.

Maximale Einspeiseleistung durch EEA

In Abbildung 36 sind die maximalen Einspeiseleistungen durch EEA in Abhängigkeit der bereits erläuterten Szenarien sowie den Spannungsgrenzen nach VDE-AR-N 4105 und DIN 50160 abgebildet. Sofern das komplette Spannungsband nach DIN 50160 genutzt wird, ist das Potential zur Steigerung der Einspeiseleistung deutlich höher als bei Einhaltung der Spannungsgrenzen nach VDE-AR-N 4105. Den begrenzenden Faktor für die maximale Einspeiseleistung stellen jedoch die Betriebsmittelbelastungen (Leitungsbelastung) und nicht das einzuhaltende Spannungsband nach DIN 50160 dar. Da die VDE-AR-N 4105 lediglich eine Richtlinie darstellt und daher für den Netzbetreiber nicht bindend ist, zeigen die Ergebnisse nach DIN 50160 das mögliche Potential der maximal einzuspeisenden Leistung durch EEA.

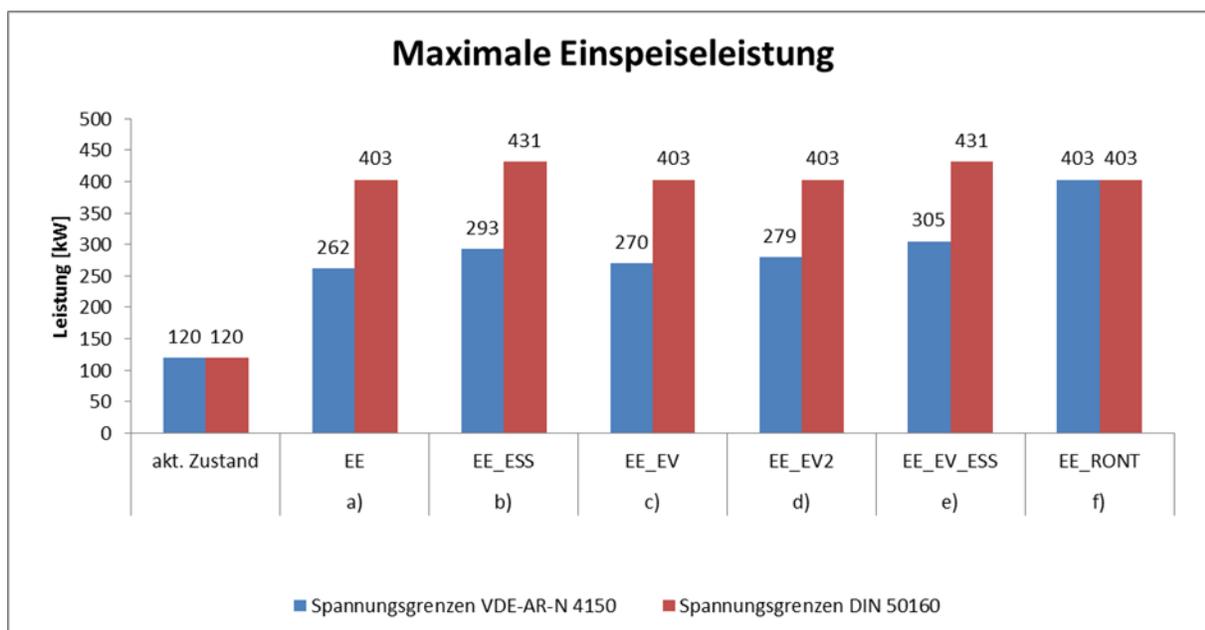


Abbildung 36: Maximale Einspeiseleistungen der EEA nach VDE-AR-N 4105 und DIN 50160

Darüber hinaus wird deutlich, dass im Falle der Spannungsgrenzen nach DIN 50160 lediglich der netzdienliche Einsatz eines Batteriespeichers, Szenario b) und e), eine Steigerung der Einspeiseleistung verglichen mit dem Basisszenario a) ermöglicht. Dies ist dadurch begründet, dass die PVA Carshelter sowie die Bleibatterie über dieselbe Anschlussleitung mit der NS-Schiene verbunden sind (siehe Abbildung 49 in Anhang 8.7.2). Sofern die Bleibatterie gesteuert geladen wird und ihre maximale Ladeleistung zum Zeitpunkt maximaler Einspeiseleistung zur Verfügung steht, wird die gemeinsame Anschlussleitung entlastet und eine weitere Steigerung der Einspeiseleistung ermöglicht. Der gleichzeitige Bezug von Ladeleistung durch EVs ermöglicht keine weitere Steigerung der Einspeiseleistung, da sämtliche Komponenten über eine separate Anschlussleitung mit der NSHV verbunden sind. Eine Entlastung der ausgelasteten Anschlusskabel kann dadurch nicht erreicht werden. Anders verhält es sich, wenn die verhältnismäßig niedrigen Spannungsgrenzen nach VDE-AR-N 4105 eingehalten werden sollen. In diesem Fall ist, verglichen mit dem Basisszenario a), in allen Szenarien eine Steigerung der Einspeiseleistung durch zusätzliche Maßnahmen möglich. Der Einsatz eines RONTs weist dabei das größte Potential auf, da dieser das Spannungsniveau im gesamten MSG herabsetzt. Dies verringert die Spannungsgrenzen an den Einspeisepunkten der EEA was eine höhere Einspeiseleistung zulässt. Da nicht die Spannungsgrenzen nach DIN 50160 den begrenzenden Faktor für die maximal einzuspeisende Leistung darstellen sondern die Betriebsmittelbelastungen, ist die Einspeiseleistung auch mit einem RONT und einzuhaltenden Spannungsgrenzen nach VDE-AR-N 4105 auf 403 kW, wie bei Einhaltung der Spannungsgrenzen nach DIN 50160, begrenzt.

Maximale Ladeleistung durch EV

In Abbildung 37 sind die maximalen Ladeleistungen durch EVs in Abhängigkeit der verschiedenen Szenarien und Ladestationen abgebildet. Bezogen auf die aktuell auftretenden Ladeleistungen zeichnet sich noch ein deutliches Steigerungspotential ab.

Die aktuell installierte Leistung der Ladeinfrastruktur (LIS) beträgt 520 kW. Diese teilt sich zu 366 kW auf Car-Sharing-Station 1 (CSS1) und zu 154 kW auf Car-Sharing-Station 2 (CSS2) auf. Im Basisszenario g) wurde eine maximale Ladeleistung von 247 kW für CSS1 und 203 kW für CSS2 ermittelt. Die installierte Leistung der LIS von CSS1 übersteigt damit die maximal zulässige Ladeleistung von CSS1, die auf Basis der Lastflussanalysen ermittelt wurde. Sofern ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 angenommen wird, d.h. die Ladeleistung der installierten Leistung der LIS entspricht, würde die maximal zulässige Ladeleistung überschritten werden.

Auf Basis der Messergebnisse wurde jedoch ein Gleichzeitigkeitsfaktor (GZF) von 0,35 ermittelt. Das heißt, dass maximal 35 % der installierten Leistung der LIS zur selben Zeit in Anspruch genommen werden und somit aktuell keine Überschreitung der maximal zulässigen Ladeleistung zu erwarten ist. Unter Berücksichtigung des GZF von 0,35 ergibt sich somit eine maximal zu installierende Anschlussleistung der LIS von 1289 kW.

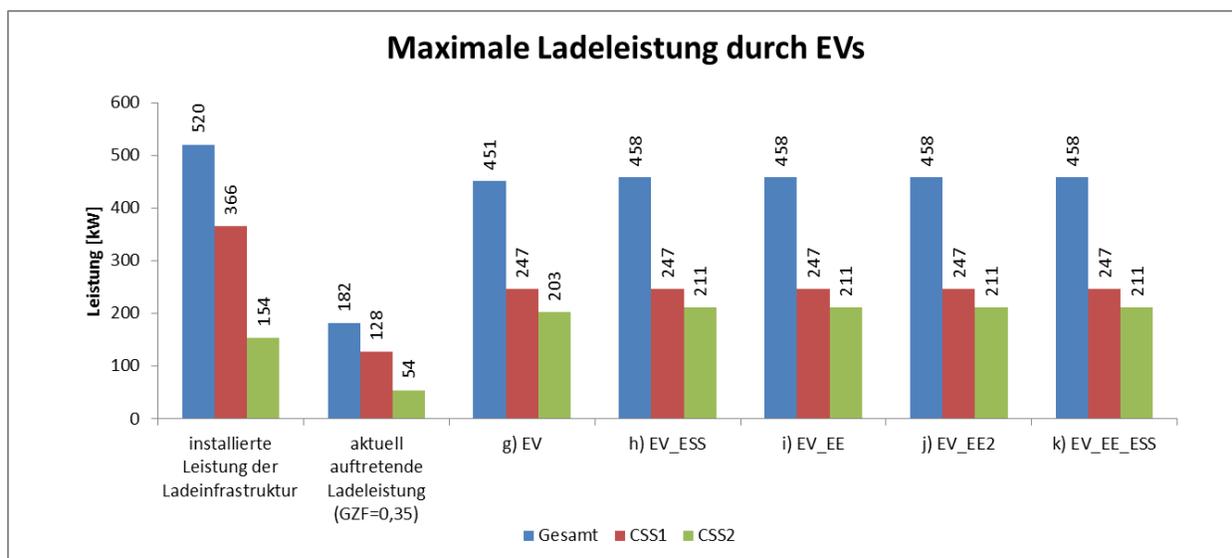


Abbildung 37: Maximale Ladeleistung durch EVs

Auffallend ist, dass sich die Ladeleistungen in den Szenarien h) – k) im Vergleich zum Basisszenario nur noch geringfügig steigern lassen. Im Basisszenario wird die maximale Ladeleistung durch den MS/NS-Transformator begrenzt. In den Szenarien h) - k) wird der Transformator durch die Bereitstellung von eingespeister Leistung durch EEA und/oder Batteriespeicher entlastet, wodurch eine leichte Steigerung der Ladeleistung durch EVs ermöglicht wird. Da im Basisszenario die Anschlussleitungen der CSS1 und 2 zu 100 % bzw. 96 % ausgelastet sind, lässt sich die Ladeleistung auch unter Berücksichtigung zusätzlicher Maßnahmen, wie in den Szenarien h) – k) untersucht, nur geringfügig steigern.

Fazit

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass das MSG EUREF, unter Nutzung des Spannungsbandes nach DIN EN 50160, noch über Kapazitäten für den Ausbau von EE-Anlagen und Elektrofahrzeug-Ladeinfrastruktur verfügt. Für die Erhöhung der Anschlussleistung von EE-Anlagen, als auch für eine Steigerung der Ladeleistung von EVs, wird deutlich, dass die maximale Betriebsmittelbelastung der MSG-Komponenten (Leitungen und Transformator) zumeist den begrenzenden Faktor darstellt. Sofern bei der Netzplanung von MSGs die VDE-AR-N 4105 berücksichtigt wird, ist die maximale Anschlussleistung von EEA möglicherweise durch die niedrigen Spannungsgrenzen stark begrenzt. Falls ausreichende Informationen zum Spannungsniveau des überlagerten Netzanschlusspunktes vorliegen, kann bedenkenlos das Spannungsband der DIN 50160 ausgenutzt werden, da ein Überschreiten der zulässigen Spannungsgrenzen dadurch ausgeschlossen werden kann. Liegen keine Informationen diesbezüglich vor, müsste das zur Verfügung stehende Spannungsband abgeschätzt werden. Aufgrund der Unsicherheiten einer Abschätzung ist das Einhalten der Spannungsgrenzen nach VDE-AR-N 4105 in diesem Fall empfehlenswert. Das MSG EUREF zeichnet sich durch relativ kurze Leitungslängen aus, wodurch sich bei den EE-Szenarien kaum und bei den EV-Szenarien gar keine Spannungsbandverletzungen ergeben haben. Der Einsatz eines RONTs erweist sich im Falle des MSG EUREF daher als wenig zweckdienlich. In Fällen bei denen ein MSG größere Leitungslängen aufweist, oder das Spannungsniveau am Netzverknüpfungspunkt bereits eine starke Abweichung der Nennspannung aufweist, kann ein RONT die Netzaufnahmefähigkeit ggf. stark erhöhen. Dies konnte am Beispiel der EE-Szenarien und der Anwendung unterschiedlicher Spannungsgrenzen nach VDE-AR-N 4105 und DIN 50160 gezeigt werden. Sofern ein MSG, ähnlich dem MSG EUREF, in einer eher ländlichen Gegend installiert wird, ist die Wahrscheinlichkeit groß, dass bereits am Netzanschlusspunkt des MSGs das Spannungsniveau stärker von der Nennspannung abweicht als es sich im Fall des MSG EUREF darstellt. Dies geht auch aus der dena Verteilnetzstudie hervor: „Der Ausbaubedarf wird in der NS vor allem durch die Verletzung der Spannungskriterien in ländlichen Gebieten hervorgerufen“ [22, p. 149]. Ein RONT bietet daher großes Potential die Netzaufnahmefähigkeit eines MSGs in ländlichen Gebieten zu erhöhen. Das Potential die Netzaufnahmefähigkeit zu steigern bieten auch das gesteuerte Laden von EVs sowie das gesteuerte Laden und Entladen von Batteriespeichern. Die Netzaufnahmefähigkeit kann dabei durch eine Entlastung von Betriebsmitteln und/oder durch herabsetzen\erhöhen des

Spannungsniveaus einzelner Netzverknüpfungspunkte erhöht werden. Am Beispiel des Solar-Carshelter konnte gezeigt werden, dass eine Übertragungsleitung, die aufgrund hoher Einspeisung durch EEA ausgelastet ist, durch das gleichzeitige Laden eines an derselben Übertragungsleitung angeschlossenen Batteriespeichers entlastet werden kann. Dies lässt sich analog auch auf das gesteuerte Laden von EVs übertragen. Einer Überlastung des Transformators kann durch gesteuertes Laden/Entladen von EVs und Batteriespeichern in Zeiten hoher Einspeiseleistung durch EEA entgegengesteuert werden. Die Entlastung des Transformators ist dabei unabhängig von der unterlagerten Netztopologie. Sofern Spannungsgrenzen im MSG über- oder unterschritten werden, kann durch gesteuertes Laden/Entladen die Spannung im MSG erhöht oder verringert werden. Auf Basis der EE-Szenarien und Anwendung der Spannungsgrenzen nach VDE-AR-N 4105 wurde ersichtlich, dass durch das gesteuerte Laden von EVs und Batterien die Spannungen im MSG herabgesetzt werden kann und somit eine gesteigerte Einspeiseleistung durch EEA ermöglicht wird.

In weiteren Untersuchungen kann die Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit der hier beleuchteten Szenarien untersucht und quantifiziert werden.

Allgemeingültige Handlungsempfehlungen für den Auf- und Ausbau von MSGs bestehen in den bereits erläuterten Maßnahmen, die eine Steigerung der Netzaufnahmefähigkeit zulassen. Da die Topologie und der Netzzustand (Transformatorleistung, Leitungslängen, Leitungsquerschnitte, etc.) jedes Netzes variieren, muss die Wirksamkeit der verschiedenen Maßnahmen im Einzelfall überprüft werden. Bei zukünftigen Netzplanungen von MSGs sollten in jedem Fall netzdienliche Maßnahmen wie der Einsatz eines Energiespeichers, das steuerbare Laden von Elektrofahrzeugen in Zeiten hoher Einspeiseleistungen durch EE-Anlagen sowie der Einsatz eines RONTs berücksichtigt werden.

c. Thermische Fahrzeugvorkonditionierung von Elektrofahrzeugen

Anders als bei konventionellen Fahrzeugen wird das Heiz- und Kühlsystem mittels elektrischer Energie der Traktionsbatterie⁹ betrieben. Dadurch entsteht zwangsläufig ein Konflikt zwischen maximaler Reichweite und thermischem Komfort für die Fahrzeuginsassen [23]. Bei Zuschaltung

⁹ Energiespeicher, der zum Antrieb von Elektrofahrzeugen dient

von elektrischen Nebenverbrauchern, wozu ebenfalls das Heiz- und Kühlsystem zählt, reduziert sich die Reichweite bei Außentemperaturen von unter 0 °C um bis zu 50 %, verglichen mit den Reichweitenangaben der Fahrzeughersteller [24]. Naheliegende aktive Maßnahmen sind daher die Effizienz des Heiz- und Kühlsystems zu erhöhen sowie den Wärme- und Kältebedarf während der Fahrt zu reduzieren. Der Bedarf für die Klimatisierung der Fahrgastzelle lässt sich z.B. reduzieren, indem das Fahrzeug vor Fahrbeginn, wenn es noch mit dem Stromnetz verbunden ist, thermisch vorkonditioniert wird. Dadurch kann die elektrische Energie für den Aufheiz- bzw. Abkühlvorgang der Innenluft sowie der Fahrzeugmassen dem Stromnetz entnommen werden. Mit einem thermisch vorkonditionierten Fahrzeug reduziert sich daher zu Fahrbeginn der Energiebedarf für die Klimatisierung, womit insgesamt mehr Energie für den Vortrieb des Fahrzeuges zur Verfügung steht und sich dadurch die Reichweite entsprechend erhöht.

Im Rahmen des Projektes wurde daher ermittelt, ob ein nennenswertes Potential für eine thermische Vorkonditionierung (VK) der Fahrgastzelle (FGZ) zur Reichweitenerhöhung von Elektrofahrzeugen vorhanden ist und sich dadurch ein monetärer Nutzen für ein Carsharing-Unternehmen generieren lässt. Um zentrale Fragestellungen wie den maximalen Reichweitengewinn, die sinnvolle VK-Dauer und den zusätzlichen Energieverbrauch durch eine thermische VK beantworten zu können, wurde ein Simulationsmodell in der Software TRNSYS entwickelt. Dieses beinhaltet ein Modell der FGZ sowie das Heiz- und Kühlsystems des Fahrzeuges. Im Vorfeld wurden messtechnische Untersuchungen zum thermischen Verhalten eines Elektrofahrzeuges bzw. der zu klimatisierenden FGZ durchgeführt, um diese realitätsnah modellieren zu können und dadurch aussagekräftige Ergebnisse zu erhalten.

Die Vorgehensweise und Ergebnisse der messtechnischen Untersuchung sowie die Modellbildung können Anhang 8.8 entnommen werden.

Ergebnisse

Auf Basis des Simulationsmodells konnten die quantitativen Reichweitengewinne und benötigten Energiebedarfe für eine Vorkonditionierung sowie die sinnvolle Vorkonditionierungsdauer ermittelt werden. Im Winter ist eine Vorkonditionierungsdauer von 20 Minuten, auch bei Temperaturen von bis zu -14 °C, stets ausreichend um zu Fahrbeginn behagliche Temperaturen sicherzustellen. Extreme sommerliche Temperaturen und Einstrahlungswerte können zu einer stark aufgeheizten FGZ führen. Das Herunterkühlen auf Solltemperatur kann in dem Fall bis zu

50 Minuten dauern. Eine VK-Dauer von etwa 2,5 Stunden hat sich als sinnvolle maximale Vorkonditionierungsdauer herausgestellt, in der sämtliche instationären Wärmeflüsse näherungsweise zum Erliegen kommen und somit die Fahrzeugmassen vollständig thermisch „aufgeladen“ sind.

Eine ausführliche Darstellung und Analyse der Simulationsergebnisse kann Anhang 8.8.4 & 8.8.5 entnommen werden.

In der nachfolgenden Tabelle sind die quantitativen Ergebnisse der Vorkonditionierung zur Reichweitenerhöhung für definierte Umgebungs- und Randbedingungen (siehe Anhang 8.8.3) zusammengefasst.

Tabelle 10: Ergebnisübersicht

	Winter (+14 °C bis -14 °C; 125 W/m ²)		Sommer (21-33 °C; 400-850 W/m ²)
	PTC-Heizung ¹⁰	Wärmepumpe (COP ¹¹ = 2,5)	Kompressionskälteanlage (COP = 2,5)
	Vorkonditionierungsdauer: 2,5 Stunden		
Reichweitengewinn in km	5 - 14,5	2 - 7,5	2 - 7,5
Reichweitengewinn in %	2,7 - 14	1 - 5	1,2 - 5
Energiebedarf in kWh	1,7 - 6,4	0,8 - 2,7	0,7 - 2,4
Reichweitengewinn in km/kWh	2,4 - 3,4	2,8 - 3,6	3 - 3,4
Vorkonditionierungsdauer: 20 Minuten			
Reichweitengewinn in km	2,5 - 6	1 - 3	1 - 2,5
Reichweitengewinn in %	1,5 - 5	0,5 - 1,8	0,6 - 1,5
Energiebedarf in kWh	0,5 - 1,6	0,2 - 0,7	0,2 - 0,54
Reichweitengewinn in km/kWh	2,6 - 5,9	3,4 - 6,2	4,1 - 6,3

Der maximale Reichweitengewinn im Winter beträgt etwa 14,5 km bei einer PTC-Heizung und etwa 7,5 km bei einer WP-Heizung. Je höher die Außentemperatur im Winterbetrieb, desto geringer fällt der Reichweitengewinn aus. Es wird jedoch auch deutlich, dass sich bereits bei einer VK-Dauer von 20 Minuten ein Reichweitengewinn von bis zu 6 km bei der PTC-Heizung und bis zu 3 km bei einer Wärmepumpe erreichen lässt. Somit führt eine VK mit dem Ziel der Komfort-erhöhung zu Fahrbeginn ebenfalls zu einem verhältnismäßig hohen Reichweitengewinn. Berücksichtigt man die zusätzlichen Energieverbräuche durch eine VK, wird deutlich, dass eine VK-Dauer von 2,5 Stunden bei tiefen Temperaturen einen entsprechend hohen Energieaufwand mit sich bringt. Der spezifische Reichweitengewinn, das heißt der Reichweitengewinn in Abhän-

¹⁰ Bei einer PTC-Heizung (PTC: Positive Temperature Coefficient) handelt es sich um eine reine Elektroheizung

¹¹ Coefficient of Performance. Verhältnis von erzeugter Kälte- bzw. Wärmeleistung zur eingesetzten elektrischen Leistung

gigkeit der zusätzlich aufgewendeten Energie (km/kWh), ist bei einer VK-Dauer von 20 Minuten höher als bei einer VK-Dauer von 2,5 Stunden und dementsprechend effizienter. Aufgrund der verhältnismäßig hohen Wärmeverluste über die Fensterflächen nimmt der spezifische Reichweitengewinn mit zunehmender Vorkonditionierungsdauer ab. Eine Vorkonditionierungsdauer von über 20 Minuten kann daher nur bedingt empfohlen werden. Dies trifft weitestgehend auch auf den Sommerbetrieb zu.

Nutzen für Carsharing-Unternehmen

Ein Reichweitengewinn durch Vorkonditionierung könnte in Abhängigkeit des Tarifmodells der Carsharing (CS)-Flotten zu wirtschaftlich positiven Effekten führen. Derzeit stehen dem Nutzer zwei unterschiedliche CS-Modelle zur Verfügung. Zum einen ein System mit festen Stationen, bei dem der Nutzer ein im Vorfeld gemietetes Fahrzeug an festgelegten Stationen abholen und abgeben kann. Zum anderen ein One-Way bzw. Free Floating Angebot, bei dem der Nutzer kurzfristig ein Fahrzeug in der Nähe buchen und an einer beliebigen Station oder einem beliebigen Parkplatz abgeben kann. Die CS-Modelle mit festen Stationen beinhalten für gewöhnlich neben einem Festbetrag ebenfalls einen kilometerabhängigen Preis. Sofern ein Nutzer aufgrund eines vorkonditionierten Fahrzeuges und der damit einhergehenden Reichweitenerhöhung eine längere Wegstrecke zurücklegt, könnte sich ein monetärer Nutzen für den CS-Betreiber ergeben. Unter der Annahme eines Strompreises von 30 Cent/kWh ergeben sich für den CS-Betreiber bei einer VK-Dauer von 20 Minuten in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur (+14 bis -14 °C) zusätzliche Kosten von etwa 10-50 €cent. Bei einem kilometerbasierenden Preis von 20 Cent, wie es beim CS-Unternehmen Flinkster der Fall ist [25], würden sich Mehreinnahmen von 0,5-2 € ergeben. Unter Berücksichtigung der zusätzlichen Kosten ergeben sich Gewinne von 0,3-0,9 €. Diese Gewinne ließen sich jedoch nur generieren, wenn der Reichweitengewinn durch Vorkonditionierung durch den Nutzer auch in Anspruch genommen wird. Die diskutierten Gewinne bezogen sich auf den Fall, dass das genutzte Fahrzeug über eine PTC-Heizung verfügt. Die resultierenden Gewinne im Fall einer Wärmepumpe sowie der Gewinne im Sommerbetrieb sind in nachfolgender Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 11: Resultierende monetäre Gewinne bei einem stationsgebundenem CS-Modell am Beispiel Flinkster

Annahmen: VK-Dauer: 20 Minuten Strompreis: 30 Cent/kWh Mietpreis: 0,2 €/km	Winter (+14 °C bis -14 °C; 125 W/m ²)		Sommer (21-33 °C; 400-850 W/m ²)
	PTC-Heizung	Wärmepumpe (COP = 2,5)	Kompressionskälteanlage (COP = 2,5)
Reichweitengewinn in km	2,5 - 6	1 – 3	1 - 2,5
zus. Energiebedarf in kWh	0,5 - 1,6	0,2 - 0,7	0,2 - 0,54
zus. Kosten in €	0,1 – 0,5	0,06 – 0,2	0,06 – 0,16
zus. Einnahmen in €	0,5 – 1,1	0,2 – 0,6	0,2 – 0,5
Resultierender Gewinn in €	0,4 – 0,6	0,1 – 0,4	0,1 – 0,3

Bei den Free Floating Angeboten gibt es für gewöhnlich keinen kilometerbasierten sondern einen minutenbasierten Tarif. Durch eine Vorkonditionierung erhöht sich die maximal mögliche Fahrdauer. Sofern der Nutzer diese zusätzliche Fahrzeit in Anspruch nehmen würde, könnte der CS-Betreiber auch in diesem Fall Mehreinnahmen erzielen. Der Minutentarif beträgt bei Flinkster (Citroen C-Zero) 0,28 €. Bei einer längeren Nutzungsdauer des Fahrzeuges findet eine Deckelung statt, sodass der maximale Tagessatz auf 39 € festgelegt ist [26]. Daraus folgt, dass ab einer Fahrdauer von etwa 2,32 Stunden für jede weitere Minute keine zusätzlichen Kosten anfallen. Sofern die maximale Fahrdauer vom Nutzer in Anspruch genommen wird, beträgt diese unter Berücksichtigung der Batteriekapazität (14,5 kWh) und des spezifischen Verbrauchs (9,7 kWh/100 km im NEFZ) des C-Zeros bei Unterschreitung von etwa -9 °C noch etwa 2,32 Stunden. Das heißt, auf Basis dieses Tarifes ließe sich kein zusätzlicher monetärer Gewinn durch Vorkonditionierung für den CS-Betreiber erzielen, da die Verlängerung der Fahrzeit durch die Deckelung des Tarifs keine zusätzlichen Einnahmen zulässt.

Die Beispielrechnungen zeigen, dass ein monetärer Gewinn für CS-Unternehmen auf Basis der aktuellen Tarifmodelle sehr gering ausfallen bzw. im Falle des Free Floating Modells nicht vorhanden sind. Hinzu kommt, dass monetäre Gewinne in diesem Fall nur zu realisieren wären, wenn der Kunde die erhöhte Reichweite auch in Anspruch nimmt und stellt daher einen gewissen Unsicherheitsfaktor dar.

Naheliegender wäre es daher, eine Vorkonditionierung als Option bei der Buchung für einen entsprechenden Aufpreis zur Verfügung zu stellen. Die Höhe des Aufpreises könnte variabel in

Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen gestaffelt werden. Der Kunde hätte in dem Fall die Möglichkeit selbst zu entscheiden ob der erhöhte Komfort zu Fahrbeginn und ein gewisser Reichweitengewinn den Aufpreis rechtfertigen. Auch für CS-Betreiber erscheint dieses Modell sinnvoller zu sein, da die erhöhten Kosten durch eine Vorkonditionierung nur dann entstehen wenn es vom Kunden erwünscht wird und dieser die Kosten übernimmt. Die zusätzlichen Kosten durch eine Vorkonditionierung wurden bereits in Tabelle 11 aufgeführt. Damit ein CS-Unternehmen monetären Profit erzielen kann, müsste eine Gewinnmarge eingeplant werden.

Fazit

Die Simulationsergebnisse erscheinen plausibel und zeigen ein vorhandenes Potential der thermischen VK der FGZ zur Reichweitenerhöhung von Elektrofahrzeugen auf. Der Reichweitengewinn hängt dabei jedoch stark von den Umgebungsbedingungen (Temperatur und Globalstrahlung) sowie von der VK-Dauer ab. Im Winterbetrieb zeigen sich darüber hinaus deutliche Unterschiede beim Reichweitengewinn in Abhängigkeit der verbauten Heizungstechnik. Im Falle einer Wärmepumpe ist das Potential der VK gegenüber einer PTC-Heizung deutlich geringer.

Neben einem möglichen Reichweitengewinn ist die Komforterhöhung durch VK hervorzuheben. Eine VK-Dauer von 20 Minuten kann in jedem Fall empfohlen werden, da 20 Minuten in den meisten Fällen ausreichen, um ein behagliches Klima vor Fahrbeginn herzustellen. Eine Ausnahme bildet eine extrem aufgeheizte FGZ im Sommer. In diesem Fall kann eine etwas längere VK-Dauer sinnvoll sein. Berücksichtigt man, dass der spezifische Reichweitengewinn, das heißt der Reichweitengewinn im Verhältnis zum zusätzlichen Energiebedarf, bei kürzeren VK-Dauern verhältnismäßig hoch ist, kann eine VK-Dauer von 20 Minuten auch aus ökonomischen Gründen empfohlen werden. Eine VK-Dauer von etwa 2,5 Stunden, welche sich als sinnvolle maximale VK-Dauer herausgestellt hat, kann nur bedingt empfohlen werden, da der spezifische Reichweitengewinn verhältnismäßig gering ausfällt und der zusätzliche Energieverbrauch relativ hoch ist. In Abhängigkeit der geplanten Fahrt müsste man im Einzelfall abwägen, ob ein maximaler Reichweitengewinn den erhöhten Energieverbrauch rechtfertigt bzw. notwendig ist, um ein entferntes Fahrziel zu erreichen. Ein nennenswerter monetärer Nutzen für CS-Betreiber ließe sich nur realisieren, sofern der Kunde die zusätzlichen Kosten einer Vorkonditionierung übernimmt und der CS-Betreiber sich diesen zusätzlichen Service entsprechend vergüten lässt.

d. Potential von Vehicle to Grid (V2G)

Die Grundidee von V2G besteht darin, Elektrofahrzeuge bzw. deren Batteriekapazitäten netzdienlich einzusetzen. Das heißt, in Zeiten geringer Energienachfrage könnten Elektrofahrzeuge Energie aus dem Netz beziehen und in Zeiten hoher Energienachfrage in das Netz zurückspeisen.

Sofern die angestrebten Durchdringungsraten von Elektrofahrzeugen mit 1 Mio. bis 2020 und über 5 Mio. bis 2030 eintreten, stünden zukünftig große Speicherkapazitäten durch Fahrzeugbatterien zur Verfügung [13]. Da im Straßenverkehr selbst zu Stoßzeiten die Mehrheit aller Fahrzeuge ungenutzt bleibt [27], könnten die Fahrzeugbatterien parkender Fahrzeuge für netzdienliche Anwendungsfälle eingesetzt werden.

Perspektivisch ließe sich z.B. Energie aus Einspeisespitzen durch Erneuerbare Energien in Fahrzeugbatterien zwischenspeichern und bei hohen Residuallasten in das Netz zurückspeisen. Da das Stromnetz selbst über eine vernachlässigbar kleine Energiespeichermöglichkeit verfügt, muss zu jedem Zeitpunkt so viel Energie bereitgestellt werden wie benötigt wird. Abweichungen zwischen Erzeugung und Bedarf, welche zu Frequenzschwankungen führen, könnten durch das Anbieten von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge ausgeglichen werden [28]. Neben der Zwischenspeicherung von Energie und dem Anbieten von Regelleistung bietet V2G weiteres Potential im Bereich Fahrplangeschäfte und Effizienzerhöhung für konventionelle Kraftwerke. Der Wirkungsgrad konventioneller Kraftwerke sinkt bei Umschaltung von Voll- auf Teillastbetrieb. Hinzu kommt, dass jede Leistungsänderung zu einer zusätzlichen Belastung der Kraftwerkskomponenten und somit zu einer Verringerung der Lebenszeit führt. So könnte Energie durch Elektrofahrzeuge aufgenommen werden wenn ein Kraftwerk in den Teillastbetrieb wechseln müsste. Die Rückspeisung könnte erfolgen wenn durch erhöhtes Lastaufkommen Kraftwerkskapazitäten zugeschaltet werden müssten [27].

Neben den bereits diskutierten Potentialen und Anwendungsgebieten von V2G, ergibt sich im Kontext eines MSGs das Potential stationäre Batteriespeicher hinsichtlich Kapazität und Leistungsbereitstellung kleiner zu dimensionieren und somit Kosten einzusparen. Sofern an einem Standort eine hohe Verfügbarkeit von geparkten Elektrofahrzeugen gegeben ist, könnten aufkommende Lastspitzen durch Rückspeisung aus den Fahrzeugbatterien gedeckt werden. Um dieses Potential qualitativ für den EUREF-Campus abzuschätzen, wurde die Verfügbarkeit der

Fahrzeuge, die mit der Ladesäule verbunden sind und gleichzeitig keinen Ladebedarf haben, auf Basis von Messwerten ermittelt. Da nicht alle Ladesäulen auf dem EUREF Campus die Möglichkeit besitzen den Anschluss eines Elektrofahrzeuges an die Ladesäule zu detektieren und es bei der CSS2 während der Projektlaufzeit vermehrt zu Umbaumaßnahmen kam, standen für die Auswertung lediglich Messdaten für vier Ladepunkte der CSS1 zur Verfügung. In Abbildung 38 ist die durchschnittliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge, die mit der Ladesäule verbunden sind und keinen Ladebedarf haben, in Abhängigkeit der Stunde des Tages abgebildet. Da keine vollständigen und repräsentativen Messdaten der Batteriespeicher vorlagen, wurden der Fahrzeugverfügbarkeit die durchschnittliche Lade- und Entladeleistung der Batterie eines ausgewählten Simulationsszenarios gegenübergestellt.

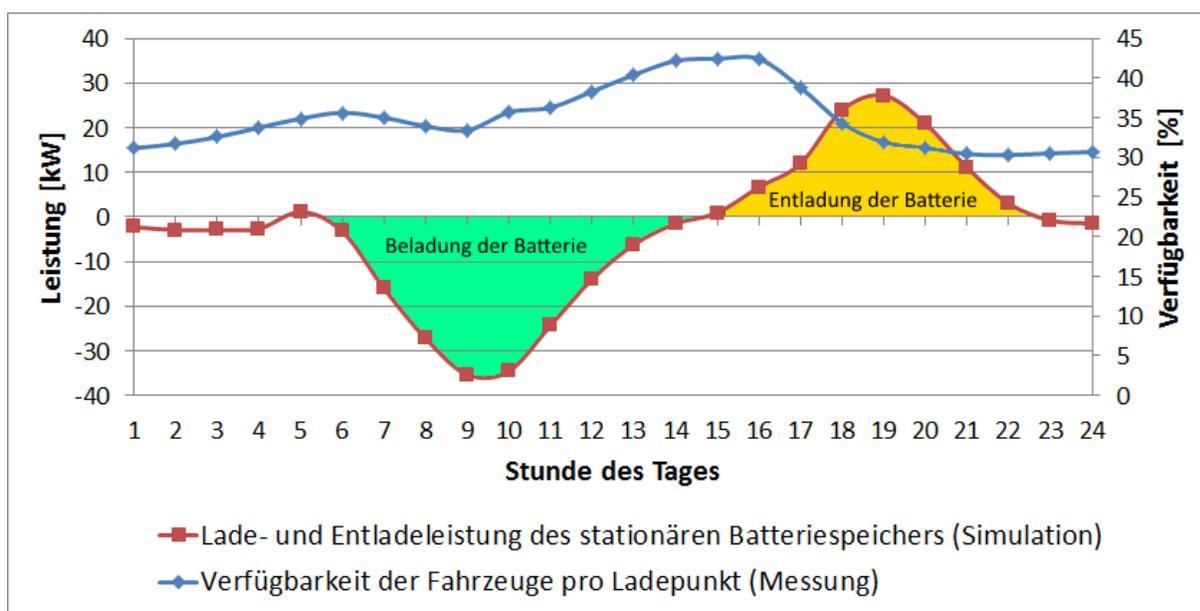


Abbildung 38: Durchschnittliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge für vier Ladepunkte auf Basis von Messwerten sowie die Lade- und Entladeleistung des stationären Batteriespeichers eines Simulationsszenarios. Betrachteter Zeitraum: Januar bis Mitte Juni 2016

Es zeigt sich, dass zu jedem Zeitpunkt des Tages an mindestens 30 % der Ladesäulen ein Fahrzeug angeschlossen ist. Das heißt, dass an den vier ausgewerteten Ladesäulen zu jedem Zeitpunkt des Tages ein Fahrzeug angeschlossen ist, welches für eine Rückspeisung zur Verfügung stünde. Insgesamt befinden sich auf dem EUREF Campus etwa 35 Ladepunkte. Unter der theoretischen Annahme, dass die Auswertung der vier Ladepunkte repräsentativ für alle Ladepunkte ist, würde sich eine dauerhafte Fahrzeugverfügbarkeit von etwa 10 Fahrzeugen ergeben.

Die Gegenüberstellung von Fahrzeugverfügbarkeit und Entladeleistung der Batterie macht deutlich, dass die Entladespitzen des stationären Batteriespeichers durch Rückspeisung der Fahrzeugbatterien verringert werden könnten. Ob sich aufbauend auf dem qualitativ ermittelten Potential für V2G auch ein wirtschaftlicher Vorteil für den MSG-Betreiber ergeben könnte, wurde im Rahmen des Projektes nicht ermittelt. Hierfür bedarf es weiterführender Betrachtungen im Hinblick auf die zusätzlichen Kosten, die durch V2G entstehen, um diese den möglichen Einsparungen gegenüberzustellen. Zusätzliche Kosten entstehen unter anderem durch die Notwendigkeit von bidirektionalen Ladesäulen und Fahrzeugen, die erforderliche Kommunikationsinfrastruktur zwischen Fahrzeug, Ladesäule und MSG-Betreiber sowie spezieller Sicherheitseinrichtungen für die Ladesäulen. Bei Rückspeisung in das Netz bedarf es einer Inselerkennung. Diese dient dazu, dass am Netz arbeitende Personen, im Falle eines Netzausfalls, nicht durch einspeisende Anlagen gefährdet werden können. Eine Inselerkennung ist für Energieerzeugungsanlagen vorgeschrieben und müsste für rückspeisende Elektrofahrzeuge ebenfalls berücksichtigt werden [27]. Darüber hinaus ist ein wichtiger Aspekt die Einbindung des Fahrzeugnutzers. Die Bereitstellung der Mobilität sollte stets Vorrang haben, sodass ein Nutzer beispielsweise die maximale Entladetiefe und die geplante Abfahrtszeit vorgibt. So könnte sichergestellt werden, dass der Nutzer zur festgelegten Zeit sein geplantes Fahrziel erreicht.

Die Evaluationsergebnisse des Prognose und Planungssystems stützen den Ansatz, die Planung durch entsprechende Prognosemodule zu ergänzen. Es zeigte sich weiterhin auch, dass die untersuchte Alternative zur Vorhersage der Lade- bzw. Standzeiten der Elektrofahrzeuge die Vorhersage der durch die Elektrofahrzeuge erzeugten Lasten keine besseren Optimierungsergebnisse liefern kann, da es auf den vorliegenden Daten nicht möglich war eine qualitativ bessere Vorhersage als bei den Lade- bzw. Standzeiten zu erreichen. Vielmehr zeigte sich, dass die Abstraktion über die angeschlossenen Fahrzeuge für die unmittelbare Adaption an den aktuellen Ist-Zustand über einen Feedback-Loop Mechanismus insbesondere schnell und zuverlässig die kurzfristigen Planungsvorgaben verbessern kann.

2.2 Leistung der einzelnen Verbundpartner

InnoZ

Leistungen im AP 1:

Das InnoZ hat die Leitung des APs inne und war dabei unter anderem für die Organisation der wöchentlichen Projekttreffen zuständig und hat im Rahmen dessen Räumlichkeiten zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus hat das InnoZ als AP-Leiter und Konsortialführer die Organisation der Status-Events übernommen. Des Weiteren zählten zu den Aufgaben die Konsolidierung der gemeinsamen Berichte im Rahmen der Berichtspflichten. Das InnoZ ist weitergehend Mieter der Flächen und Räume auf/in denen sich die technischen Anlagen und Betriebsmittel befinden.

Leistungen im AP 2:

Das InnoZ hat sich aktiv am AP2 beteiligt und die angestrebten Planungen mit dem Eigentümer abgestimmt und im Bedarfsfall entsprechendes Feedback zurück in das AP gegeben. Das InnoZ hat des Weiteren eine Standortanalyse für die Ertüchtigung der „Grey Garage“ in Auftrag gegeben und in Abstimmung mit dem Eigentümer und dem Bezirksamt das notwendige Brandschutzkonzept erstellen lassen, welches die Ausgangsbasis für den Umbau des Gebäudes und damit die Einbringung der technischen Betriebsmittel in AP3 war.

Leistungen im AP 3:

Das InnoZ hat sich im AP3 ebenfalls aktiv beteiligt und hat Flächen und Räumlichkeiten zur Verfügung gestellt und die Machbarkeit der Planungen aus AP3 mit dem Eigentümer abgestimmt und die notwendige Kommunikation in Richtung Bezirksamt verantwortet. Darüber hinaus hat das InnoZ die aus den vorangegangenen Forschungsprojekten übernommenen Anlagen mit eingebracht.

Leistungen im AP 4:

Im AP4 war das InnoZ insbesondere bei der Erstellung des Zähl- und Messkonzeptes sowie des Betreibermodells sehr aktiv involviert und hat unter anderem die rechtliche Abklärung offener Fragestellungen zusammen mit spezialisierten Kanzleien sichergestellt.

Leistungen im AP 5:

Das InnoZ hat im AP5 die sozialwissenschaftliche Begleitforschung des Projektes durchgeführt. Dazu zählten unter anderem Methoden zur Akzeptanzforschung. Darüber hinaus hat das InnoZ das Projekt auf Veranstaltungen, Konferenzen und Seminaren vorgestellt.

NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG

Leistungen im AP 1:

Die NBB hat regelmäßig an den Projekttreffen teilgenommen, zur Abstimmung und Lieferung der Teilaufgaben beigetragen bzw. diese koordiniert und entsprechenden Input zur Verfügung gestellt.

Leistungen im AP 2:

Bei der konzeptionellen Begleitung konnte die NBB ihr Wissen im Netzbetrieb mit einbringen, und aus Netzbetreibersicht sinnvolle Steuerungsszenarien beschreiben.

Leistungen im AP 3:

Die NBB begleitete intensiv das Arbeitspaket 3 und errichtete im Rahmen dessen die gestellte Ladesäule, das 22 kW Blockheizkraftwerk sowie notwendige Einrichtungen wie die Druckentlastungskappen. Weiterhin wurde der Fernwirkkopf der NBB installiert und die Anbindung der zu steuernden Anlagen an die NBB-Leitwarte realisiert.

Leistungen im AP 4:

Die NBB übernahm die Teilprojektleitung in diesem Arbeitspaket und führte mit den Projektpartnern den zweiwöchig wiederkehrenden Jourfix-Termin durch. Im Rahmen dieses Arbeitspaketes führte die NBB zusätzlich den Betrieb des Micro Smart Grids und erstellte zusammen mit den Partnern die notwendigen Messkonzepte und erste Organisationsmodelle. Es wurde ein einheitlicher Kommunikationsstandard festgelegt und in Verbindung mit AP3 eingesetzt.

Leistungen im AP 5:

Die Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg beteiligte sich bei der Teilnahme am Arbeitspaket 5 und steht für notwendige Rückfragen oder Ergebnisweitergaben zur Verfügung.

Reiner Lemoine Institut gGmbH

Leistungen in AP1:

Das RLI hat über die gesamte Projektlaufzeit an den gemeinsamen Projekttreffen teilgenommen und organisierte einen Workshop zum Soll-Ist-Vergleich der wissenschaftlichen Ziele des Vorhabens. Das Ergebnis wurde anschließend der Projektkoordination übergeben und gemeinsam in den regelmäßigen Treffen aktualisiert. Das RLI arbeitete zudem Vorlagen für die Planung der von den unterschiedlichen Partnern angestrebten Tests am MSG aus. Entsprechende Templates zur Protokollierung dieser Tests wurden ebenfalls durch das RLI erstellt und dem Konsortium zur Verfügung gestellt. Abschließend koordinierte das Institut die Erstellung und den Druck von Projektschautafeln zur Veranschaulichung der Ergebnisse.



Abbildung 39: Projektschautafel

Leistungen in AP2:

Es wurde ein Simulationsframework zur Analyse und Optimierung von Energiesystemen entwickelt. Dieses ermöglicht die Modellierung und Simulation der MSG-Komponenten im geplanten Ausbauszenario. Ergebnisse der Simulationen wurden nach definierten Kriterien bewertet.

Leistungen in AP3:

Im April 2014 wurden zwei Kleinwindenergieanlagen des Typs KD VK-58 auf dem Gasometer aufgebaut und auch elektrisch in das MSG eingebunden.

Leistungen in AP4:

Durch die messtechnische Erfassung verschiedener Betriebsdaten und Standortparameter konnte der Betrieb der Kleinwindenergieanlagen über Fernzugriff überwacht werden und das Betriebsverhalten genauer analysiert und beurteilt werden. In regelmäßigen Abständen wurden die Kleinwindenergieanlagen auf dem Gasometer gewartet. Weiterhin wurden in Kooperation mit den anderen Partnern Messwerten der Ladeinfrastruktur und Erzeugungsanlagen aufgezeichnet und ausgewertet.

Leistungen in AP5:

Das RLI übernahm die Leitung der wissenschaftlichen Begleitforschung des Projektes über alle Arbeitspakete. Auf Basis der in AP2 entwickelten Simulationsumgebung wurden MSG-Optimierung zur Kostensenkung und Verbesserung der Umwelteffizienz durchgeführt. Des Weiteren konnte eine Netzkapazitätsanalyse des MSGs am EUREF-Campus das Potential für den weiteren Ausbau des Standortes erfassen. Außerdem wurden die thermische Vorkonditionierung der Fahrgastzelle von Elektrofahrzeugen zur Reichweitenerhöhung sowie das Potential für Vehicle-to-Grid am EUREF-Campus untersucht.

Schneider Electric

Leistungen im AP 1:

Schneider Electric hat sich aktiv an den wöchentlich stattfindenden Projekttreffen beteiligt.

Leistungen im AP 2:

Schneider Electric begleitete intensiv das Arbeitspaket 2, um der Konzeption und der Abstimmung mit dem Arbeitspaket 3 beizuwohnen. Gerade die Abstimmung der Mess-, Steuer- und

Regelstrategien für die einzusetzende Leitzentrale diente dem weiteren Fortschritt. In der Konzeptionsphase erfolgte eine Auswahl der verfügbaren Leittechnologien innerhalb des Konzerns Schneider Electric, um eine optimal ausgestattete Softwareplattform für das Projekt D3 zu nutzen und dessen Anforderungen gerecht zu werden. Zum Einsatz kam nun die sogenannte ClearSCADA-Lösung, die einerseits standardisierte Schnittstellen integrieren kann und andererseits Funktionalitäten wie Lastmanagement etc. bereits anbietet.

Leistungen im AP 3:

Als AP-Leiter im Arbeitspaket 3 organisierte Schneider Electric zweiwöchig Jour Fixe Termine, um die Detailplanungen der einzelnen Komponenten zu fixieren und den termingerechten Aufbau dieser zu gewährleisten.

Für die Carsharingstationen wurden Unterverteilungen aufgebaut, eine Niederspannungshauptverteilung für den Anschluss der Carsharingstationen, der Gebäude und verschiedenen Lasten sowie Erzeuger als auch die Bereitstellung von Einspeisewechselrichtern für den Solar-Car-Shelter bzw. der Bleibatterie.

Leistungen im AP 4:

Für den Betrieb des Micro Smart Grid liefert Schneider Electric im AP3 die Leitsoftware. Im Arbeitspaket 4 wurden vor allem die Steuerungs- und Regelstrukturen des Arbeitspakets 2 Konzeption integriert. Daten der Carsharingstation 2, der Lithium-Ionenbatterie und der Solaranlage des Haus 8 liefen auf der ClearSCADA auf. Zudem wurden einzelne Steuer- und Regelalgorithmen zur Optimierung des Betriebs umgesetzt. Außerdem wurden Solar Forecast Daten aufgenommen. Im weiteren Verlauf wurde die Carsharingstation 1 und der Solarcarshelter inklusive der Bleibatterie sowie über das 104er-Protokoll die Leitwarte der NBB zur Übermittlung der BHKW-Daten und weiterer Zählerdaten eingebunden.

Leistungen im AP 5:

Schneider Electric beteiligte sich bei der Teilnahme am Arbeitspaket 5 und steht für notwendige Rückfragen oder Ergebnisweitergaben zur Verfügung.

Stromnetz Berlin GmbH

Leistungen im AP 1:

Stromnetz Berlin hat regelmäßig an den Projekttreffen teilgenommen, zur Abstimmung und Lieferung der Teilaufgaben beigetragen bzw. diese koordiniert und entsprechenden Input zur Verfügung gestellt.

Leistungen im AP 2:

Die konzeptionelle Begleitung bestand im Wesentlichen im Einbringen von Know how im Netzbereich (Verteilungsnetz) beim Aufbau bzw. bei der Erweiterung des Micro Smart Grid sowie der Unterstützung der Planungsleistungen für die Umsetzung des Projekts. Dazu zählten netz- und elektrotechnische Fragestellungen des Anschlusses von Komponenten sowie bautechnische Fragestellungen.

Leistungen im AP 3:

Zusammen mit Schneider Electric und der TU Berlin wurde der Aufbau, die Installation und die Inbetriebnahme der Li-Ionen Batterie erfolgreich umgesetzt.

Ebenso konnten 2 Ladesäulen mit jeweils 2 Ladepunkten in einem Master / Slave System durch Stromnetz Berlin erfolgreich aufgebaut werden. Diverse technische Probleme bzw. Herausforderungen im operativen Betrieb konnten erfolgreich gelöst werden

Leistungen im AP 4:

Es werden die beiden Master / Slave – Ladesäulen und die Li-Ionen Batterie betrieben. Für den Betrieb der Li-Ionen Batterie wurde ein diesbezüglicher Betreibervertrag mit Schneider Electric abgeschlossen.

Leistungen im AP 5:

Stromnetz Berlin hat an einer ausführlichen Stakeholder-Analyse (partnerspezifisches Interviews) teilgenommen, um bisherige Erfahrungen mit dem Projekt, dem EUREF Campus auszuwerten.

TU DAI Labor

Leistungen im AP 2:

Das DAI-Labor hat das Arbeitspaket 2 geleitet und die Konzepte für das Kommunikationssystem, das Planungssystem, die Datenmodellierung, die selbstlernende Prognose sowie das Zusammenspiel dieser Softwarekomponenten entwickelt. Daneben wurde Konzepte für die IT-Sicherheit, die Authentisierung von Fahrzeugen und die Netz- und Marktintegration erarbeitet.

Leistungen im AP 3:

Das DAI-Labor hat im Rahmen des AP3 die Implementierung der im AP 2 Konzipierten Softwarekomponenten vorgenommen. Daneben wurden weitere Ladestationen und Messgeräte (Pyranometer) in das MSG integriert, sowie das Doppelschichtkondensator-Modul.

Leistungen im AP 4:

Der Betrieb der Softwarekomponenten als Live-System und als Simulation erfolgte im Rahmen des AP4. Aufgrund der Verzögerung der Inbetriebnahme des MSG wurde die Software ausgiebig in Form von Simulation getestet und verifiziert. Die Integration des Live-Systems konnte zum Ende der Projektlaufzeit als Proof on Concept sichergestellt werden.

Leistungen im AP 5:

Die im Projekt entwickelte Software und die gewonnenen Erkenntnisse wurden im Rahmen des AP5 in Form von wissenschaftlichen Veröffentlichungen der Allgemeinheit zugänglich gemacht. Daneben fanden zahlreiche Präsentationen vor Ort, im Labor und auf Messen statt. Im Rahmen der Lehre wurden die Ergebnisse in einem am DAI angebotenen Programmierpraktikum „Application System Project Micro Smart Grids“ dargestellt bzw. aufgegriffen.

TU SENSE

Leistungen im AP 1:

Das TU Sense hat regelmäßig an den Projekttreffen teilgenommen, zur Abstimmung und Lieferung der Teilaufgaben beigetragen bzw. diese koordiniert und entsprechenden Input zur Verfügung gestellt.

Leistungen im AP 2:

TU Sense hat sich im AP2 insbesondere bei der Batterieauslegung sehr aktiv eingebracht.

Leistungen im AP 5:

Das TU Sense hat durch Veröffentlichungen im Kontext des Micro Smart Grid Ansatzes für einen Wissenstransfer der Forschungsergebnisse gesorgt.

TU-Campus EUREF gGmbH:

Leistungen im AP 2:

- Erkenntnisse aus der sozialwissenschaftlichen Begleitung zur Nutzerakzeptanz der MSG-Technologie werden in die Überlegungen zum Gesamtsystem als auch einzelner Komponenten von Beginn an integriert

Leitung des Teilvorhabens „Aus- und Weiterbildung“ im Rahmen des AP 4.3:

- Konzeptionierung, Aufbau und Durchführung weiterbildender Masterstudiengänge und kurzzeitiger Weiterbildungsprogramme auf dem EUREF-Campus

- Einbinden des MSG und EUREF-Campus in Projekt- und Abschlussarbeiten der Studierenden

Verantwortlich für die sozialwissenschaftliche Begleitforschung im Rahmen des AP 5.2:

- Integration der Anforderungen an das MSG und eine MSG-Beteiligung verschiedener Akteursgruppen auf Angebots- und Nachfragerseite: der Akteure auf dem EUREF-Campus, der Anwohner im Umfeld als potentielle Endnutzer sowie der angrenzenden Gewerbeareale und Firmen.

3 Darstellung wesentlicher Abweichungen zum Arbeitsplan

3.1 Power to Heat Anlage

Die eigentlich geplante Installation einer 10 kW Power to Heat Anlage konnte auf Grund der Ablehnung der GASAG Contracting am 06.10.2015 nicht weiterverfolgt werden. Die Einbindung und der Betrieb der Power to Heat Anlage in das Nahwärmenetz sowie in das Micro Smart Grid konnte somit leider nicht im Projekt umgesetzt werden.

3.2 Umbau Bestandsgebäude Grey Garage

Es war ursprünglich geplant für die neuen Anlagen eine Containerlösung zu errichten um die Betriebsmittel dort unterzubringen. Diese Pläne mussten in Abstimmung mit dem Eigentümer des Geländes und dem Denkmalschutzamt verworfen werden. So mussten die zusätzlichen Betriebsmittel im Bestandsgebäude „Grey Garage“ untergebracht werden. Dies hat die Erreichung der Ziele nicht negative beeinflusst, jedoch zu einigem Mehraufwand, auf Grund der notwendigen Ertüchtigung des Gebäudes bedeutet. Dies hat sich am Ende jedoch als sehr lehrreich erwiesen.

3.3 Solar-Carshelter mit Glas-Glas-Modulen nach Insolvenz SOLON

Durch den ehemaligen Projektpartner SOLON war die Entwicklung von Glas-Glas-Modulen geplant, welche auf Grund der Insolvenz nicht abgeschlossen werden konnten. Dies drohte zwischenzeitlich den geplanten Solar-Carshelter zu gefährden. Es konnte jedoch im Laufe der Projektlaufzeit ein anderer deutscher Hersteller von Glas-Glas-Modulen gefunden werden, sodass der Solar-Carshelter wie geplant errichtet werden konnte.

3.4 Induktives Laden

Auf Grund des Ausstiegs vom Bombardier Transportation konnte der geplante Induktivlader für die Taxianwendung nicht realisiert werden. Es wurden während der Projektlaufzeit dennoch drei Induktivladeplätze durch das Projekt Interop gebaut und in das Micro Smart Grid elektrisch, wie datentechnisch, integriert.

3.5 Messtechnische Erfassung von Fahrzeugdaten

Im Rahmen des Projektes war geplant, verschiedene Messdaten einiger Elektrofahrzeuge fahrzeugseitig mithilfe des Diagnosegeräts EasyProDiag von der IAV aufzuzeichnen. Die Lastgänge der Fahrzeugladungen wurden in den Simulationsmodellen auf Basis von Messdaten aus den Vorgängerprojekten „BeMobility“ und „BeMobility2.0“ im Simulationsmodell hinterlegt. Anhand von aktuelleren Messwerten der Ladeinfrastruktur und ausgelesenen Messwerten direkt am Fahrzeug sollten die Lastgänge validiert und ggf. angepasst werden.

Das Diagnosegerät EasyProDiag kommuniziert über die ODB-II Schnittstelle der Fahrzeuge und ermöglicht über ein von der IAV bereitgestelltes zusätzliches Skriptes das Aufzeichnen verschiedenster Messdaten in fest zu definierenden Intervallen. Für das Aufzeichnen der Messdaten, z.B. SOC der Batterie, Ladezustand, Geschwindigkeit des Fahrzeuges, etc., muss eine Verbindung mit den jeweiligen Steuergeräten hergestellt werden und die Adressen der Steuergeräte bekannt sein.

Durch den Projektpartner InnoZ wurden mehrere EVs (CETOS von German e-cars und C-Zero von Citroen) für die Installation der Diagnosegeräte zur Verfügung gestellt um somit das Aufzeichnen der erforderlichen Messdaten zu ermöglichen. Beim Anschluss der Diagnosegeräte an den ODB-II Schnittstellen der genannten EVs konnte jedoch keine Verbindung zu den Steuergeräten aufgebaut werden. Da die Diagnosegeräte sowie die Anschlusskabel an einem konventionellen Fahrzeug (Hyundai Getz) erfolgreich getestet wurden, konnte ein Defekt der Geräte ausgeschlossen werden. Um den Fehler zu lokalisieren und eine mögliche Lösung zu finden, wurde Kontakt mit der IAV aufgenommen. Dabei wurden verschiedene Lösungsansätze diskutiert:

- Ein sogenannter Log mit Trace, bei dem sämtliche Kommunikation beim Anschluss an die ODB-II Schnittstelle des Fahrzeuges aufgezeichnet wird, sollte in Erfahrung bringen ob die Steuergeräte von Beginn an nicht antworten oder ob die Kommunikation z.B. durch Spannungsschwankungen, Wackelkontakte etc. erst später abbricht. Die entsprechenden Log-Dateien wurden an die IAV gesendet. Es stellte sich heraus, dass die Kommunikation mit den Steuergeräten von Beginn an nicht möglich ist, wodurch keine neuen Erkenntnisse gewonnen werden konnten
- Ein durch die IAV bereitgestelltes Firmware update brachte ebenfalls keinen Erfolg
- Es wurde überprüft, ob die erforderlichen Kontakte der ODB-II Schnittstelle, die für eine erfolgreiche Kommunikation erforderlich sind, fahrzeugseitig belegt sind. Bei den C-

Zeros sind sämtliche Kontakte belegt und die Spannungen an den entsprechenden Kontakten liegen an. Bei den CETOS wurde festgestellt, dass zwar die Pins für die Spannungsversorgung der Schnittstelle belegt sind, die Kontakte für eine Kommunikation mit dem Diagnosegerät hingegen unbelegt sind

Bei den C-Zeros ist sowohl die ODB-II Schnittstelle als auch deren Belegung vollständig vorhanden. Warum die Kommunikation dennoch nicht funktioniert konnte nicht geklärt werden. Laut Aussage einer Citroen Vertragswerkstatt besteht hinsichtlich der ODB-II Schnittstelle bzw. deren Übertragungsprotokollen kein Unterschied zwischen dem C-Zero und konventionellen Citroen-Fahrzeugen. Eine Kommunikation über die ODB-II Schnittstelle sollte dementsprechend prinzipiell möglich sein. Es ist daher davon auszugehen, dass das EasyProDiag nicht mit Fahrzeugen von Citroen kompatibel ist.

Bei den CETOS konnte in einem Gespräch mit einem Entwicklungsingenieur von german e-cars herausgefunden werden, dass die ODB-Schnittstelle der Fahrzeuge über keine Datenleitungen mehr verfügt. Die Kommunikation erfolgt über eine fahrzeugspezifische Schnittstelle, die mit den EasyProDiags nicht ohne weiteres kompatibel ist. Um diese Kommunikationsschnittstelle zu nutzen, sind eine Modifikation der Anschlussleitung sowie eine Softwareanpassung der Fahrzeugelektronik notwendig. Diese zusätzliche Dienstleistung würde, bei Anpassung aller drei zur Verfügung stehenden CETOS, Kosten in Höhe von 5247 € (Kostenvoranschlag vom 24.03.2016 seitens German e-cars) verursachen. Die Umsetzung der Softwareanpassung wurde mit etwa 4 Wochen angegeben. Aufgrund der geringen Restlaufzeit des Projektes und der hohen zusätzlichen Kosten, wurde entschieden diese Maßnahme nicht umzusetzen.

Die Validierung der Fahrzeug-Lastgänge konnte auf Basis aktueller Messdaten der Ladeinfrastruktur realisiert werden und wurde als ausreichend erachtet (siehe Anhang 8.5).

3.6 Zusammenfassung

Die Abweichungen und insbesondere die beim Aufbau geänderte Planlage haben zu Projektverzögerungen von rund 8 Monaten geführt, weshalb die Datenlage etwas dünner ausfiel als ursprünglich geplant. Dies wird jedoch durch die Weiternutzung der errichteten Anlagen in den Folgeprojekten sichergestellt, sodass die Anlagen weiterhin für die Forschung zur Verfügung stehen.

4 Vergleich der Projektergebnisse zum internationalen Stand der Technik

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 1 Mio. und bis zum Jahr 2030 über 5 Mio. Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen zu bringen [13]. Dies wird zwangsläufig zu einer größeren Belastung und somit Herausforderung für das elektrische Versorgungsnetz führen. Eine möglichst intelligente Netzintegration und Betriebsführung der Ladeinfrastruktur unter Berücksichtigung sonstiger Lasten und Einspeiseanlagen wird in Zukunft eine wichtige Rolle spielen, wie verschiedene Studien bereits gezeigt haben [29].

Die Netzkapazitätsanalyse am MSG EUREF hat gezeigt, dass das elektrische Netz durch intelligente Betriebsführungen, wozu das gesteuerte Laden der Elektrofahrzeuge und der dienliche Einsatz eines Batteriespeichers (BESS) zählen, entlastet wird. Folglich kann die Anschlussleistung der Ladeinfrastruktur (LIS) für Elektrofahrzeuge (EV) und Erneuerbare Energieanlagen (EEA) durch geeignete Betriebsstrategien erhöht werden. Durch die verhältnismäßig kurzen Leitungswege am MSG EUREF stellen die Betriebsmittelbelastungen den begrenzenden Faktor für die maximalen Anschlussleistungen dar. In eher ländlichen Gebieten, in denen lange Leitungswege erforderlich sind, kommt es hingegen zumeist zu Spannungsbandverletzungen bevor Betriebsmittel überlastet werden. Dies konnte ebenfalls anhand der verhältnismäßig langen Anschlussleitung der KWEA 2 auf dem Gasometer gezeigt werden (Anhang in Kapitel 8) und deckt sich ebenfalls mit den Ergebnissen der dena Verteilnetzstudie. Demnach ist ein Großteil des Netzausbaus in der NS-Ebene auf die Verletzung von Spannungskriterien zurückzuführen [22]. Wie wichtig intelligente Betriebsführungen hinsichtlich der Netzentlastung sind zeigen ebenfalls die Ergebnisse von Pecos Lopes et al.. Anhand eines beispielhaft ausgesuchten portugiesischen Niederspannungsnetzes konnte mittels Lastflussanalysen gezeigt werden, dass die Durchdringungsrate von Elektrofahrzeugen mittels gesteuertem Laden signifikant gesteigert werden kann. Sofern die Fahrzeuge ungesteuert geladen werden, das heißt der Ladebeginn erfolgt sofort nachdem sie mit dem Stromnetz verbunden werden, wurden bereits ab einer Durchdringungsrate von 11 % Spannungsgrenzwerte und Transformatorbelastungen überschritten. Sofern die Fahrzeuge gesteuert in Zeiten niedriger Verbraucherlasten (nachts) und in Zeiten hoher Einspeisung durch EEA geladen werden, konnte die Durchdringungsrate auf 61 % gesteigert werden, ohne, dass unzulässige Netzbelastungen auftreten [30]. Neben dem gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen ist die Rückspeisung von elektrischer Leistung aus Fahrzeugbat-

terien in das Versorgungsnetz, auch als Vehicle to Grid (V2G) bezeichnet, Gegenstand der Forschung. Im Rahmen des Projektes INEES wurde untersucht inwiefern Pools von Elektrofahrzeugen am Regelenergiemarkt teilnehmen können. Teil des Forschungsprojektes war eine Analyse der Verteilnetzbelastung durch die Erbringung von Regelleistung aus Elektrofahrzeugen. Die Analyse umfasste dabei die Ein- und Ausspeisung von Regelleistung aus Elektrofahrzeugen. Insgesamt wurden 310 Niederspannungsnetze hinsichtlich der prognostizierten Durchdringungsraten von Elektrofahrzeugen untersucht. Ähnlich der Netzkapazitätsanalyse am EUREF Campus wurden für die Lastflussanalysen Stark- und Schwachlastfälle definiert. Der Schwachlastfall umfasste dabei jedoch neben der minimalen Verbraucherlast und der maximalen Einspeiseleistung durch EEA die maximale Rückspeiseleistung durch Elektrofahrzeuge die am Regelleistungsmarkt teilnehmen, da dies den Worst-Case für V2G darstellt. Lediglich bei etwa ein Sechstel der untersuchten Netze war die Möglichkeit von V2G nicht gegeben, da diese Netze bereits einen verhältnismäßig hohen Anteil EEA aufweisen und die Netzbelastung im Schwachlastfall allein durch die EEA an ihre Grenzen stößt. Wie bei den Untersuchungen von Pecas Lopes et. al. waren Spannungsbandverletzungen und Transformatorüberlastungen die begrenzenden Faktoren. Durch gezielte Drosselung der EV-Poolleistung in Zeiten maximaler Einspeisung durch EEA könnten die Netzengpässe jedoch auch in diesen Netzen verhindert werden. Der Großteil der Netze umfasst jedoch genügend Reserve um die prognostizierte Durchdringungsrate von Elektrofahrzeugen hinsichtlich Ein- und Ausspeisung ohne Einschränkung ins Versorgungsnetz aufzunehmen. Die Autoren kommen jedoch auch zu dem Schluss, dass bereits heute stark ausgelastete Netzabschnitte durch einen weiteren zu erwartenden Ausbau von EEA an ihre Grenzen kommen und einen Netzausbau erforderlich machen werden. Das gleichzeitige Rückspeisen durch Elektrofahrzeuge zur Erbringung positiver Regelleistung könnte den Umfang des Netzausbaus zusätzlich erhöhen. Um dem entgegenzuwirken empfehlen die Autoren u. A. den Einsatz eines RONTs. So könnten Netzausbaumaßnahmen in Netzabschnitten mit überwiegend Spannungsbandproblemen reduziert werden [31]. Zu diskutieren ist, welche Relevanz das Schwachlastszenario mit den einhergehenden Netzengpässen, wie es im Projekt INEES definiert wurde, hat. Eine Erbringung positiver Regelleistung durch Elektrofahrzeuge zu Zeiten hoher Einspeiseleistung durch EEA stellt sicherlich einen höchst seltenen Fall dar. Viel wahrscheinlicher ist es, dass es zu Zeiten hoher Einspeiseleistungen aus netz- und versorgungstechnischer Sicht sinnvoller ist keine oder negative Regelleistung durch Elektrofahrzeuge anzubieten. So hat die dena Verteilnetzstudie ergeben, dass der zukünftig zu erwartende Zubau von

EEA einen erheblichen Netzausbau erfordert [22]. Das gesteuerte Laden von EVs in Zeiten hoher Einspeiseleistungen durch EEA bietet daher großes Potential dem Netzausbaubedarf entgegenzuwirken. Dies deckt sich ebenfalls mit der Netzkapazitätsanalyse am MSG EUREF, bei der die Netzaufnahmefähigkeit für LIS und EV durch gesteuertes Laden sowie des dienlichen Einsatzes eines Batteriespeichers erhöht werden konnte. Der Nutzen eines RONTs zur Steigerung der Netzaufnahmefähigkeit bzw. zur Vermeidung eines Netzausbaus ist am EUREF Campus nur bedingt gegeben. Das Potential eines RONTs konnte jedoch anhand des Vergleichs der Anwendung von Spannungsgrenzen nach DIN 50160 und VDE-AR-N 4105 aufgezeigt werden. Der Vergleich mit anderen Projekten und Untersuchungen hat gezeigt, dass es in eher ländlichen Niederspannungsnetzen bei einer Steigerung der Anschlussleistung von LIS oder EEA relativ häufig zu Spannungsbandverletzungen kommt und somit ein RONT ebenfalls empfohlen wird.

5 Verwertung, Zukunftsaussichten und weiterer F&E-Bedarf

5.1 Darstellung des voraussichtlichen Nutzens, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses und der Erfahrungen

Das im Projekt aufgebaute Micro Smart Grid bildet im weiteren Verlauf den Nukleus für den Forschungscampus Mobility2Grid. Die innerhalb dieses Projektes aufgebauten Anlagen und erstellten Konzepte für die Verwertung und den Betrieb, werden durch eine eigene Verwertungsgesellschaft, die inno2grid GmbH, verwertet. Die Firma geht aus den gemeinsamen Bestrebungen von Schneider Electric und des InnoZ hervor und hat eine aktive Rolle innerhalb des Forschungscampus. So bilden die hier gemachten Erfahrungen die Grundlage für die Entwicklung weiterer Areale mit nachhaltigen Energie- und Mobilitätskonzepten auf Basis dezentraler Versorgung und Elektromobilität. Für die Realisierung ähnlicher Projekte ergeben sich folgende Handlungsempfehlungen:

- Frühzeitige Einbindung der Eigentümerinnen und Eigentümer sowie der Anwohnerschaft
- Frühzeitige Planung der Smart Grid Bestandteile kann die Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells und die Vorteile für die beteiligten Partner erhöhen
- Kalkulation der energetischen Bilanzierung von Einspeisungen und Verbräuchen im Sinne der Eigenoptimierung zur Verringerung des Netzbezuges unter Einbeziehung des regulatorischen Rahmens
- gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen bzw. ein integriertes Lastmanagement steigert die CO₂ Bilanz und ist notwendig für die Eigenoptimierung
- Ggf. ist die Möglichkeit des physischen Inselbetriebes einzubeziehen, um die Kosten für den Netzanschluss zu senken bzw. die benötigte Netzanschlusskapazität zu verringern (Ansatz „grüne“ Wiese)
- Sowohl eine intelligente Betriebsstrategie als auch der Einsatz weiterer Smart Grid Bausteine z.B. einer stationären Batterie erhöhen die Möglichkeit der Eigenoptimierung und der Variabilität für weitere Geschäftsmodelle z.B. der Teilnahme am Regenergiemarkt.

5.2 Veröffentlichungen, Vorträge

Tabelle 12: Veröffentlichungen (partnerübergreifend)

AutorInnen	Titel	Erschienen in
(DAI) C.E. Hrabia, F.D. Pozo Pardo, T. Küster, S. Albayrak	Multi-stage Smart Grid Optimisation with a Multiagent System (Demonstration)	AAMAS '15 Proceedings of the 2015 International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems, Pages 1937-1938; 2015
(DAI) C.E. Hrabia, M. Lützenberger, T. Küster	Micro Smart Grids and Electromobility Charging Optimization with a Distributed Agent Application (Demonstration)	A. Lomuscio, P. Scerri, A. Bazzan, and M. Huhns (eds.) Proceedings of the 13th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems (AAMAS 2014), Paris, France, pp. 1679-1680; 2014
(DAI) C.E. Hrabia, T. Küster, M. Voß and F.D. Pozo Pardo	Adaptive Multi-Stage Optimisation for EV Charging Integration into Smart Grid Control	PRIMA 2015: Principles and Practice of Multi-Agent Systems Volume 9387 of the series Lecture Notes in Computer Science pp 622-630; 2015
(DAI) M. Lützenberger, N. Masuch, T. Küster, D. Freund, M. Voß, C.E. Hrabia, F.D. Pozo Pardo, J. Fähndrich, F. Trollmann, J. Keiser, S. Albayrak	A common approach to intelligent energy and mobility services in a smart city environment.	Journal of Ambient Intelligence and Humanized Computing, 6(3):337-350; 2015
(RLI) Alexander Wanitschke	Evolutionary multi-objective optimization of micro grids	Book of Abstracts, Energy, Science and Technology, International Conference and Exhibition, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2015
(RLI) Alexander Wanitschke, Fabian Möhrke, Fabian Grüger	Cost-self-sufficiency-tradeoff in a real-life urban microgrid with electric vehicles	Conference Proceedings of the 10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2016), 2016
(RLI) Alexander Wanitschke, Oliver Arnhold	Multi-objective optimization of an Autobahn BEV charging station supplied by renewable energy	Proceedings of the 29th Electric Vehicle Symposium and Exhibition, 2016
(RLI) Alexander Wanitschke, Stephen Bosch	Populationsbasierte Optimierungsmethoden zur Entscheidungsunterstützung im Energie-	Tagungsband zum Workshop Simulation in den Umwelt- und Geowissenschaften, 2016

	systemdesign: Diskussion einiger Ansätze	
(RLI) Fabian Grüger, Fabian Möhrke, Jörn Hartmann, Florian Schaller	An approach for the simulation and control of microgrids under consideration of various energy forms and mass flows	9th International Renewable Storage Conference (IRES), 9th to 11th of March 2015, Düsseldorf, Germany
(RLI) Fabian Möhrke, Fabian Grüger, Oliver Arnhold, Johanna Myrzik, Henriette Triebke	Model-based quantification of a microgrid via key performance indicators	9th International Renewable Storage Conference (IRES), 9th to 11th of March 2015, Düsseldorf, Germany
(RLI) Jannes Nerling, Florian Schaller, Oliver Arnhold	Vorkonditionierung von Elektrofahrzeugen zur Reichweitenerhöhung	ATZ – Automobiltechnische Zeitschrift, Ausgabe 07/08 2016
(TUCE) Franziska Engels	Doppelte Komplexität von Mobilitäts- und Energiewende. Wirtschaftsunternehmen als Akteure der ko-evolutionären Transformation	Tagungsband „Innovation – Exnovation. Neu und Alt in der Nachhaltigkeitsdebatte“, Tagung der Nachwuchsgruppe Umweltsoziologie am 5.-7.11.2014, Stuttgart. Metropolis Verlag: S. 63-76.
(TUCE) Franziska Engels	Systemisches Wissen für die Energiewende. Weiterbildung für die zukünftigen Herausforderungen im Themenfeld der Energie- und Ressourceneffizienz	Lernwelt Elektromobilität - Schriftenreihe, Issue 4, http://www.e-mob-lernwelt-berlin.org/assets/images/PDF/e_mob-Publikation_NR4.pdf
(TUCE) Franziska Engels, Anna Verena Münch, Dagmar Simon	One Site – multiple visions. Visioneering between contrasting actors' perspectives	Special section “Visioneering sociotechnical innovations: The making of visions”, NanoEthics (submitted)
(TUCE) Franziska Engels, Anna Verena Münch	The micro smart grid as a materialised imaginary within the German energy transition	Special Issue “Smart Grid and Social Sciences“, Energy Research & Social Science, http://dx.doi.org/10.1016/j.erss.2015.08.024
(TUCE) Weert Canzler, Franziska Engels, Christoph Rogge, Dagmar Simon, Alexander Wentland	Energiewende durch „neue“ (Elektro-)Mobilität? Intersektorale Annäherung zwischen Verkehr und Energienetzen	Die Energiewende aus wirtschaftssoziologischer Sicht (Sammelband), VS Springer Verlag, (im Erscheinen)
(TUCE) Weert Canzler, Franziska Engels, Christoph Rogge, Dagmar Simon, Alexander Wentland	The transformation of the German energy system: on the emergence of an intersectoral mobility-to-grid field	Energy Research & Social Science (submitted)

Tabelle 13: Vorträge (partnerübergreifend)

ReferentIn	Titel des Vortrags	Veranstaltung	Ort
(DAI)	Messeauftritt	Cebit (2014)	Hannover
(DAI)	Messeauftritt	Cebit (2015)	Hannover
(RLI) Alexander Wanitschke Oliver Arnhold	Präsentation der vorläufigen Projektergebnisse am Stand	Intersolar Europe 2015	Deutschland, München
(RLI) Dylan Mackay	Optimierung von Topologie und Betriebsführung von erneuerbaren Energiesystemen für Elektrofahrzeuge	newMobility, 2014	Deutschland, Leipzig
(RLI) Florian Schaller	Workshop “Intelligent Integration of EV into the power grid”	AutoRenew - Battery Technologies and Energy Storage Solutions 2015	Deutschland, Berlin
(RLI) Florian Schaller	Vorstellung der Projektergebnisse in einem Kurzvortrag und auf einem Konferenzstand	Stadtwerke 2016 – 20. Euroforum Jahrestagung, 19.04 – 21.04 2016	Deutschland, Berlin
(RLI) Florian Schaller	Interaction of Electric Vehicles with Renewable Energy	Synergetic Development of New-energy Power Generation and Electric vehicles, 01.07.2016	China, Peking
(RLI) Oliver Arnhold	Präsentation der Projektergebnisse an Stand	New Mobility / Schaufenster Ergebniskonferenz 2016	Deutschland, Leipzig
(RLI) Fabian Möhrke	Control Methods for Microgrids	49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), IEEE-Veranstaltung 2014	Rumänien, Cluj-Napoca
(RLI) Florian Schaller	The effect of preconditioning on the range of Evs	5th International Conference – Thermal Management for EV/HEV, 16.02 – 18.02 2016	Deutschland, Berlin
(RLI) Florian Schaller	Ergebnispräsentation auf Konferenzstand	„Das Elektroauto – Extravaganz für wenige oder automobiler Zukunft? Fach- und Ideenkonferenz der Bundesregierung 2016	Deutschland, Berlin
(RLI) Jannes Nerling	Bestimmung der Netzaufnahmefähigkeit eines Microgrids für Elektrofahrzeuge und Erneuerbare Energieanlagen (Kurzvortrag und Poster-Präsentation)	3. Konferenz – Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, 26./27.01.2016	Deutschland, Berlin

(TUCE) Franziska Engels	EUREF-Campus – A Living Lab for the Energy and Mobility Transition	Metropolitan Solutions, 20.05.2015	Deutschland, Berlin
(TUCE) Franziska Engels	A structured comparison of two distinct experimental initiatives in the energy transition	15th Annual STS Conference Graz 2016: Critical Issues in Science, Technology and Society Studies, 9.-10.5.2016	Österreich, Graz
(TUCE) Franziska Engels, Anna Verena Münch	One Site – Multiple Visions. Visioneering between contrasting actors' perspectives	1st International Conference on Anticipation, Section „Making of Visions“, 06.11.2015	Italien, Trento
(TUCE) Franziska Engels, Anna Verena Münch	Urbane Innovationsräume als Orte konkurrierender Wahrnehmungen?“	Tagung „Die Stadt von morgen: anpassungsfähig, energieeffizient, lebenswert?“, 9.-10. Mai 2014 am Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ) in Leipzig	Deutschland, Leipzig
(InnoZ)	Projektvorstellung während Delegationsbesuch	Isrealische Delegationsreise zum Thema Smart Grid, 07.10.2013	Deutschland, Berlin
(InnoZ)	Projektvorstellung während Delegationsbesuch	Politische Delegation: Regierungschef von Mexico Stadt, 10.10.2013	Deutschland, Berlin
(InnoZ)	Öffentliche Veranstaltung	Berlin spart Energie, 31.10.2013	Deutschland, Berlin
(InnoZ)	Projektdarstellung	Statustreffen der Konsortialführer bei der eMo, 06.11.2013	Deutschland, Berlin
(InnoZ)	Micro Smart Grids für Vietnam und Thailand	Konferenzbeitrag beim ZVEI, 14.11.2013	Deutschland, Frankfurt
(InnoZ)	Projektdarstellung	1. Statustreffen, 04.12.2013	Deutschland, Berlin
(InnoZ)	Projektdarstellung	6. Statusseminar Schaufenster Elektromobilität, 22.01.2014	Deutschland, Berlin
(InnoZ)	Konferenzbeitrag	Innovations(t)raum Elektromobilität, 29.01.2014	Deutschland, Potsdam
(InnoZ)	Konferenzbeitrag LSE Future Mobility Forum	LSE Future Mobility Forum: Clever Little Grids Integration Smart Energy and Smart Mobility, 06.05.2014	England, London



(InnoZ)	Konferenzbeitrag Irlands Smart Grid	The Micro Smart Grid as a best practice example: Interconnected Energy and Mobility	Irland, Dublin
(InnoZ)	Projektdarstellung	Flottenevent: eFahrzeuge erFAHREN, 18.09.2014	Deutschland, Berlin
(InnoZ)	Projektvorstellung	Gemeinsames Statustreffen der Berliner Schaufenster MSG EUREF, IMS Südkreuz und IPIN, 10.12.2014	Deutschland, Berlin
(InnoZ)	Symposium Hybridnetze, Projektvorstellung	Energie & Mobilität im Spannungsfeld von Hybridnetzen – Rechtsrahmen - Geschäftsmodelle, 24/25.11.2015	Deutschland, Berlin

5.3 zukünftiger F&E Bedarf

Vehicle-To-Grid (V2G)

Die Analyse der Fahrzeugverfügbarkeit in Abschnitt 2.1.5.2 d hat gezeigt, dass zu jeder Tageszeit an etwa 30 % der Ladesäulen ein Fahrzeug angeschlossen ist, welches weder genutzt noch geladen wird. Das Potential für V2G-Anwendungen ist am EUREF-Campus daher prinzipiell gegeben. Die Gegenüberstellung von Fahrzeugverfügbarkeit und der Verlauf der Entladeleistung der Batterie (auf Basis eines Simulationsszenarios) hat aufgezeigt, dass die Entladespitzen des stationären Batteriespeichers durch Rückspeisung aus den Fahrzeugbatterien verringert werden könnten.

Ob sich aufbauend auf dem qualitativ ermittelten Potential für V2G auch ein wirtschaftlicher Vorteil für den MSG-Betreiber ergeben könnte, wurde im Rahmen des Projektes nicht ermittelt. Hierfür bedarf es weiterführender Betrachtungen im Hinblick auf die technischen Anforderungen sowie die zusätzlichen Kosten, die durch V2G entstehen, um diese den möglichen Einsparungen gegenüberzustellen. Neben den technischen und finanziellen Fragestellungen ist die Akzeptanz der FahrzeugnutzerInnen für V2G-Anwendungen zu erforschen.

Idealerweise sollten V2G-Anwendungen die Flexibilität des Nutzers nicht einschränken. Dies könnte beispielsweise erreicht werden, indem speziell Flotten im Bereich Carsharing und Fuhrparkmanagement für V2G-Anwendungen verwendet werden. Durch ein entsprechendes Planungstool, welches die geplanten Fahrten der NutzerInnen berücksichtigt, wäre es möglich ungenutzte Fahrzeugkapazitäten für V2G-Anwendungen zu Verfügung zu stellen. Die Entwicklung und Erprobung eines entsprechenden Planungstools in einem größeren Fahrzeugpool sowie der Nutzen für das Energiesystem und das Versorgungsnetz sollte zukünftig erforscht werden.

Robustheit von simulativ ermittelten MSG-Auslegungen

Auf Basis des im Projekt entwickelten Simulationsframework können im Hinblick auf den lokalen Bedarf optimierte MSG-Auslegungen ermittelt werden. Wie die Robustheitsanalyse in Abschnitt 2.1.5.2 a gezeigt hat, haben Systemkomponenten wie PV-Anlagen, Kleinwindenergieanlagen und stationäre Batteriespeicher unterschiedlichen Einfluss auf die Robustheit optimierter MSG-Topologien. So konnte gezeigt werden, dass z.B. die Ausrichtung einer PV-Anlage gerin-

gen Einfluss und die Lebensdauer sowie die maximalen Lade- und Entladeleistungen der Batteriespeicher einen großen Einfluss auf die Robustheit einer optimierten MSG-Topologie haben.

Veränderungen im Nutzerverhalten können zu zeitlichen Verschiebungen der Lastspitzen sowie einer generellen Erhöhung/Verringerung des Ladebedarfs und der Ladeleistung führen. Unklar ist, wie sich derartige Veränderungen auf den ökonomischen und ökologischen Erfolg für einen Spezialfall optimiertes MSG auswirken. Dies gilt ebenfalls für Variationen der Umweltfaktoren. Für die Simulationen und die Optimierung der MSG-Topologie wurden jährlich konstante Ladebedarfe und ein konstanter Wetterdatensatz eines Jahres verwendet. In weiterführenden Untersuchungen sollte daher die Robustheit einer optimierten MSG-Topologie im Hinblick auf einen veränderten Ladebedarf und der Variation von Umweltfaktoren ermittelt und analysiert werden. Dadurch ließen sich die größten Unsicherheiten bei der Auslegung und Umsetzung eines MSGs aufzeigen.

Netzkapazität

Generell lässt sich das elektrische Versorgungsnetz durch die lokale Kopplung von Erzeugung und Bedarf entlasten, da der Transport elektrischer Energie im Versorgungsnetz dadurch reduziert wird. Des Weiteren ermöglichen geeignete Betriebsstrategien in einem MSG die lokale Netzaufnahmefähigkeit zu steigern (siehe Abschnitt 2.1.5.2 b). Die Frage die sich stellt, ob bzw. inwiefern durch lokale Kopplung und optimierter Betriebsstrategien die ggf. lokalen Mehrkosten eines MSGs zu vergleichbaren Einsparungen in den übergelagerten Netzebenen, aufgrund einer Reduzierung des Netzausbaubedarfs, führen können.

Breite Anwendung des MSG-Konzepts und steigende Durchdringungsraten der Elektromobilität

Im Rahmen des Projektes wurde das MSG-Konzept für einen innerstädtischen Standort erprobt und erforscht. Unklar ist inwieweit die erzielten Ergebnisse übertragbar auf MSGs im ländlichen Raum sind und welchen Einfluss die breite Anwendung des MSG-Konzeptes in Deutschland auf das Gesamtenergiesystem, auch unter Berücksichtigung steigender Durchdringungsraten der Elektromobilität hat.

Um den volkswirtschaftlichen Nutzen einer breiten Anwendung des MSG-Konzeptes abschätzen zu können bedarf es weiterer Untersuchungen, welche Unsicherheiten sich z.B. durch eine stei-

gende Anzahl von Elektrofahrzeugen ergeben und welche Anpassungsstrategien (rechtlich, wirtschaftlich und technisch) dadurch nötig werden.

6 Beitrag zu den förderpolitischen Zielen des Förderprogrammes Schaufenster Elektromobilität

Der sozialwissenschaftliche Beitrag unterstützt den systemischen Ansatz des Projekts, der das MSG als eine Schnittstellentechnologie zwischen Energie- und Mobilitätssystem betrachtet. Die Energiewende als soziotechnische Transformation beschreibt einen Systemumbau, der an den Schnittstellen zwischen traditionell getrennten Sektoren Innovationen und multidisziplinäres Wissen verlangt, zum Beispiel in Form disziplin- und sektorenübergreifende Kooperationen in Forschungsvorhaben. In mehreren Publikationen und Vorträgen hat die TU-Campus EUREF gGmbH den Campus als räumliche Verbindung für die Emergenz eines neuen Feldes ‚Mobility-to-Grid‘ wissenschaftlich untersucht, z.B. „Energiewende durch „neue“ (Elektro-)Mobilität? Intersektorale Annäherung zwischen Verkehr und Energienetzen“ und „Doppelte Komplexität von Mobilitäts- und Energiewende. Wirtschaftsunternehmen als Akteure der ko-evolutionären Transformation“ (alle Publikationen sind dem Projektbericht angehängt).

Auf diesem systemischen Verständnis baut auch die Konzeption der weiterbildenden Masterstudiengänge und Weiterbildungsformate auf: Fach- und Führungskräfte können zur erfolgreichen Gestaltung der zukünftigen Energielandschaft beitragen, wenn sie Kenntnisse auch außerhalb des eigenen Kernbereichs erlangen, die der Komplexität des Themas gerecht werden.

Das Ziel der Schaufenster Elektromobilität war es über einen systemübergreifenden Ansatz Schnittstellen und Synergien zwischen dem Mobilitäts- und dem Energiesektor zu definieren und zu optimieren. Die Ergebnisse sollen dazu führen Deutschland zum Leitmarkt und Leitanbieter der Elektromobilität sowie damit zusammenhängender vernetzter Systemdienstleistungen zu machen.

Dieser system- und sektorenübergreifende Ansatz wurde in den Jahressimulationen und Mehrzieloptimierungen der Reiner Lemoine Institut gGmbH konsequent verfolgt. Zudem konnten durch den Aufbau eines Micro Smart Grids umfangreiche Erfahrungen und Erkenntnisse zur Integration Erneuerbarer Energiesysteme und Mobilitätsangebote gesammelt und verwertet werden.

7 Literaturverzeichnis

- [1] F. Möhrke, F. Grüger, O. Arnhold, H. Triebke und J. Myrzik, „Model-based quantification of a microgrid via Key Performance Indicators,“ in *International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2015)*, Düsseldorf, 2015.
- [2] Y. Scholz, C. Hoyer-Click, C. Schillings, J. Gehrung und W. Krewitt, „High Resolution Inventory of Renewable Electricity Generation Potentials in Europe,“ 2009.
- [3] P. Stackhouse und C. Whitlock, „Surface meteorology and solar energy (SSE) release 6.0. Langley: Earth Science Enterprise Program. NASA SSE 6.0, <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>,“ National Aeronautic and Space Administration (NASA), Langley, 2008.
- [4] S. Herz und F. Valentin, „Rechtsgutachterliche Stellungnahme zur Vermarktung und Nutzung von Strom in abgegrenzten Arealen,“ von Bredow Valentin Herz Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB, Berlin, 2015.
- [5] „EEG-Umlage 2015,“ Netztransparenz, [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage-2015.htm>. [Zugriff am 2 Februar 2015].
- [6] P. Icha und G. Kuhs, „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015,“ Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2016.
- [7] A. Wanitschke, „Multi-Objective Optimization of Micro Grids using Evolutionary Algorithms,“ Berlin, 2014.
- [8] Ford, „Ford Ka - Preisliste,“ [Online]. Available: http://www.ford.de/cs/BlobServer?blobtable=MungoBlobs&blobcol=urldata&blobheadervalue1=attachment%3Bfilename%3D%22Ford_Ka%2B_Preisliste.pdf%22&blobheadervalue2=abinary%3Bcharset%3DUTF-8&blobheadername1=Content-Disposition&blobheadername2=MDT-Type&blobhead.

- [9] „VERORDNUNG (EG) Nr. 443/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES,“ Amtsblatt der Europäischen Union, 2009.
- [10] Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen für Europa (UN/ECE), *Regelung Nr. 101*, Amtsblatt der Europäischen Union, 2012.
- [11] BMUB, *Wie klimafreundlich sind Elektroautos?*, Berlin: BMUB, 2015.
- [12] M. Faltenbacher, O. Vetter, A. Rock und J. Grafestätter, „StatuSbericht 2015 /16 Hybrid- und Elektrobus-Projekte in Deutschland,“ BMVI, Berlin, 2016.
- [13] Die Bundesregierung, „Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung,“ 2009.
- [14] P. Nobis, F. Samweber und S. Fischhaber, *Netzstabilität mit Elektromobilität*, Wien: 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2015.
- [15] A. Wanitschke und O. Arnhold, *Multi-objective optimization of an Autobahn BEV charging station supplied by renewable energy*, Montreal: Electric Vehicle Symposium and Exhibition, 2016.
- [16] E. Gaudchau, M. Resch und A. Zeh, „Quartierspeicher - Definition, rechtlicher Rahmen und Perspektiven,“ *Ökologisches Wirtschaften*, pp. 26-27, Juni 2016.
- [17] D. I. f. N. e. V. DIN, „Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks; German version EN 50160:2010 + Cor. :2010,“ 2010.
- [18] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), „Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz,“ 2008.
- [19] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen,“ TU München, 2011.
- [20] J. Scheffler, „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten,“ TU Dresden, 2002.
- [21] C. Schwaegerl, M. Bollen, i. K. Karou und A. Yagmur, „Voltage control in distribution

systems as a limitation of the hosting capacity for distributed energy resources," in *18th Int. Conf. Exhib. Electr. Distrib. (CIRED)*, Turin, 2005.

- [22] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) , „dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030,“ Berlin, 2012.
- [23] S. Wirth, M. Eimler und F. Niebling, „Thermische Isolation der Fahrgastzelle von Elektrofahrzeugen,“ *ATZ - Automobiltechnische Zeitschrift*, November 2013.
- [24] A. Kampker, D. Valleè und A. Schnettler, *Elektromobilität - Grundlagen einer Zukunftstechnologie*, Berlin Heidelberg: Springer Verlag, 2013.
- [25] DB Rent GmbH, „Flinkster,“ 01 2016. [Online]. Available: https://www.flinkster.de/fileadmin/www.flinkster.de/redaktion/images/PDF/Preise%2BGebuehren/20160301_Preisliste_Flinkster_oV_01.pdf.
- [26] DB Rent GmbH, „Flinkster,“ 28 02 2013. [Online]. Available: https://www.flinkster.de/fileadmin/www.flinkster.de/redaktion/images/PDF/Preise%2BGebuehren/20130318_Preisliste_Multicity_One-Way-Angebot_Berlin_April.pdf. [Zugriff am 05 04 2016].
- [27] M. Richter und L. Steiner, „Begleitforschungs-Studie Elektromobilität: Potentialermittlung der Rückspeisefähigkeit von Elektrofahrzeugen und der sich daraus ergebenden Vorteile,“ Technische Universität Darmstadt.
- [28] D. Ciechanowicz, M. Leucker und M. Sachenbacher, „Ökonomische Bewertung von Vehicle-to-Grid in Deutschland,“ 2012.
- [29] Fraunhofer IWES, „Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erstellung von fahrzeugbezogenen Analysen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung Erneuerbarer Energien“.
- [30] J. A. Pecas Lopes, F. J. Soares, P. M. Almeida und M. Moreira da Silva, „Smart Charging Strategies for Electric Vehicles: Enhancing Grid Performance and Maximizing the Use of Variable Renewable Energy Resources,“ Stavanger, Norway, 2009.

- [31] Fraunhofer IWES, LichtBlick SE, SMA Solar Technology AG und Volkswagen AG, „Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen - INEES,“ 2015.
- [32] W. Short, D. J. Packey und T. Holt, „A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies,“ National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado (USA), 1995.
- [33] P. Bertheau, P. Blechinger, C. Cader und C. Breyer, „Geographic, technological and economic analysis of isolated diesel grids to assess the upgrading potential with renewable energies – A case study of Tanzania,“ in *Proc. 2nd International Conference on Micro Perspectives for decentralized energy supply*, 2013.
- [34] P. Blechinger, R. Seguin, C. Cader, P. Bertheau und C. Breyer, „Assessment of the Global Potential for Renewable Energy Storage Systems on Small Islands,“ *Energy Procedia*, 2014.
- [35] H. Jun, D. Changhong und H. Wentao, „Optimal sizing of distributed generation in micro-grid considering Energy Price Equilibrium point analysis model,“ in *8th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)* , 2013.
- [36] M. Marzband, R. K. Zarrin, A. Sumper und A. Baghrmian, „Economic Cost Analysis of Standalone hybrid Microgrid with minimum COE using HOMER,“ in *Majlesi J. Energy Management*, 2013.
- [37] C. Kost, J. Mayer, J. Thomsen, N. Hartmann, C. Senkpiel, S. Philipps, S. Nold, S. Lude, N. Saad und T. Schlegl, „Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies,“ Fraunhofer ISE, Freiburg, 2013.
- [38] „Levelized Cost of Mobility als anwendungsorientierte Kennzahl in der Automobilbranche,“ TCW, 16.06.2014. [Online]. Available: <http://www.tcw.de/news/levelized-cost-of-mobility-als-anwendungsorientierte-kennzahl-in-der-automobilbranche-714>. [Zugriff am 0* 11 2015].
- [39] O. Arnhold, M. Hlusiak, F. Möhrke und C. Breyer, „Mobility Concepts Using Excess Power from Proposed Renewable Energy Supply System on Graciosa Island, Azores

Archipelago,“ in *6th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition*, 2011.

- [40] J. e. a. Schmidt, „Regional energy autarky: Potentials, costs and consequences for an Austrian region,“ *Energy Policy*, pp. 211-221, August 2012.
- [41] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden und V. Quaschnig, „Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende,“ HTW Berlin, Berlin, 2015.
- [42] S. Ying, Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen, Cottbus: BTU Cottbus, 2011.
- [43] infas; DLR, „Mobilität in Deutschland 2008,“ 2008. [Online]. Available: http://mobilitaet-in-deutschland.de/02_MiD2008/index.htm. [Zugriff am 18 11 2015].
- [44] R. Göbel, „Lastflussanalyse von Micro Grids unter Einfluss von erneuerbaren Energien und Elektrofahrzeugen,“ HTW Berlin, Berlin, 2015.
- [45] H. Großmann, Pkw-Klimatisierung - Physikalische Grundlagen und technische Umsetzung 2. Auflage, Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2013.
- [46] Normenausschuss Heiz- und Raumlufttechnik (NHRS), „DIN 4710:2003-01,“ 2003.
- [47] J. Twele, B. Müller, C. Möller und M. Hlusiak, *Szenarioberechnung einer Strom- und Wärmeversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis Erneuerbarer Energien*, Berlin: Fraktion BÜNDNIS 90/Die Grünen im Brandenburger Landtag, 2012.
- [48] A.-K. Gerlach und C. Breyer, „PV und Windkraft: Sich hervorragend ergänzende Energietechnologien am Beispiel Mitteldeutschlands,“ in *27. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2012.
- [49] M. A. O. B. C. Hlusiak, „Optimising a Renewables Based Island Grid and Integrating a Battery Electric Vehicles Concept on the Example of Graciosa Island,“ Berlin, 2012.
- [50] Normenausschuss Heiz- und Raumlufttechnik (NHRS), „DIN EN 13779:2007-09,“ 2007.

8 Anhang

8.1 Definition der Key Performance Indicators (KPI)

8.1.1 Levelized Cost of Electricity (LCOE)

LCOE ist eine häufig verwendete Kennzahl, um die Wirtschaftlichkeit einer Microgrid-Energiebereitstellung zu bewerten. Umfangreiche Literatur zu Berechnung und Verwendung von LCOE [32, 33, 34, 35, 36, 37] ist verfügbar.

Um Investitions- und jährliche Betriebs-/Wartungsausgaben für die energiebereitstellenden Komponenten bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu berücksichtigen, wird die Annuitätenmethode angewandt. Die Gesamt-MSG-Annuitäten werden dann durch die nutzbare elektrische Energie, d.h. den jährlichen Energiebedarf der Gebäude, Anlagen und Elektrofahrzeuge, dividiert. So wird ein Kennwert erzeugt, mit dem der ökonomische Wert der verschiedenen Microgrid-Setups beurteilt und verglichen werden kann.

LCOE berechnet sich wie folgt [32]:

$$LCOE = \frac{Capex \times CRF(WACC, N) + Opex}{E_{demand}} \quad (1)$$

$$CRF(WACC, N) = \frac{WACC \times (1 + WACC)^N}{(1 + WACC)^N - 1} \quad (2)$$

$$WACC = \frac{E}{E + D} \times k_E + \frac{D}{E + D} \times k_D \quad (3)$$

Gleichung (1): Levelized cost of electricity (LCOE) für elektrische Energiesysteme. Bedeutung der Abkürzungen: Investitionsausgaben (engl. Capital expenditures (Capex)); Kapitalrückgewinnungsfaktor (engl. capital recovery factor (CRF)); Gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz (engl. weighted average cost of capital (WACC)); Projektlaufzeit (N); Jährliche Betriebs- und Wartungskosten (engl. operation and maintenance expenditures per year (Opex)); Jährlicher Energiebedarf (E_{demand})

Gleichung (2): Kapitalrückgewinnungsfaktor (CRF). CRF setzt sich aus dem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (WACC) und der Projektlaufzeit (N) zusammen.

Gleichung (3): Gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz (WACC). Abkürzungen: Eigenkapital (E), Fremdkapital (D), Eigenkapitalzins (k_E), Fremdkapitalzins (k_D). Es ist ersichtlich, dass nur die Anteile an Fremd- und Eigenkapital zur Berechnung des WACC benötigt werden.

8.1.2 Levelized Cost of Mobility (LCOM)

In Analogie zu LCOE ist LCOM eine Kennzahl, die verwendet werden kann, um die Wirtschaftlichkeit des Aufbaus und Betriebs einer Elektrofahrzeugflotte zu bewerten (vgl. [38]). Dieser Wert beinhaltet sowohl die Investition in und den Betrieb der Elektrofahrzeuge (engl. Electric Vehicles, EV) als auch Installation und Betrieb der notwendigen Elektrofahrzeug-Ladeinfrastruktur (engl. Electric Vehicle Supply Equipment, EVSE) und berücksichtigt entstehende MSG-LCOE als variable Betriebskosten bei Ladung der Fahrzeuge.

LCOM berechnet sich wie folgt [39]:

$$LCOM = \frac{Capex_{EV} \times CRF(WACC, N_{EV})_{EV} + Opex_{EV,fix} + Opex_{EV,var} + Capex_{EVSE} \times CRF(WACC, N_{EVSE})_{EVSE} + Opex_{EVSE,fix}}{FD} \quad (4)$$

Gleichung (4): Levelized cost of mobility (LCOM) für Elektrofahrzeugflotten. Abkürzungen: Investitionsausgaben für Elektrofahrzeuge ($Capex_{EV}$), Kapitalrückgewinnungsfaktor Elektrofahrzeuge (CRF_{EV} , siehe Gl. (2)), Gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz (WACC, siehe Gl. (3)), Fahrzeuglebensdauer (N_{EV}), Jährliche Betriebs- und Wartungskosten für Elektrofahrzeuge ($Opex_{EV,fix}$), Jährliche Betriebskosten für Fahrzeugladung ($Opex_{EV,var}$, entspricht LCOE), Investitionsausgaben für EVSE ($Capex_{EVSE}$), EVSE-Lebensdauer (N_{EVSE}), Kapitalrückgewinnungsfaktor EVSE (CRF_{EVSE}), annual fixed operational expenditures for infrastructure maintenance ($Opex_{fix}$), Jährliche zurückgelegte Strecke der Fahrzeugflotte (engl. Fleet distance, FD).

8.1.3 Treibhausgasemissionen der elektrischen Energie und der Elektrofahrzeuge

Um eine der wichtigsten ökologischen Auswirkungen der MSG-Energieerzeugung zu bewerten, werden die im Lebenszyklus des MSGs verursachten Treibhausgasemissionen (gemessen in CO_2 -Äquivalenten) berücksichtigt. Die Bilanzierung der Erneuerbare-Energie-Anlagen ist dabei nicht auf ihren Betrieb beschränkt, sondern beginnt bereits bei der Produktion der Anlagen. Daher ist der Energiebeitrag aus diesen Anlagen nicht emissionsfrei, sondern richtet sich nach berechneten Technologiewerten.

Da die Ladung der Elektrofahrzeuge ausschließlich aus dem MSG erfolgt, werden aus den LCE des MSGs direkt die THG-Emissionen der Elektrofahrzeuge berechnet.

LCE werden wie folgt berechnet:

$$LCE = \frac{\sum_{c=1}^n LCE_c}{E_{demand}} \quad (5)$$

Gleichung (5): energiespezifische THG-Lebenszyklusemissionen. Abkürzungen: jährliche Summe der Lebenszyklusemissionen einer Komponente (LCE_c), Jährlicher Energiebedarf (E_{demand}).

Für den Energiebedarf der Elektrofahrzeuge ergibt sich eine analoge Betrachtung. Hier kann mittels des spezifischen Verbrauchs der Emissionswert je zurückgelegter Strecke ermittelt werden. Nicht in die Betrachtung eingeschlossen ist eine Ökobilanz der Elektrofahrzeuge selbst.

Spezifische Treibhausgasemissionen der Elektrofahrzeuge werden wie folgt berechnet:

$$Em_{EV} = \frac{LCE \times E_{consumption, EV}}{FD} = LCE \times C_{EV} \quad (6)$$

Gleichung (6): Spezifische Treibhausgasemissionen der Elektrofahrzeuge. Abkürzungen: Jährlicher Energiebedarf der Elektrofahrzeugflotte ($E_{consumption, EV}$); Jährliche zurückgelegte Strecke der Elektrofahrzeuge (FD), Spezifischer Energiebedarf der Elektrofahrzeuge (C_{EV}).

8.1.4 Energetische und zeitliche Autarkie

In der Literatur sind verschiedene Untersuchungen zur Autonomie bzw. Autarkie von Energiesystemen auf unterschiedlicher regionaler Skala durchgeführt worden [40, 41]. Um die energetische, bilanzielle Autonomie des MSGs zu berücksichtigen, wird der KPI „Energetische Autonomie (AE)“ eingeführt und wie folgt berechnet:

$$EA = 1 - \frac{E_{MV, Supply} + E_{MV, Feedin}}{E_{MG, Generation} + E_{MG, Demand}} \quad (7)$$

Gleichung (7): Energetische Autonomie (AE). Abkürzungen: Jährliche bezogene elektrische Energie aus dem überlagerten Netz ($E_{MV, Supply}$), Jährliche eingespeiste elektrische Energie in das

überlagerte Netz ($E_{MV,Feedin}$), jährliche elektrische Energiebereitstellung des MSGs ($E_{MG,Generation}$), jährlicher elektrischer Energiebedarf des MSGs ($E_{MG,Demand}$).

Neben dem Netzbezug ist in Ergänzung zur Definition in [41] auch die Einspeisung in das überlagerte Netz der energetischen Autonomie abträglich; für eine hohe energetische Autonomie sollte also die elektrische Energiebereitstellung auf den Energiebedarf gut abgestimmt sein.

Durch die energetische Autonomie ist der Grad an zeitaufgelöster Autonomie, d.h. wie hoch der Netzbezug oder die Netzeinspeisung zu einem Zeitschritt ist, nicht ausreichend abgebildet. Daher wird die zeitbasierte Autonomie eingeführt, die sich wie folgt berechnet:

$$TA = \frac{\sum_{i=1}^n t_i(P_{PCC}=0)}{\sum_{i=1}^n t_i} \quad (8)$$

Gleichung (8): Zeitliche Autonomie. Abkürzung: Leistung am Netzanschlusspunkt (P_{PCC}), Zeitschritte pro Jahr (n).

8.2 Erläuterung des Simulationstools

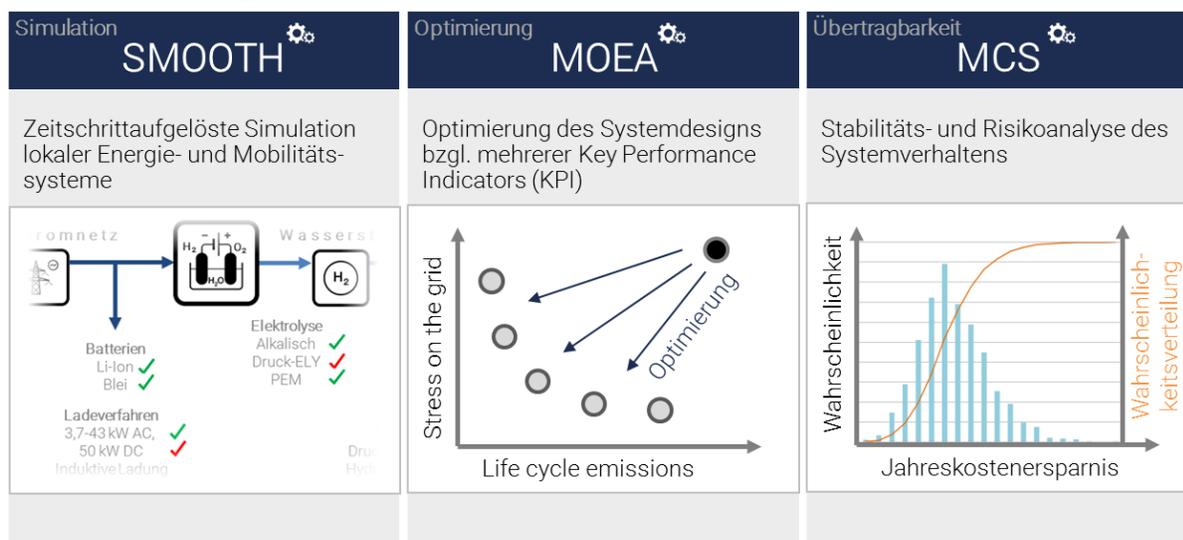


Abbildung 40: Dreiteiliger Algorithmus zur Modellierung, Simulation, Optimierung und Robustheitsanalyse bzw. Übertragbarkeit von MSG-Topologien und Betriebsstrategien

Das entwickelte Simulationstool dient der Untersuchung lokaler, hybrider, regenerativer Energiesysteme mit batterie- und wasserstoffelektrischer Mobilität. Dafür werden in SMOOTH die

Komponenten des Systems nicht-linear und multi-modal modelliert. Komponenten können bspw. sein:

- PV-Anlagen
- Windenergieanlagen
- Batteriespeicher
- BHKW
- Elektrolyseur

Übliche Zeitschritte sind 15 Minuten bis zu mehreren Stunden. Mit Hinblick auf einen vertretbaren zeitlichen Aufwand für die Simulationen in den hier angeführten Untersuchungen wurde die zeitliche Auflösung auf 1h gesetzt. Für eine Jahressimulation wurde dies als geeignet angesehen auch da sämtliche Wetterdaten in 1h-Auflösung vorlagen. Inwiefern dadurch der Einfluss von erhöhten Lastspitzen beim Energiebedarf der Elektromobilität unberücksichtigt bleibt, konnte hier nicht weiter beurteilt werden.

Innerhalb von SMOOTH können bereits die Leistungsflüsse simuliert und analysiert werden. MOEA nutzt dies als Grundlage für eine heuristische Optimierung, bei der mehrere Optimierungsziele definiert werden können. Ziel ist die Topologie- und Betriebsführungsoptimierung und Berücksichtigung z.B. der Stromgestehungskosten, Autarkie, THG-Emissionen usw. Das dritte Element MCS bewertet anschließend die Stabilität der Systeme hinsichtlich der Auslegungsparameter, sodass eine qualitative Aussage über die Robustheit der Systeme in Abhängigkeit von der Varianz z.B. des Neigungswinkels von PV-Anlagen oder der Batteriekapazität eines stationären Speichers getroffen werden kann. Dies ermöglicht ebenfalls die Bewertung des Potentials, die ausgelegten Systeme auch an anderen Standorten wirtschaftlich zu betreiben (Übertragbarkeit).

Tabelle 14: Beschreibung der angewandten Optimierungsvarianten

Optimierungsvariante	Beschreibung
OV 1	Topologie- und Betriebsführungsoptimierung nach KPI für geringen Ladebedarf mit Einsatz großer Batterien
OV 2	Topologie- und Betriebsführungsoptimierung nach KPI mit EE-Drosselung für geringen Ladebedarf
OV 3	Topologie- und Betriebsführungsoptimierung nach KPI ohne EE-Drosselung für geringen Ladebedarf; Netzeinspeisung der Autarkie nicht abträglich (entgegen der Definition, siehe Anhang)
OV 3 (+)	Topologie- und Betriebsführungsoptimierung nach KPI ohne EE-Drosselung für hohen Ladebedarf; Netzeinspeisung der Autarkie nicht abträglich (entgegen der Definition, siehe Anhang)

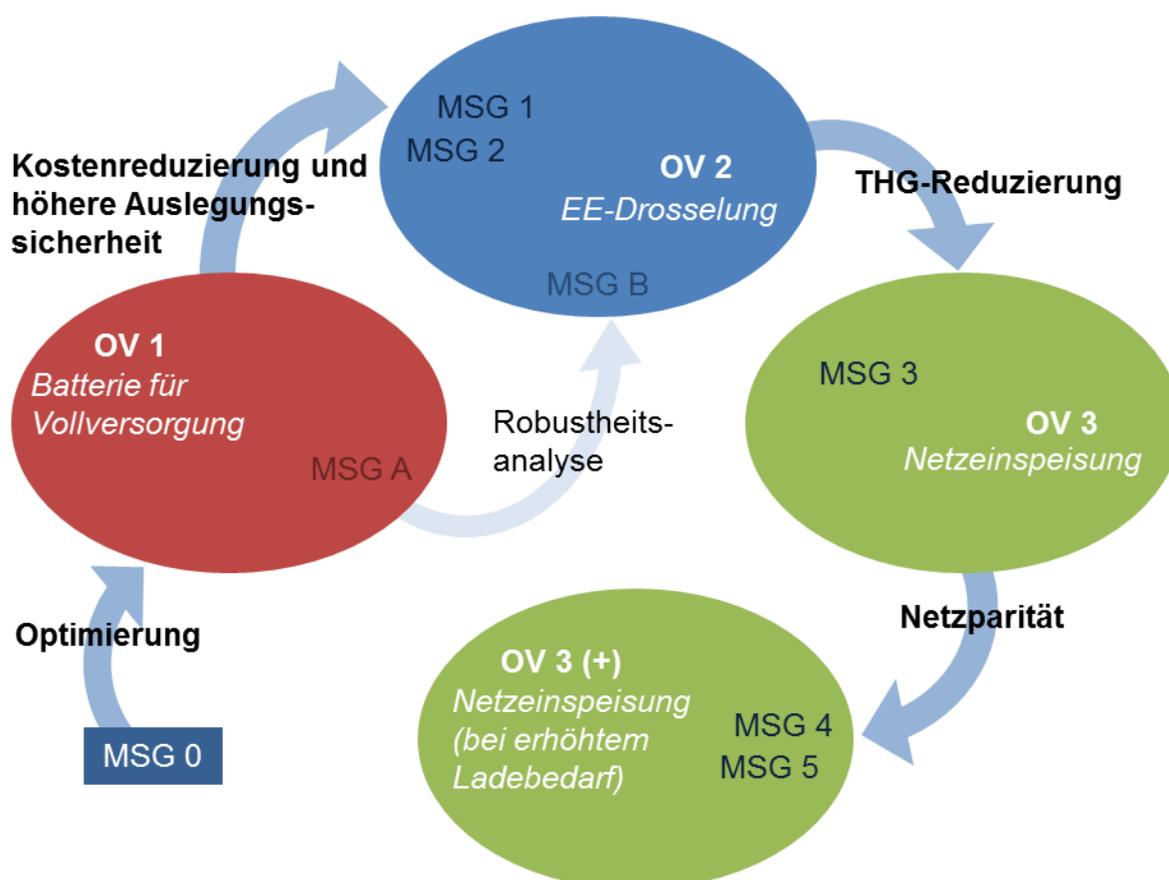


Abbildung 41: Überblick über die untersuchten Optimierungsvarianten und MSG-Konfigurationen

8.3 Robustheitsanalyse

Tabelle 15: Parametervariation in der Monte-Carlo-Simulation

Komponente	Parameter	Einheit	Wertebereich
KWEA EasyWind	Nabenhöhe	m	18 ... 38
PV-Anlage	Azimuthwinkel	°	160 ... 200
PV-Anlage	Neigungswinkel	°	5 ... 25
Batterie	Kalendarische Lebenszeit	a	8 ... 12
Batterie	Maximale Lade- und Entladerate	1/h	0,08 ... 0,28

8.4 Erstellung der Lastkurve der Ladeinfrastruktur für die Leistungsflusssimulationen

Für die hier durchgeführten Analysen und Simulationen sind jeweils möglichst hochaufgelöste Daten über einen möglichst langen Zeitraum notwendig, um das zeitaufgelöste Ladeverhalten bzw. die damit verbundene Ladeleistung im System möglichst genau abbilden zu können.

Bei Nicht-Vorhandensein der Messdaten werden in der Literatur häufig Daten aus Mobilitätsstudien, bspw. in [42], verwendet. Grundsätzlich wäre dieses Vorgehen in diesem Vorhaben auch denkbar gewesen. Auf Basis von [43] und unter Eingrenzung auf Typ, Ort und Verhalten der Nutzer im Vorhaben wären Mobilitätsdaten ableitbar gewesen.

Am EUREF-Campus gab es bereits vor Beginn des Forschungsvorhabens Ladestationen für Elektrofahrzeuge, die u.a. in den Vorgängervorhaben „BeMobility“ und „BeMobility2.0“ installiert und verwendet wurden. Für das Jahr 2013 lagen daher hochaufgelöste Daten (in 3-Minuten-Zeitschritten) für die Aufladung von Elektrofahrzeugen vor. Die Daten unterlagen leichten Beschränkungen, d.h. anhand der Daten ist erkennbar, dass sich im Laufe des Jahres die Anzahl der Ladesäulen und damit die Anzahl der ladenden Fahrzeuge verändert haben. Zu ca. Mitte des Jahres sind Ladesäulen zugebaut worden. Dies resultiert in einen anderen Ladeleistungsverlauf mit häufiger auftretenden höheren Ladeleistungen.

Im Vergleich zur Option, Mobilitätsdaten zu verwenden, wurden die vorliegenden Messdaten trotz leichter Mängel als höherwertig eingeschätzt. Mittels Mobilitätsdaten, welche u.a. gefahrene Strecke und Ankunftszeit enthalten, muss der elektrische Lastgang mittels Annahmen, darunter z.B. Ladeleistung der Ladesäulen, abgeschätzt werden. Die vorliegenden Messdaten bein-

halten diese Informationen bereits und stellen reale Aufladungen von Elektrofahrzeugen dar. Die Änderung der Ladesäulen-Anzahl im Messjahr stellt u.U. ein realistisches Jahr dar, da Aufbau und Anschluss der Ladesäulen am Standort EUREF-Campus durch Baumaßnahmen und Erweiterungen häufigen Änderungen unterliegen.

Die Messdaten der Elektrofahrzeugaufladung sowie die Jahresdauerlinie der Ladung sind in Abbildung 42 dargestellt.

Die maximal auftretende Ladeleistung beträgt in diesem Zeitraum ca. 54 kW. An der Jahresdauerlinie ist abzulesen, dass in der Mehrzahl der Stunden die Ladeleistung knapp weniger als 1 kW beträgt. Dies ist vermutlich auf die Standby-Leistung der Ladesäulen zurückzuführen.

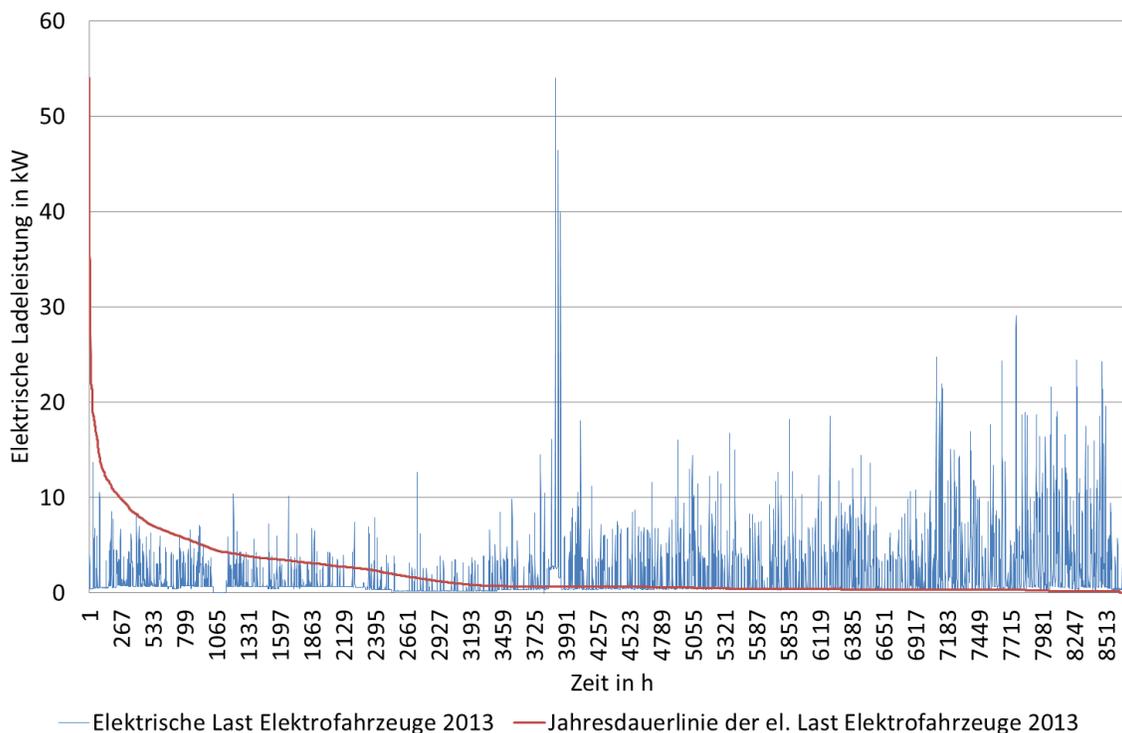


Abbildung 42: Lastgang und Jahresdauerlinie der Ladeinfrastruktur auf Basis von Messwerten aus einem Vorgängerprojekt des Jahres 2013

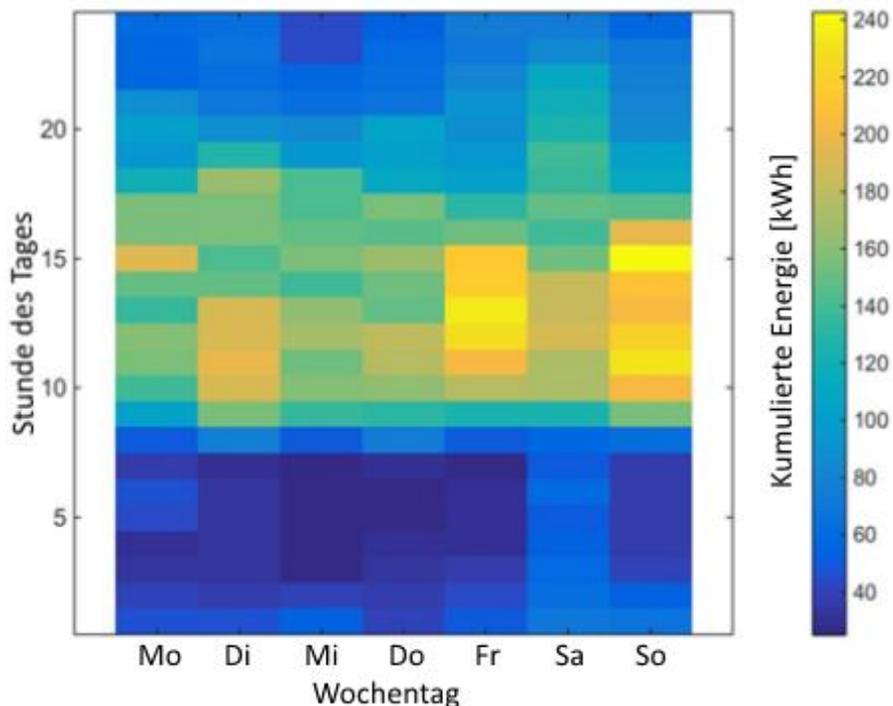


Abbildung 43: Kumulierte Energie des Lastprofils in Abhängigkeit der Stunde des Jahres und des Wochentages auf Basis von Messdaten aus einem Vorgängerprojekt des Jahres 2013

In Abbildung 43 ist zu erkennen, wie sich die geladene Energie über die Stunden jedes Wochentags verteilt. Im zugrunde gelegten Jahr (2013) ist die Anzahl der Wochentage nicht identisch, d.h. die kumulierte Energie die Anzahl von berücksichtigten Stunden je Wochentag kann sich unterscheiden.

Im Wesentlichen wird jedoch deutlich, dass nur selten in den Stunden von 24:00 bis 07:00 eine Fahrzeugladung verzeichnet ist. Dies erklärt die häufige Anzahl von Zeitpunkten mit weniger als 1 kW Ladeleistung in der vorigen Grafik. Zudem wird deutlich, dass in erster Linie in den Mittagsstunden, insbesondere Freitag und Sonntag, häufig Fahrzeuge geladen wurden. Dies hat Auswirkungen auf die Wahl einer MSG-Topologie mit einem hohen Anteil Eigenversorgung, da häufig tagsüber Energie bereitgestellt werden muss. Dies kann bpsw. direkt durch photovoltaische elektrische Energie geschehen und durch Batteriespeicher, die tagsüber geladen wurden, als auch durch Windkraftanlagen oder das BHKW ergänzt werden.

8.5 Auswertung der Ladeinfrastrukturdaten

Bei der Ladeinfrastruktur (LIS) am EUREF Campus kam es während der Projektlaufzeit zu vermehrten Umbaumaßnahmen. Hinzu kamen Umstrukturierungen der Datenbank. Komplette und plausible Messdaten standen daher nur für einen begrenzten Zeitraum und nicht für jede Ladesäule zur Verfügung. Die Auswertung der Ladesäulen begrenzt sich daher auf 8 Ladepunkte der CSS2 und den Zeitraum 01.2016 bis 06.2016.

Bei der Auswertung dieser Daten stand neben den Erkenntnissen zum Ladeverhalten der Nutzer der Vergleich zwischen Messdaten aus dem Jahre 2013, welche aus Vorgängerprojekten zur Verfügung standen und den aktuell zur Verfügung stehenden Messwerten der CSS2 im Vordergrund. Der Vergleich ist von Interesse, da die Messdaten aus dem Jahr 2013 der Erstellung der Lastkurve dienen, welche für die Simulationen genutzt wurde (siehe Abschnitt 8.1).

Der Vergleich in Abbildung 44 zwischen den mittleren Ladeleistungen aus dem Jahr 2013 und 2016 zeigt, dass das Ladeverhalten zwischen etwa 5 Uhr und 20 Uhr sehr ähnlich ist. Der maximale Ladebedarf besteht zwischen 10 Uhr und 15 Uhr, was typisch für einen Standort ist der mit vielen Arbeitsplätzen verbunden ist, da die Fahrzeuge in den Morgenstunden zu Arbeitsbeginn zum Laden mit der Ladesäule verbunden werden. Schwankungen in Abhängigkeit des Wochentages sind sowohl bei den Daten aus 2013 als auch bei den Daten aus 2016 zu verzeichnen.

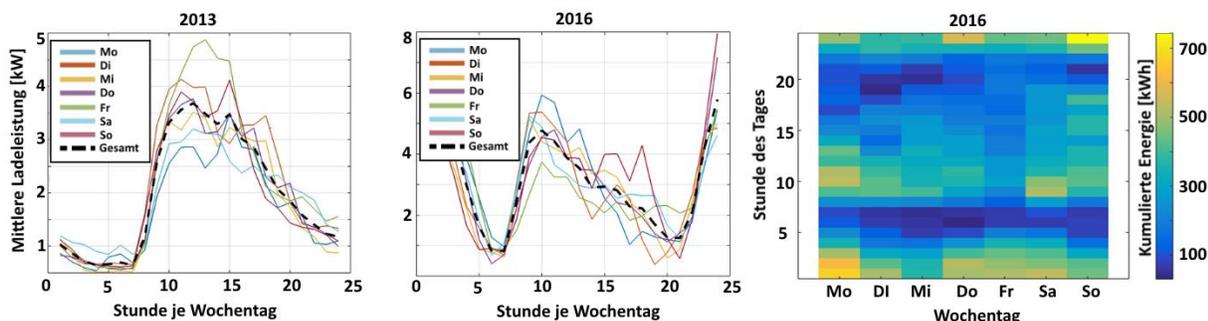


Abbildung 44: Mittlere Ladeleistungen in Abhängigkeit der Stunde und Wochentag aus dem Jahr 2013 (links) und aus dem Jahr 2016 (Mitte) sowie die kumulierte Energie des Lastprofils aus dem Jahr 2016 dargestellt als Heatmap (rechts)

Quantitativ liegen die mittleren Ladeleistungen zur Mittagszeit in einem ähnlichen Bereich, jedoch ist zu beachten, dass nur ein Teil der Ladesäulen für das Jahr 2016 ausgewertet werden konnte. Der tatsächliche Ladebedarf bei Berücksichtigung aller Ladepunkte fällt vermutlich etwas höher aus, lässt sich jedoch nicht quantifizieren. Der wesentliche Unterschied zwischen den Ladedaten besteht in dem Ladeverhalten zwischen 20 Uhr und 5 Uhr. Die Daten aus dem Jahr

2016 zeigen in dieser Zeitspanne ein erhöhtes Ladeverhalten mit ähnlichen Ladeleistungen wie sie über die Vor- und Nachmittagsstunden zu beobachten sind. Die Ladesäulen stehen neben den Angestellten ebenfalls für Carsharing-Nutzer zur Verfügung. Es ist davon auszugehen, dass die nächtlichen Ladungen im Wesentlichen darauf zurückzuführen sind, dass Carsharing-Nutzer ein tagsüber genutztes Fahrzeug zum Abend hin zur Ladestation

zurückbringen, wodurch sich dieses Ladeverhalten erklären lässt. Die Heatmap (Abbildung 44, rechts) verdeutlicht nochmals, dass der größte Energiebedarf der Ladesäulen für 2016 in den Mittags- und Nachtstunden besteht. In Abbildung 45 ist der monatliche kumulierte Energiebedarf für die Messwerte aus 2013 und 2016 gegenübergestellt. Aufgrund der nächtlichen

Ladevorgänge in 2016 ist der Energiebedarf der Ladesäulen verglichen mit den Daten aus 2013 wesentlich höher für die Monate Januar-Mai. Jedoch zeigt sich bei den Daten aus 2013 für die Monate Juni-Dezember eine deutliche Steigerung des Energiebedarfs mit einem ähnlichen Energiebedarf in den Monaten November und Dezember. Da für die aktuell installierte Ladeinfrastruktur keine Messdaten über ein volles Jahr vorliegen, kann abschließend nicht beurteilt werden inwiefern sich der Jahresenergiebedarf verglichen mit dem Jahresenergiebedarf aus 2013 unterscheidet.

In Abbildung 46 ist der Energiebedarf der LIS der EE-Einspeisung gegenübergestellt. Für die PV-Anlagen (PVA) der GreenGarage und des Carshelters lagen keine vollständigen Daten vor. Daher wurden für diese die Daten der Einspei-

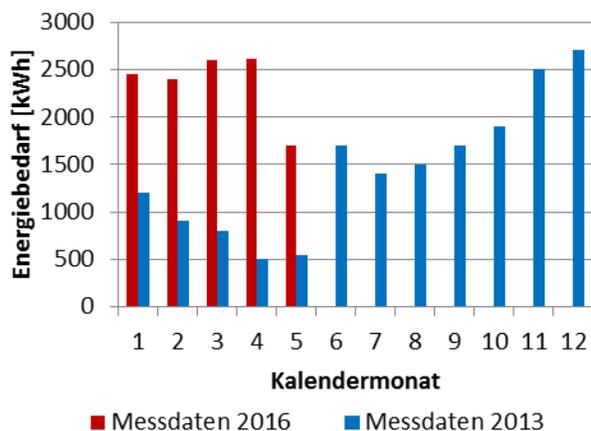


Abbildung 45: Vergleich des kumulierten Energiebedarfs der Ladeinfrastruktur auf Basis von Messwerten für das Jahr 2013 und 2016

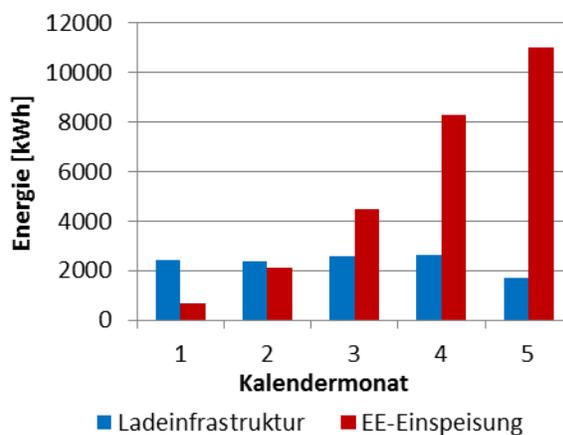


Abbildung 46: Gegenüberstellung des monatlichen Energiebedarfs der Ladeinfrastruktur und der EE-Einspeiseenergie für das Jahr 2016

seleistungen der PVA GreyGarage, anteilig der installierten Leistung, genutzt. Diese Vorgehensweise liegt der Annahme zu Grunde, dass aufgrund einer ähnlichen Ausrichtung der PVA die erzeugte Energie pro installiertem kW_p bei allen Anlagen ähnlich ist. Die EE-Einspeiseenergie in Abbildung 46 setzt sich somit aus allen installierten EE-Anlagen (EEA) zusammen die auf dem EUREF Campus installiert sind. Es zeigt sich, dass bereits im März der Energiebedarf der LIS durch die EEA zumindest bilanziell mehr als gedeckt werden kann. Wie bereits erläutert dürfte der tatsächliche Energiebedarf der LIS etwas höher ausfallen als hier dargestellt, da in der Auswertung nicht alle Ladepunkte berücksichtigt werden konnten. Da die Einspeiseenergie jedoch im März bereits um etwa ein Drittel höher ist als der Energiebedarf der LIS, ist davon auszugehen, dass der Energiebedarf der LIS auch unter Berücksichtigung aller Ladepunkte bilanziell gedeckt werden kann. Berücksichtigt man jedoch den zeitlichen Zusammenhang zwischen EE-Einspeiseleistung und Ladeleistungsbedarf, wird schnell deutlich, dass zwar der erhöhte Ladebedarf während der Vor- und Nachmittagsstunden durch die PVA gedeckt werden kann, die Deckung der Ladenachfrage in den Nachtstunden jedoch weiterer Maßnahmen bedarf. Dieser Zusammenhang macht deutlich, wie wichtig zusätzliche Komponenten wie KWEA und Batteriespeicher in einem MSG wie dem EUREF Campus sind.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Ladebedarf für 2016, im Vergleich zu 2013 gestiegen ist. Dies ist im Wesentlichen auf die gesteigerte Nachfrage während der Nachtstunden zurückzuführen. Aufgrund der Tatsache, dass die Daten von 2013 als Grundlage für die Lastkurve der LIS in den durchgeführten Simulationen diente, ergibt sich hier eine gewisse Ungenauigkeit hinsichtlich bilanziellem und zeitlichen Ladebedarf. Da die zum MSG gehörenden Gebäude jedoch im Vergleich zum Ladeleistungsbedarf einen deutlich höheren Leistungsbedarf haben, relativiert sich diese Ungenauigkeit. Hinzu kommt, dass die qualitativen und nicht die quantitativen Simulationsergebnisse im Vordergrund stehen, weshalb diese Abweichung als unproblematisch eingeschätzt wird. Neben dem Vergleich der Messdaten von 2013 und 2016 konnte gezeigt werden, dass der Ladebedarf der LIS über weite Strecken des Jahres bilanziell durch die verfügbaren EEA gedeckt werden kann.

8.6 Validierung des PV-Modells des Simulationstools Smooth

Messdaten der eingespeisten Leistung der PVA Grey Garage sowie die Globalstrahlung, gemessen auf dem Gasometer, standen für den Zeitraum vom 24.01.16 bis 19.05.2016 zur Verfügung, sodass die Validierung des PV-Modells auf Basis der Parameter und Messdaten der PVA

Grey Garage durchgeführt wurde. Die Validierung erfolgte durch einen Vergleich der simulativ erzeugten Einspeiseleistung, auf Basis der gemessenen Globalstrahlung, mit der gemessenen Einspeiseleistung der PVA Grey Garage. Notwendige Eingangsgrößen für eine Simulation des PV-Modells sind unter anderem die Globalstrahlung und die Direktnormalstrahlung. Da auf dem Gasometer lediglich eine Messung der Globalstrahlung stattfindet, musste die Zeitreihe für die Direktnormalstrahlung synthetisch erstellt werden. Hierfür wurde eine Funktion einer OpenSource Toolbox (PV_LIB Toolbox 1.2) für Matlab verwendet, die auf Grundlage verschiedener Eingangsgrößen (Globalstrahlung, Sonnenstand, Tag des Jahres,..) die Direktnormalstrahlung anhand spezieller Algorithmen berechnet.

In Abbildung 47 sind gemessene und simulierte PV-Leistung für drei ausgewählte Tage gegenübergestellt.

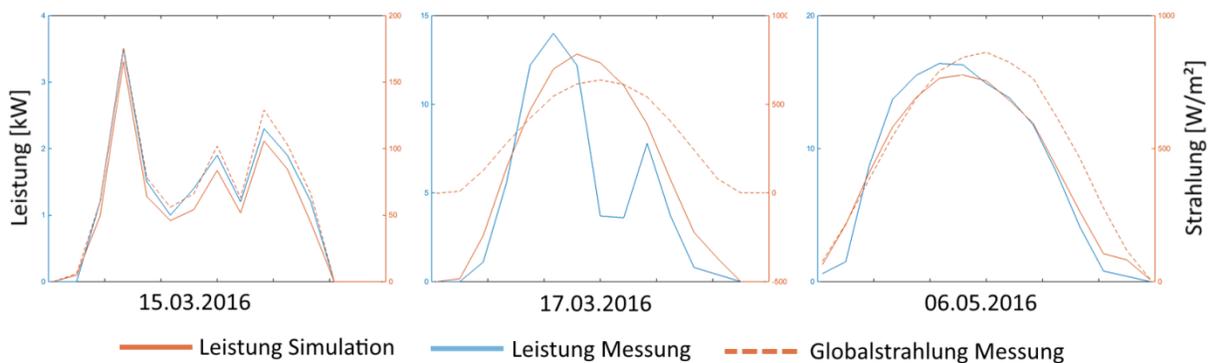


Abbildung 47: Vergleich von gemessener und simulierter Einspeiseleistung

Der 15.03.2016 bildet einen eher bewölkten Tag mit geringen Einstrahlungswerten und hauptsächlich diffuser Strahlung ab. Die Abweichung von gemessener und simulierter PV-Leistung ist in diesem Fall sehr gering. Am 17.03.2016, ein eher wolkenloser Tag, ist bei der gemessenen PV-Leistung ein deutliches Absinken zur Mittagszeit zu beobachten, wohingegen die simulierte PV-Leistung einen Verlauf entsprechend der gemessenen Globalstrahlung aufweist. Dies ist auf eine Verschattung durch den Gasometer zurückzuführen. Da sich der Gasometer südlich der PVA Grey Garage befindet, verschattet dieser die PVA zur Mittagszeit. Im Laufe des Kalenderjahres (ab etwa Mai) erreicht die Sonne einen Sonnenstand bei dem die Verschattung durch den Gasometer zur Mittagszeit nicht mehr vorhanden ist. Am 06.05.2016, ebenfalls ein eher wolkenloser Tag, ist daher das starke Absinken der PV-Leistung zur Mittagszeit nicht mehr zu sehen. Weiterhin fällt auf, dass die simulierte PV-Leistung in den frühen Morgenstunden und späten Abendstunden höher ausfällt als die gemessene PV-Leistung. Dies konnte auch an anderen

Tagen beobachtet werden und ist durch die Verschattung der anliegenden Gebäude begründet. Im Gegensatz dazu fällt die gemessene PV-Leistung an wolkenlosen Tagen vormittags etwas höher aus als die simulierte PV-Leistung. In der Simulation wird für die PVA Grey Garage von einer Süd-Ost Ausrichtung bei einem Aufstellwinkel von 15° ausgegangen. Der Vergleich der Kurvenverläufe lässt die Vermutung zu, dass die PV-Module etwas weiter östlich ausgerichtet sind und/oder der Aufstellwinkel etwas größer ist als in der Simulation angenommen. Beides würde die PV-Leistung in den Vormittagsstunden erhöhen und könnte die leichten Abweichungen der Kennlinienverläufe erklären.

Die bereits diskutierte Über- bzw. Unterschätzung des PV-Modells in Abhängigkeit des Sonnenstands geht aus der Heatmap in Abbildung 48 nochmals in visualisierter Form hervor. In der Simulation findet in den Morgen- und Abendstunden sowie zur Mittagszeit aufgrund Verschattungen, die im Simulationsmodell nicht berücksichtigt werden, eine Überschätzung (grün) und in den Vormittagsstunden eine Unterschätzung (rot) statt. Im Scatterplot (Mitte) ist für jeden Zeitschritt die simulierte über der gemessenen PV-Leistung dargestellt. Sofern eine komplette Übereinstimmung der simulierten mit der gemessenen PV-Leistung bestünde, würden sämtliche Datenpunkte auf der 0 %-Kennlinie liegen. Es zeigt sich jedoch eine insgesamt relativ große Streuung aufgrund der bereits erläuterten Umstände. Im Scatterplot (rechts) wurden nur die Datenpunkte aufgetragen, die für einen Azimutbereich von -60° bis $+10^\circ$ vorliegen. Dieser Azimutbereich deckt in etwa die Vormittagsstunden ab, in dem keine Verschattungen vorliegen. Es zeigt sich, dass der Großteil aller Datenpunkte in der Nähe der 0 %-Kennlinie liegt, die Abweichungen entsprechend eher gering ausfallen.

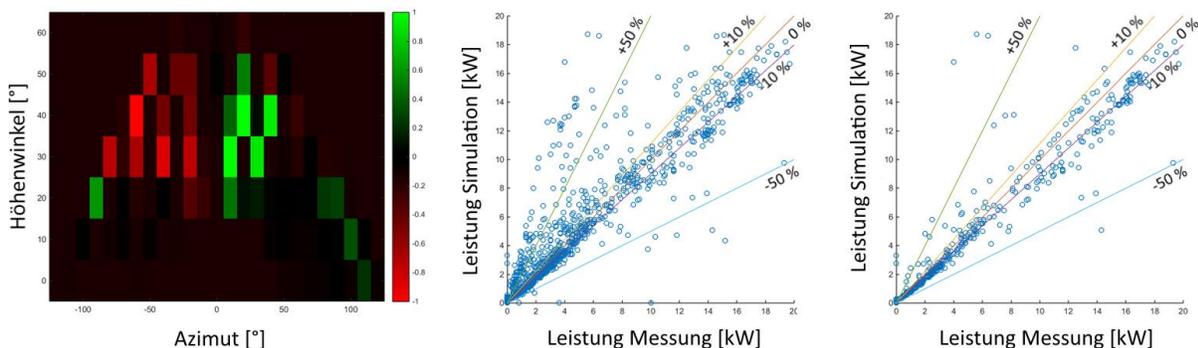


Abbildung 48: Abweichung zwischen simulierter und gemessener PV-Leistung als Heatmap (links) und als Scatterplot mit allen Daten (Mitte) sowie mit bereinigten Daten (für Azimut von -60° bis $+10^\circ$) (rechts)

Aufgrund der Verschattungen und anderer Ungenauigkeiten, wie der exakten Ausrichtung der PVA Grey Garage und der synthetisch erstellten Zeitreihe der Direktnormalstrahlung, ergibt sich

für den betrachteten Zeitraum eine um 4,8 % höhere eingespeiste Energie im Simulationsmodell. Betrachtet man lediglich den Zeitraum vom 01.05.16 bis 19.05.16, so ergibt sich eine um 0,7 % niedrigere Einspeiseenergie im Simulationsmodell. Abschließend lässt sich festhalten, dass das PV-Modell anhand der Messwerte erfolgreich validiert werden konnte. Bis auf Sonnenstände, in denen Verschattungen vorliegen, ist die Übereinstimmung zwischen gemessener und simulierter PV-Leistung verhältnismäßig genau.

8.7 Netzkapazitätsanalyse am EUREF Campus

Ergänzend zur Netzkapazitätsanalyse werden nachfolgend sämtliche relevante Annahmen und verwendete Daten, die für die Lastflussanalysen von Bedeutung waren, erläutert und weitere Ergebnisse anhand von Diagrammen (Spannungen und Leitungsauslastungen) dargestellt und diskutiert.

8.7.1 Spannungsniveau am Netzanschlusspunkt

Eine entscheidende Einflussgröße für die maximale Netzaufnahmefähigkeit ist das Spannungsniveau des überlagerten Mittelspannungsnetzes, welches die Basis für den Spannungsverlauf des unterlagerten Netzes darstellt. Es liegen keine Daten über das Spannungsniveau des Mittelspannungsnetzes vor. Laut Aussagen von SNB ist die Spannung des überlagerten Mittelspannungsnetzes sehr stabil und kann über einen HS-MS-Stufenstell-Transformator je nach Auslastung angepasst werden [44]. Um einen gewissen Sicherheitsfaktor zu berücksichtigen, wurde für die Lastflussanalysen daher ein Spannungsniveau von ± 2 % der Nennspannung für den Netzeinspeisepunkt festgelegt. Das heißt, dass im Schwachlastfall eine Spannung von 1.02 p.u. und im Starklastfall eine Spannung von 0.98 p.u. als Basis für die Spannung am Netzeinspeisepunkt dient.

8.7.2 Niederspannungsnetz EUREF-Campus

Die Daten des elektrischen Netzes am EUREF-Campus wurden im Rahmen einer Masterarbeit [44] recherchiert und von Partnern des Forschungsvorhabens bereitgestellt. Enthalten sind Informationen über Kabeltypen und -längen, Netz-Knoten und -Sammelschienen sowie Informationen zum übergeordneten Mittelspannungsnetz, bspw. die Kurzschlussleistung des Netzanschlusspunktes.

Auf Basis dieser Daten wurde das Netz mit einigen Vereinfachungen im Netzberechnungsprogramm PSS@SINCAL modelliert (Abbildung 49).

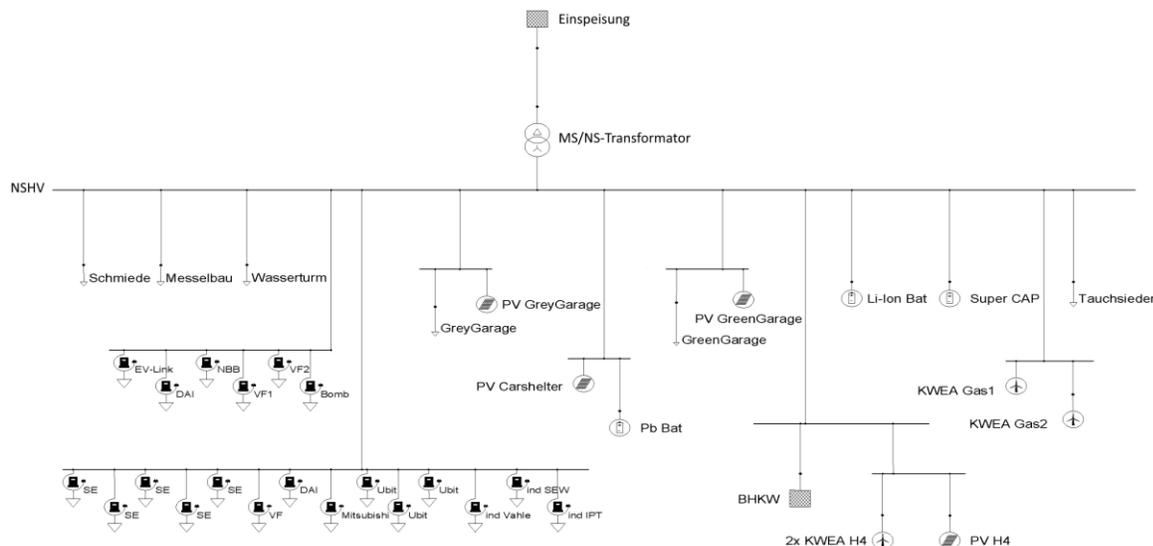


Abbildung 49: Vereinfachter Netzaufbau des MSGs als Single-Line Diagramm in PSS SINCAL

Es wird ersichtlich, dass das MSG über einen Transformator an das Mittelspannungsnetz gekoppelt ist. An der Niederspannungshauptverteilung (NSHV) sind sämtliche Komponenten des MSGs über separate Anschlusskabel angeschlossen.

8.7.3 Ermittlung von Stark- und Schwachlastfall

Für die Betrachtungen standen Datenreihen, gemessen durch den Partner NBB aus dem Jahr 2013 in 3-minütiger Auflösung zur Verfügung. Aus diesen Messwerten wurde der Gleichzeitigkeitsfaktor (GZF) der MSG-Komponenten abgeleitet. Der GZF beschreibt nach DIN VDE 0100-300 das Verhältnis von maximal benötigter Leistung zur installierten Leistung. Für Straßentunnelbeleuchtungen z.B. ist der GZF üblicherweise 1 – hier entspricht die maximale auftretende Leistung der Anschlussleistung. Bei anderen Anwendungen, z.B. für ein Ein-Familien-Haus, ist die Anschlussleistung üblicherweise größer als die maximal auftretende Leistung, um z.B. eine Reserve für weitere Anschlüsse übrig zu haben.

8.7.3.1 Gleichzeitigkeitsfaktoren

Zur Bestimmung der maximalen Ladeleistung wurde die Gleichzeitigkeit für den Starklastfall der damals (2013) zehn existierenden Ladesäulen bestimmt. Die theoretische maximale Gesamtleistung aller Ladesäulen (LS) ergibt sich aus der Summe der LS-Leistungen. Bei einer maximal

möglichen Gesamtlast der Ladesäulen von $P_{\max} = 220 \text{ kW}$ und den jeweiligen Spitzenlasten der LS wurde im arithmetischen Mittel eine Gleichzeitigkeit von $g = 0,15$ für die dort installierten LS bestimmt. Die folgende Abbildung zeigt die ermittelten monatlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren. Ein deutliches Maximum ist im Juni mit ca. 70 kW und $g = 0,32$ zu erkennen. Dieser Wert ist im Zusammenhang mit der Netzauslastung als Worst-Case zu betrachten. Um noch einen gewissen Sicherheitsfaktor zu berücksichtigen, wurde für die Lastflussanalysen eine Gleichzeitigkeit von 0,35 angenommen.

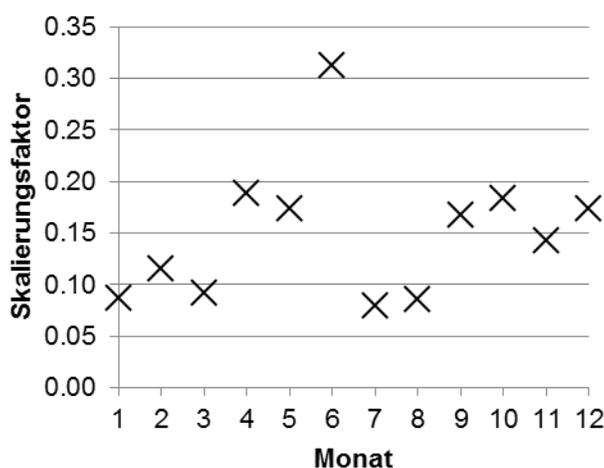


Abbildung 50: Gleichzeitigkeit der Ladesäulen je Monat im Jahr 2013

Die Messwerte aus dem Jahr 2013 sind ebenfalls die Grundlagen für die Bestimmung der Gleichzeitigkeitsfaktoren der EEA (KWEA und PVA). Hierzu stehen Messwerte von vier KWEA (Haus 1 und Haus 4) und zwei PVA (Haus 4 und Grey Garage) zur Verfügung. Für die KWEA wurde ein GZF von 1 und für die PVA von 0,9 ermittelt.

8.7.3.2 Batteriespeicher

In Tabelle 16 sind die maximalen Lade- und Entladeleistungen der im MSG vorhandenen Energiespeicher aufgeführt. Ziel der Untersuchung war es, das Potential für einen netzdienlichen Einsatzes eines Energiespeichers zu ermitteln. Für den Rückspeisefall dienten daher die maximalen Ladeleistungen und für den Starklastfall die maximalen Entladeleistungen als Basis.

Tabelle 16: Lade- und Entladeleistungen der Batteriespeicher

Typ	Bezeichnung	P_lade in kW	P_entlade in kW	cos(φ)
ESS	Li Ion Batterie	40	-60	0,9
ESS	Super Cap	15	-15	0,9
ESS	Pb Batterie	36	-36	0,9

8.7.3.3 Starklastfall

Ausgangspunkt für den Starklastfall sind die maximalen Ladeleistungen der EV unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit und die maximalen Lasten der Gebäude (Tabelle 17).

Tabelle 17: Start-Annahmen der Lasten im Starklast-Fall

Typ	Bezeichnung	Pmax in kW	cos(φ)
Gebäude	Schmiede	13	0,9
Gebäude	Wasserturm	23	0,9
Gebäude	Messelbau	101	0,9
Gebäude	Grey Garage	2	0,9
Gebäude	Green Garage	3	0,9
Ladestation	CSS 1	128	-
Ladestation	CSS 2	54	-

Die maximalen Leistungen der Gebäude wurden auf Basis von skalierten Standardlastprofilen ermittelt. Eine Ausnahme bildet das Gebäude Messelbau, für welches geeignete Messwerte zur Bestimmung der maximalen Last zur Verfügung standen. Der maximale Leistungsbezug durch die Ladeinfrastruktur wurde auf Basis der aktuellen Anschlussleistung, 365 kW im Fall von CSS1 und 154 kW im Fall von CSS2 (Stand 04/2016) und der bereits ermittelten Gleichzeitigkeit von 0,35, welche auf Messwerten aus dem Jahre 2013 beruht, bestimmt.

8.7.3.4 Schwachlastfall (Rückspeisefall)

Ausgangspunkt für den Rückspeisefall sind die Gebäudelasten im Schwachlastfall und die Einspeiseleistungen der EE-Anlagen unter Berücksichtigung der ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren. Die Gebäudelasten im Schwachlastfall wurden analog zu den Gebäudelasten im Starklast-

fall ermittelt. Die Einspeiseleistungen der EE-Anlagen wurden auf Basis der jeweiligen Anschlussleistung und den bereits ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren bestimmt.

Tabelle 18: Start-Annahmen im Rückspeise-Fall

Typ	Bezeichnung	P_{\max} in kW	$\cos(\varphi)$
Gebäude	Schmiede	3,4	0,9
Gebäude	Wasserturm	6	0,9
Gebäude	Messelbau	0	0,9
Gebäude	Grey Garage	0,54	0,9
Gebäude	Green Garage	0,75	0,9
EE	PV Green Garage	-17,9	0,9
EE	PV Haus 4	-20,3	0,9
EE	PV Carshelter	-40,8	0,9
EE	PV Grey Garage	-21,1	0,9
EE	KWEA Haus 4	-1,1	0,99
EE	KWEA Gaso - 1	-1,1	0,99
EE	KWEA Gaso - 2	-1,1	0,99
EE	BHKW	-22	0,9

8.7.4 Lastflussberechnungen

Zunächst wurden die Spannungsgrenzen nach VDE AR-N 4105 für das NS-Netz und nach BDEW für das MS-Netz bestimmt. Die Spannungsgrenzen ergeben sich aus einer Lastflussberechnung, bei der das Netz mit sämtlichen angeschlossenen Verbrauchern, jedoch ohne Erzeugungsanlagen berücksichtigt wurde. Die Spannungen, die sich dabei an den einzelnen Verknüpfungspunkten im Netz einstellen, bilden die Basis der Spannungsgrenzwerte für die maximale Einspeiseleistung durch Erzeugungsanlagen. Das heißt, die ermittelten Spannungswerte dürfen sich bei Einspeisung durch Erzeugungsanlagen im MS-Netz maximal um $\pm 2\%$ und im NS-Netz um maximal $\pm 3\%$ ändern. Die zulässigen Spannungsgrenzen wurden sowohl für den Starklast(SL)- sowie den Schwachlastfall bzw. Rückspeisefall (RS) bestimmt.

Anschließend wurden die Einspeise-/Bezugs-Leistungen der MSG-Komponenten in Abhängigkeit der verschiedenen Szenarien jeweils in 1%-Schritten so lange schrittweise gesteigert, bis

entweder die Belastungsgrenzen der Betriebsmittel oder die maximalen Spannungsgrenzen erreicht wurden.

8.7.5 Ergebnisse

Ergänzend zu den bereits diskutierten Ergebnissen der Netzkapazitätsanalyse werden nachfolgend weitere Ergebnisse und Diagramme dargestellt.

8.7.5.1 Maximale Einspeiseleistung durch Erneuerbare Energieanlagen

In Abbildung 51 sind die maximalen Einspeiseleistungen in Abhängigkeit der einzelnen EEA und den Spannungsgrenzen nach DIN 50160 dargestellt. Es wird ersichtlich, dass die Erhöhung der maximalen Einspeiseleistung in den Szenarien b) und g) allein auf die PVA Carshelter zurückzuführen ist. Dies ist dadurch begründet, dass die PVA Carshelter sowie die Bleibatterie über dieselbe Anschlussleitung mit der NS-Schiene verbunden sind. Sofern die Bleibatterie gesteuert geladen wird und ihre maximale Ladeleistung zum Zeitpunkt maximaler Einspeiseleistung zur Verfügung steht, wird die gemeinsame Anschlussleistung entlastet und eine weitere Steigerung der Einspeiseleistung ermöglicht.

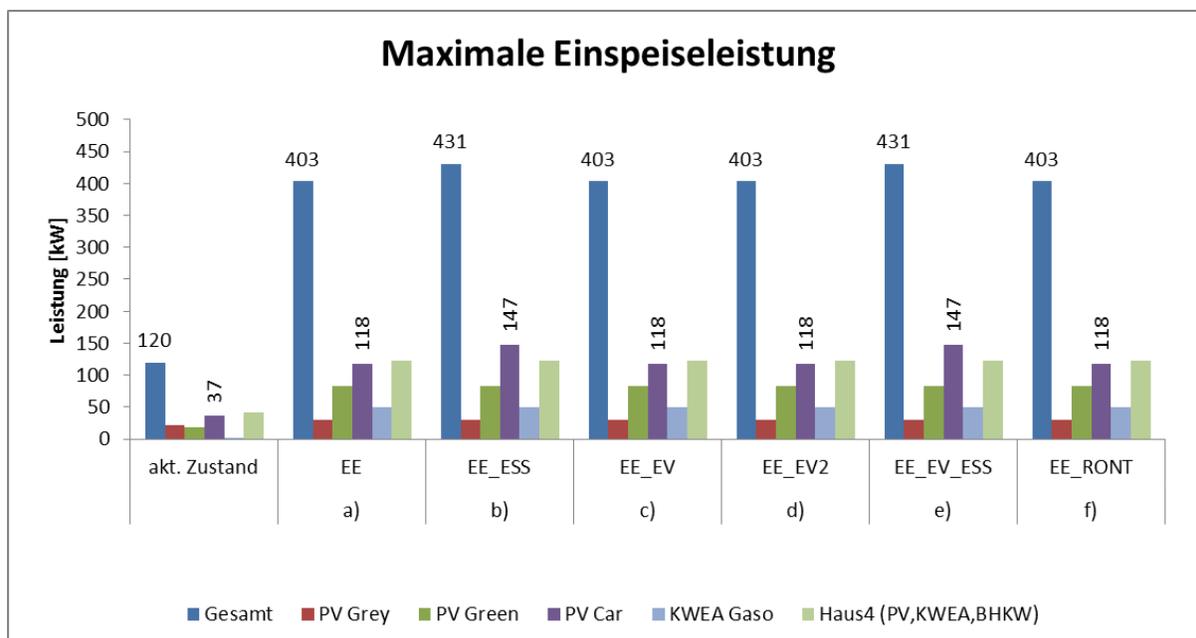


Abbildung 51: Maximale Einspeiseleistung der einzelnen EEA nach DIN 50160

In Abbildung 52 ist das Spannungsniveau der einzelnen Netzverknüpfungspunkte sowie die Spannungsgrenze nach VDE-AR-N 4105 abgebildet. Es zeigt sich, dass bereits im aktuellen Ausbauzustand die Spannungsgrenze nach VDE-AR-N 4105 am Anschlusspunkt der PVA (Haus 4) überschritten wird. Wie bereits erwähnt, sind die Spannungsgrenzen nach DIN 50160 (1,1 bis 0,9 p.u.) maßgebend. Dementsprechend besteht noch eine deutliche Reserve hinsichtlich einer Steigerung der Einspeiseleistung durch EEA. So zeigt sich auch im Szenario EE (Szenario a)), dass die Spannungsgrenzen lediglich an der PVA (Haus 4) und an der KWEA 2 auf dem Gasometer erreicht werden. Die Spannungsniveaus in den Szenarien b) – e) ähneln stark dem Spannungsniveau aus Szenario a) und sind aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht mit abgebildet. Das Spannungsniveau des Szenarios f), bei dem ein RONT berücksichtigt wurde, entspricht einer Parallelverschiebung des Verlaufs von Szenarios a) in Richtung niedrigerer Spannungen.

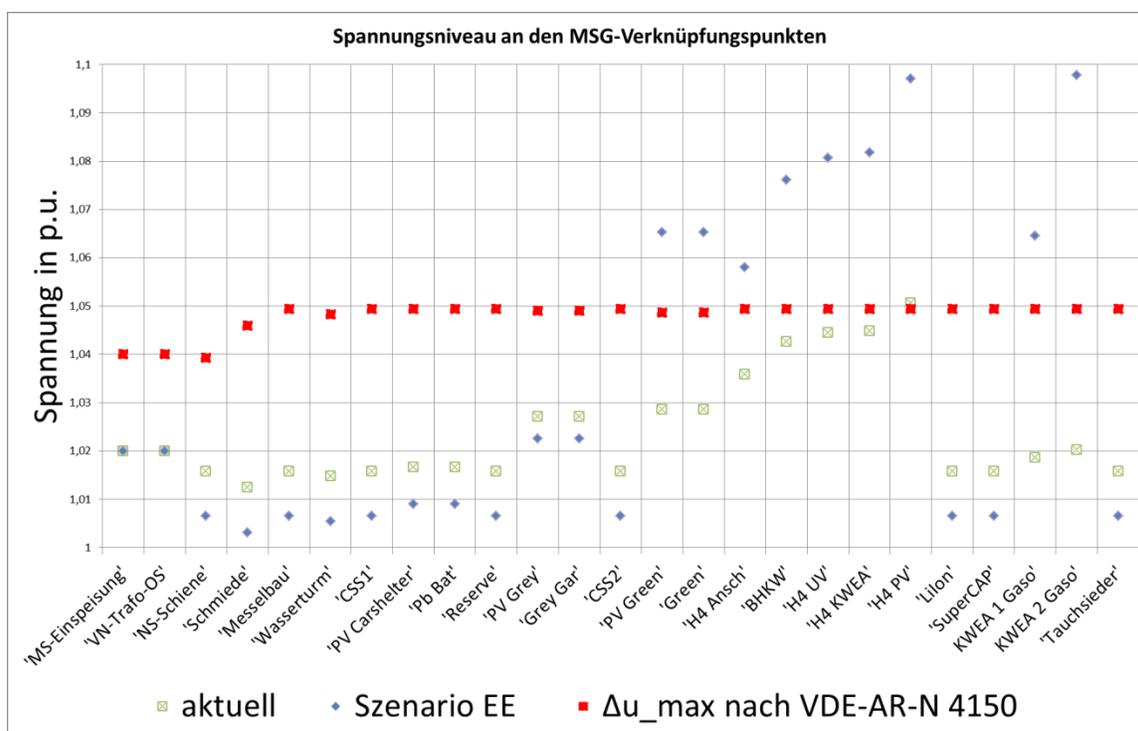


Abbildung 52: Spannungsniveau an den Netzverknüpfungspunkten bei Steigerung der Einspeiseleistung durch EEA

In Abbildung 53 sind die prozentualen Leitungsauslastungen im aktuellen Zustand sowie des Szenarios a) (Szenario EE) abgebildet. Wie bereits erläutert stellen die Anschlussleitungen der

EEA bei einer Steigerung der Einspeiseleistung den begrenzenden Faktor dar. Dies wird anhand der Abbildung nochmals deutlich. Im Falle der PVA (Haus 4) und der KWEA 2 (Gasometer) werden Spannungsgrenzen und Betriebsmittelbelastung in etwa bei der gleichen Einspeiseleistung erreicht. Bei der KWEA 2 stellt das Anschlusskabel zwischen NS-Schiene und KWEA 1 den begrenzenden Faktor dar. Bei der PVA (Haus 4) ist es das Anschlusskabel zwischen NS-Schiene und Anschlusspunkt von Haus 4. Dies ist durch die Netztopologie begründet (siehe Abbildung 49).

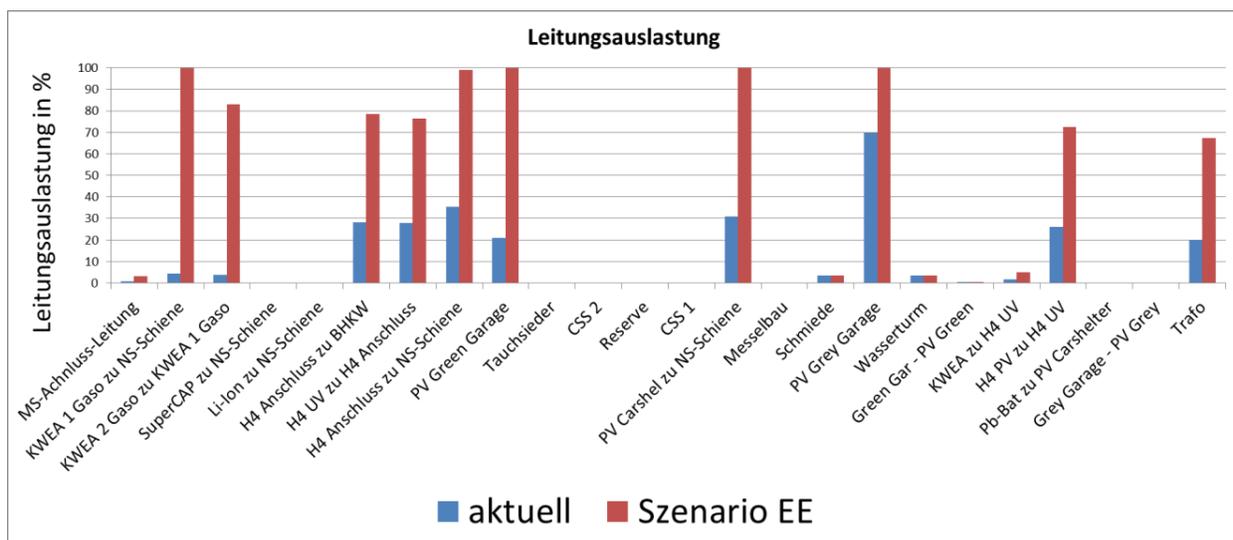


Abbildung 53: Prozentuale Leitungsauslastung sämtlicher Leitungen im MSG (Schwachlastfall)

8.7.5.2 Maximale Ladeleistung durch EV

Die Leitungs- und Trafoauslastungen in Abbildung 54 zeigen, dass im Referenzszenario EV die Trafoauslastung bei 100 % liegt und damit die Ladeleitung begrenzt. Anhand der hohen Leitungsauslastungen der CSS1 (100 %) und der CSS2 (96 %) wird jedoch ersichtlich, dass eine Entlastung des Transformators oder der Austausch durch einen Transformator höherer Nennscheinleistung lediglich eine geringfügige Steigerung der Ladeleistungen zulässt.

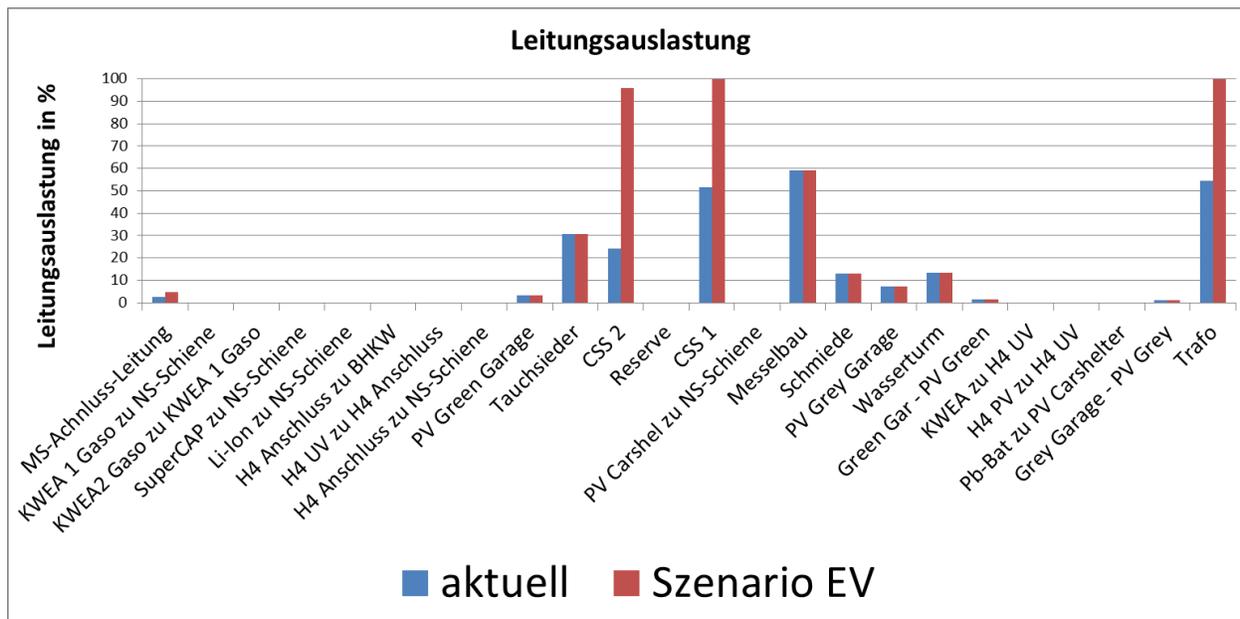


Abbildung 54: Prozentuale Leitungsauslastung sämtlicher Leitungen im MSG (Starklastfall)

In Abbildung 55 sind die Spannungsniveaus für den aktuellen Ladelastfall und für das Basisszenario g) (Szenario EV) dargestellt. Es wird ersichtlich, dass sich sämtliche Spannungen im MSG im zulässigen Spannungsband nach DIN 50160 befinden. Auffallend ist, dass sich die Spannung an CSS1 bei einer Steigerung der Ladeleistung kaum verändert. Bei der CSS2 ist hingegen ein deutliches Abfallen der Spannung ersichtlich. Dies ist durch die sehr unterschiedlichen Leitungslängen begründet. CSS1 befindet sich direkt neben der Grey Garage, in der sich die NSHV befindet. Zwischen CSS2 und NSHV befindet sich das Gebäude Messelbau, was eine deutlich längere Leitungsführung bedingt.

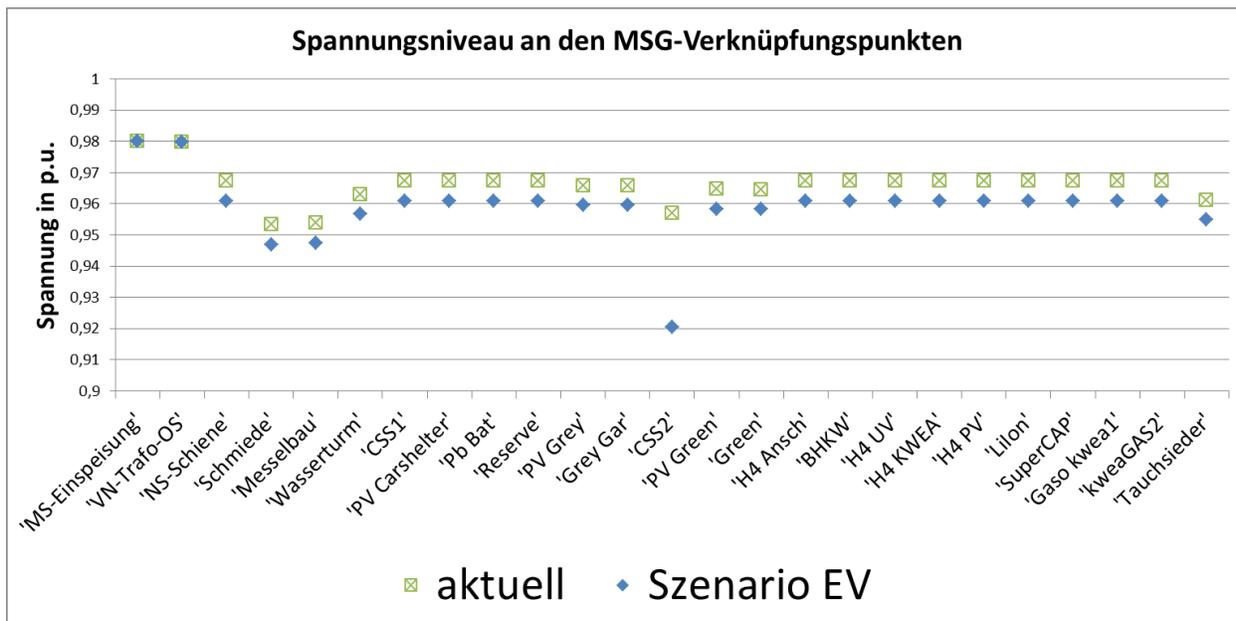


Abbildung 55: Spannungsniveau an den Netzverknüpfungspunkten bei Steigerung der Ladeleistung durch EV

8.8 Thermische Fahrzeugvorkonditionierung von Elektrofahrzeugen

8.8.1 Messtechnische Untersuchungen an einem Elektrofahrzeug

Aufgrund des komplexen Aufbaus der FGZ ist eine Modellierung der FGZ auf rein theoretischen Annahmen des Schichtaufbaus der Umschließungsflächen sowie zusätzlicher thermischer Fahrzeugmassen (Sitze, Armaturen etc.) nicht zielführend, da das thermische Verhalten der FGZ im Simulationsmodell so realitätsnah wie möglich abgebildet werden muss, um verlässliche Ergebnisse zu erhalten. Aus diesem Grund wurden Messungen an einem Elektrofahrzeug durchgeführt, die Aufschluss über das thermische Verhalten der FGZ, sowohl im stationären Zustand als auch während der Aufheiz- und Abkühlvorgänge, geben sollten.

Bei den Messungen wurden zwei Ziele verfolgt, die nachfolgend kurz erläutert werden.

1. Bestimmung der spezifischen Wärmeverluste der FGZ in W/K. Diese werden auch als Wärmedurchgangszahl der FGZ bezeichnet. Die Wärmedurchgangszahl sagt aus, welcher Gesamtwärmestrom sich zwischen FGZ und Umgebung in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz im stationären Zustand einstellt. Um die Wärmedurchgangszahl messtechnisch zu bestimmen, muss der FGZ eine definierte Wärmeleistung zugeführt werden, sodass deren Innentemperatur stetig ansteigt, bis sich ein stationärer Zustand einstellt.

Im stationären Zustand, das heißt bei einer gleichbleibenden Wärmezufuhr und einer konstanten Innen- sowie Umgebungstemperatur, entspricht die Wärmezufuhr den Wärmeverlusten [45]. Um die Aufheizung der FGZ auf eine möglichst hohe Temperaturdifferenz zwischen FGZ und Umgebung zu realisieren wurde ein separater Heizlüfter als Wärmequelle genutzt.

2. Aufschlüsse über die thermische Speicherfähigkeit der FGZ. Die thermische Speicherfähigkeit beeinflusst maßgeblich das Verhalten der FGZ während der Aufheiz- und Abkühlvorgänge. Das heißt, neben der Erwärmung der Innenluft müssen zu Fahrbeginn bzw. zu Beginn der VK sämtliche thermisch wirksamen Fahrzeugmassen aufgeheizt werden, was einen zusätzlichen Energieaufwand bedeutet. Rückschlüsse auf die thermische Speicherfähigkeit können anhand einer Aufheiz- oder Abkühlkennlinie, welche die wirksame thermische Speicherfähigkeit widerspiegeln, gezogen werden.

Für die Messungen stand ein Nissan Leaf zur Verfügung. In Abbildung 56 ist der prinzipielle Messaufbau abgebildet. In Abbildung 57 ist die Anordnung der Temperatursensoren sowie des Heizlüfters dargestellt. Insgesamt standen 9 Temperatursensoren (PT100) zur Verfügung. Davon wurden 7 zur Bestimmung der Temperatur in der FGZ und 2 zur Bestimmung der Umgebungstemperatur genutzt. Die Wärmezufuhr, das heißt das Aufheizen der FGZ wurde mit einem Heizlüfter (800-2000W) realisiert. Die Aufzeichnung der Temperaturen erfolgte mittels Datenlogger in Kombination eines Laptops. Da die elektrische Leistungsaufnahme des Heizlüfters dessen abgegebener Wärmeleistung entspricht, konnte die Wärmezufuhr über



Abbildung 56: Messaufbau

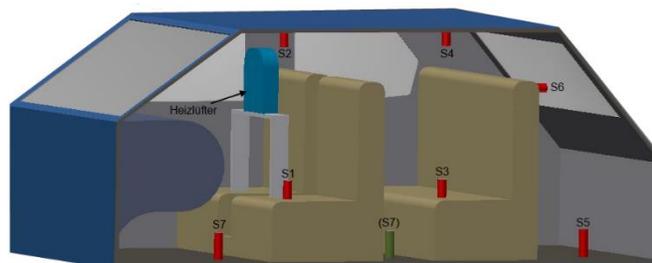


Abbildung 57: Anordnung der Temperatursensoren und des Heizlüfters

ein elektrisches Leistungsmessgerät bestimmt werden.

Am Ende des Aufheizvorganges, bei dem die Temperaturen in der FGZ näherungsweise konstant blieben (stationärer Zustand), betrug die elektrische Leistungsaufnahme des Heizlüfters etwa 1050 W, die mittlere Temperatur in der FGZ etwa 57 °C und die Umgebungstemperatur 29 °C. Damit hat sich eine Wärmedurchgangszahl der FGZ von 37,5 W/K ergeben ($1050 \text{ W}/(57-29)\text{K} = 37,5 \text{ W/K}$). Am Ende des Aufheizvorganges wurde die Abkühlkennlinie der FGZ aufgenommen. Die Einbindung der Wärmedurchgangszahl der FGZ sowie der Verlauf der Abkühlkennlinie in das Simulationsmodell werden im nachfolgenden Abschnitt erläutert.

8.8.2 Modellbildung

In Abbildung 58 ist der vereinfachte Aufbau der FGZ wie er in TRNSYS umgesetzt wurde dargestellt. Der vorläufige Schichtaufbau der einzelnen Flächenelemente wurde auf Basis von Literaturwerten, Explosionszeichnungen und eigenen Beobachtungen abgeschätzt. Im Anschluss wurde der Schichtaufbau der einzelnen Flächenelemente an die Messergebnisse angepasst. Das heißt, einzelne Schichtstärken wurden so verändert, dass die rechnerisch ermittelte Wärmedurchgangszahl der messtechnisch ermittelten Wärmedurchgangszahl entspricht. Die wirksame thermische Speicherfähigkeit der FGZ wurde berücksichtigt, indem die Wärmekapazität im Modell iterativ

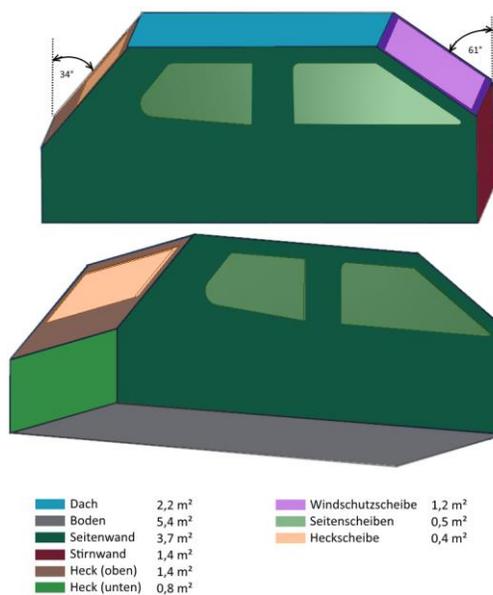


Abbildung 58: Vereinfachter Aufbau der FGZ¹²

erhöht wurde, bis der Abkühlverlauf im Simulationsmodell dem gemessenen Abkühlverlauf entsprach. Im Simulationsmodell wurden dafür die gleichen Randbedingungen vorgegeben, die während der Messungen vorlagen. Neben dem Modell der FGZ wurde im Simulationsmodell ein Heiz- und Kühlsystem implementiert. Das Heiz- und Kühlsystem wurde auf Basis einer zusätzli-

¹² Die Flächenangaben beziehen sich auf die Abmessungen des Nissan Leaf

chen Bibliothek (TESS Library) modelliert, welche Komponenten aus dem Bereich HVAC (eng. Heating, Ventilation and Air Conditioning) beinhaltet.

Das Simulationsmodell ermöglicht in Abhängigkeit wählbarer Parameter das thermische Verhalten der FGZ während der Standphase, der VK und des Fahrbetriebes zu beurteilen und die erforderlichen Energiemengen für die VK und den Fahrbetrieb durch die Fahrzeugklimatisierung zu ermitteln, wodurch eine Reichweitenermittlung ermöglicht wird.

8.8.3 Definition der Randbedingungen

Um das Potential einer VK bewerten zu können, wurden bewusst Szenarien definiert, die einen ungünstigen Fall widerspiegeln. Im Winterbetrieb wird davon ausgegangen, dass das Fahrzeug über Nacht unter offenem Himmel steht und die VK in den frühen Morgenstunden stattfindet. Somit ist das Fahrzeug zu Beginn der VK näherungsweise auf Umgebungstemperatur abgekühlt. Die Globalstrahlung wird erst zu Fahrbeginn berücksichtigt und wurde auf 125 W/m^2 festgelegt. Dies entspricht der durchschnittlichen Globalstrahlung für den Zeitraum vom 1. Oktober bis 30. April zwischen 6 und 18 Uhr für den Standort Berlin [46]. Im Sommerbetrieb wird ebenfalls eine längere Standphase berücksichtigt, sodass das Fahrzeug zu Beginn der VK durch die solare Einstrahlung stark aufgeheizt ist. Im Gegensatz zum Winterbetrieb, bei dem die Globalstrahlung nicht so großen Schwankungen unterlegen ist, wurde für den Sommerbetrieb die Globalstrahlung variiert, um ein breiteres Spektrum realistischer Szenarien abzudecken und beurteilen zu können. Als maximale Globalstrahlung wurde 850 W/m^2 angenommen. Dies entspricht näherungsweise der berechneten Globalstrahlung nach DIN 4710, welcher an einen wolkenlosen Tag am 23. Juli um 12 Uhr bei einem Breitengrad von 50° N auf die horizontale Ebene trifft (Berlin befindet sich auf 52° N). Der Reichweitengewinn wurde auf Basis des NEFZ¹³ und den Verbrauchsangaben des Nissan Leaf ermittelt.

¹³ Neuer Europäischer Fahrzyklus

In Tabelle 19 sind die beschriebenen Randbedingungen zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 19: Übersicht der Simulationsrandbedingungen

	Außentemperatur	COP WP/KKA ¹⁴	Globalstrahlung (W/m ²)	Dir. Strahlung (W/m ²)	Diff. Strahlung (W/m ²)	Standphase (Std.)
Winterbetrieb	Min: -14 °C Max: +14 °C	2,5	125	50	75	10
Sommerbetrieb	Min: 21 °C Max: 33 °C	2,5	400-850	328-700	72-150	5

8.8.4 Ergebnisse Winterbetrieb

Neben einer möglichen Reichweiterehöhung wird der thermische Komfort zu Fahrbeginn durch eine VK erhöht. In Abbildung 59 ist die Zeit, die benötigt wird, bis die Solltemperatur ohne vorherige VK in der FGZ erreicht wurde, in Abhängigkeit der Außentemperatur abgebildet. Es zeigt sich, dass es nach Fahrbeginn und reinem Außenluftbetrieb bei einer Außentemperatur von -14 °C etwa

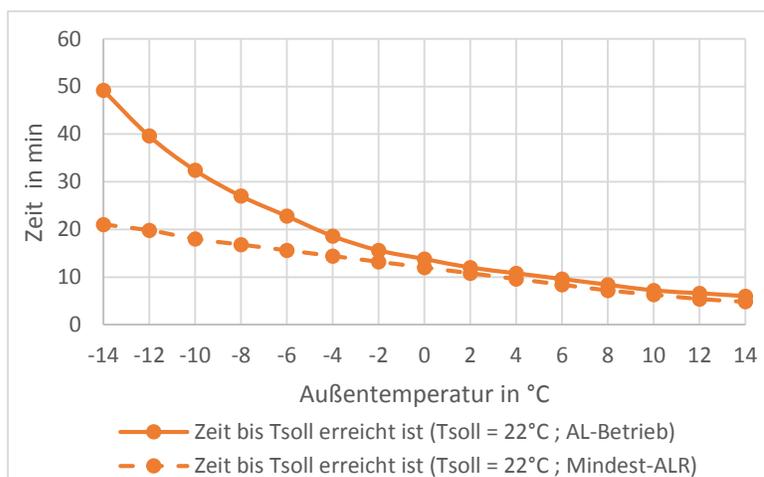


Abbildung 59: Zeitdauer bis zum Erreichen der Solltemperatur in der FGZ ohne VK

50 Minuten dauert, bis die Solltemperatur in der FGZ erreicht wurde. Mit zunehmender Außentemperatur verringert sich die Zeit bis zum Erreichen der Solltemperatur entsprechend. Berücksichtigt man im Fahrbetrieb lediglich eine Mindestaußenluftfrate von 0,9 kg/min¹⁵ pro Fahrzeuginsassen, beträgt die maximale Zeitdauer bis zum Erreichen der Solltemperatur lediglich noch gut 20 Minuten.

¹⁴ Coefficient of performance (COP) der Wärmepumpe (WP) bzw. Kompressionskälteanlage (KKA)

¹⁵ Entspricht der Außenluftfrate die erforderlich ist um eine mittlere Raumluftqualität sicherzustellen [50]

In Abbildung 60 (PTC-Heizung¹⁶) und Abbildung 61 (Wärmepumpen-Heizung) sind die Reichweitengewinne und zusätzlichen Energieverbräuche für eine VK-Dauer von 20 Minuten und 145 Minuten in Abhängigkeit der Außentemperatur dargestellt. Eine VK-Dauer von 20 Minuten hat sich als stets ausreichend herausgestellt, um die Solltemperatur in der FGZ zu erreichen und unterscheidet sich damit deutlich von den Zeitdauern aus Abbildung 59. Dies liegt zum einen daran, dass die VK im Umluftbetrieb stattfindet und zum anderen an dem höheren Wärmeübergangswiderstand der Umgebungsflächen in der Standphase. Beides führt zu einem geringeren Heizleistungsbedarf, wodurch sich die Aufheizdauer verglichen mit dem Fahrbetrieb verkürzt. Eine VK-Dauer von 145 Minuten hat sich als sinnvolle maximale Vorkonditionierungsdauer herausgestellt, in der sämtliche instationären Wärmeflüsse näherungsweise zum Erliegen kommen und somit die Fahrzeugmassen vollständig thermisch „aufgeladen“ sind.

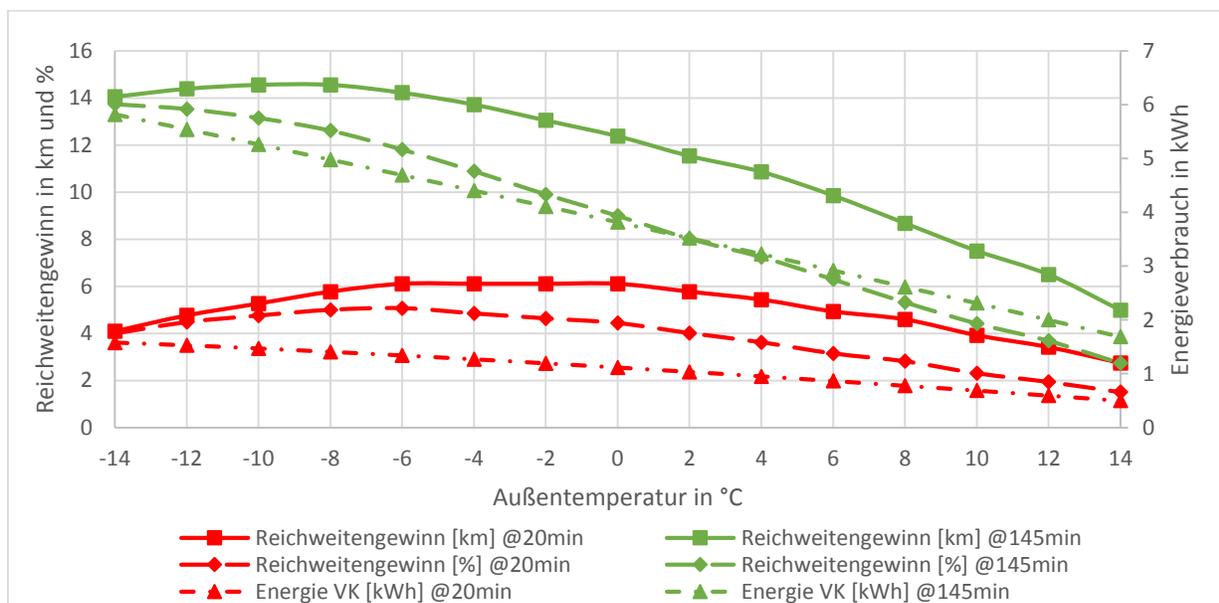


Abbildung 60: Reichweitengewinn und Energieverbrauch einer PTC-Heizung und einer Solltemperatur von 22 °C in Abhängigkeit der Außentemperatur (Außenluftbetrieb)

¹⁶ Reine Elektroheizung bei der die elektrische Leistungsaufnahme näherungsweise 1:1 als Wärmeleistung abgegeben wird. (PTC – Positive Temperature Coefficient)

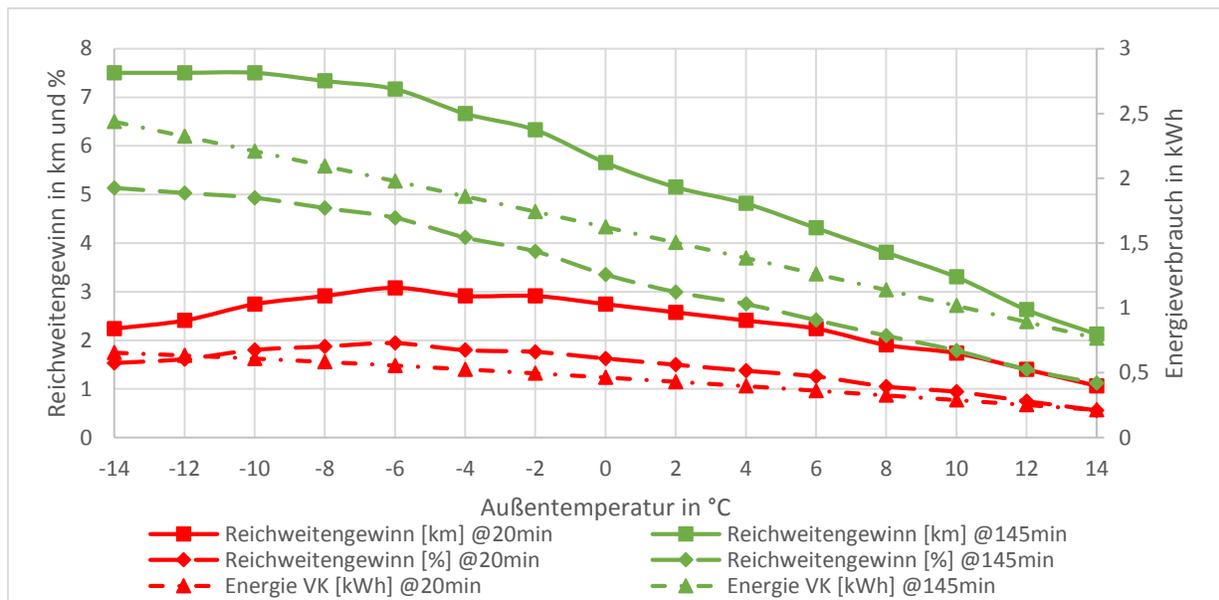


Abbildung 61: Reichweitengewinn und Energieverbrauch einer WP-Heizung und einer Solltemperatur von 22 °C in Abhängigkeit der Außentemperatur (Außenluftbetrieb)

Den Abbildungen lässt sich entnehmen, dass der Reichweitengewinn zunächst in Abhängigkeit der Außentemperatur ansteigt und sich in der Folge wieder verringert. Dies erscheint zunächst nicht plausibel, da zu erwarten ist, dass sich der Reichweitengewinn mit zunehmender Außentemperatur verringert. Wie bereits aus Abbildung 59 hervorging, ist die Zeitdauer bis zum Erreichen der Solltemperatur im Außenluftbetrieb ohne VK speziell bei tiefen Temperaturen sehr lang. Dies führt auch ohne eine VK zu einer Energieeinsparung im Fahrbetrieb, da die Transmissionswärmeverluste (speziell der Fensterflächen) zu Beginn der Fahrt geringer ausfallen. Diese „ungewollte“ Energieeinsparung führt wie eine VK ebenfalls zu einem Reichweitengewinn. Je länger es dauert bis die Solltemperatur in der FGZ erreicht wurde, desto höher fällt die Energieeinsparung durch geringere Transmissionswärmeverluste aus. Das heißt, das Potential der VK zur Reichweitenerhöhung wird in dem Fall reduziert, wodurch sich die Kennlinienverläufe in Abbildung 60 und Abbildung 61 erklären lassen.

Davon abgesehen lässt sich den Abbildungen ein maximaler Reichweitengewinn von etwa 14 km bei einer PTC-Heizung und etwa 7,5 km bei einer WP-Heizung entnehmen. Je höher die Außentemperatur, desto geringer fällt der Reichweitengewinn entsprechend aus. Es wird jedoch auch deutlich, dass sich bereits bei einer VK-Dauer von 20 Minuten ein Reichweitengewinn von bis zu 6 km bei der PTC-Heizung und bis zu 3 km bei einer WP-Heizung erreichen lässt. Somit führt eine VK mit dem Ziel der Komforterrhöhung zu Fahrbeginn ebenfalls zu einem verhältnis-

mäßig hohen Reichweitengewinn. Berücksichtigt man die zusätzlichen Energieverbräuche durch eine VK, wird deutlich, dass eine VK-Dauer von 145 Minuten bei tiefen Temperaturen einen entsprechend hohen Energieaufwand erfordert. Der spezifische Reichweitengewinn, das heißt der Reichweitengewinn in Abhängigkeit der zusätzlich aufgewendeten Energie (km/kWh), ist bei einer VK-Dauer höher als bei einer VK-Dauer von 145 Minuten und dementsprechend effizienter.

8.8.5 Ergebnisse Sommerbetrieb

Genau wie beim Winterbetrieb ist neben einem Reichweitengewinn, die Komforthöhung im Sommerbetrieb durch eine VK von Bedeutung. In Abbildung 62 ist die Zeit, die benötigt wird, bis die Solltemperatur ohne vorherige VK in der FGZ erreicht wurde, in Abhängigkeit der Außentemperatur für verschiedene Globalstrahlungen abgebildet. Des Weiteren sind die Temperaturen zu Fahrbeginn (T_0) bei 21 °C, 27 °C und 33 °C eingetragen. Durch die Standphase von 5 Stunden und die daraus resultierende Aufheizung der FGZ sind diese entsprechend höher als die Umgebungstemperatur. Ähnlich wie im Winterbetrieb kann es bei extremen Wetterbedingungen auch im Sommerbetrieb fast eine Stunde dauern bis die Solltemperatur in der FGZ erreicht wird.

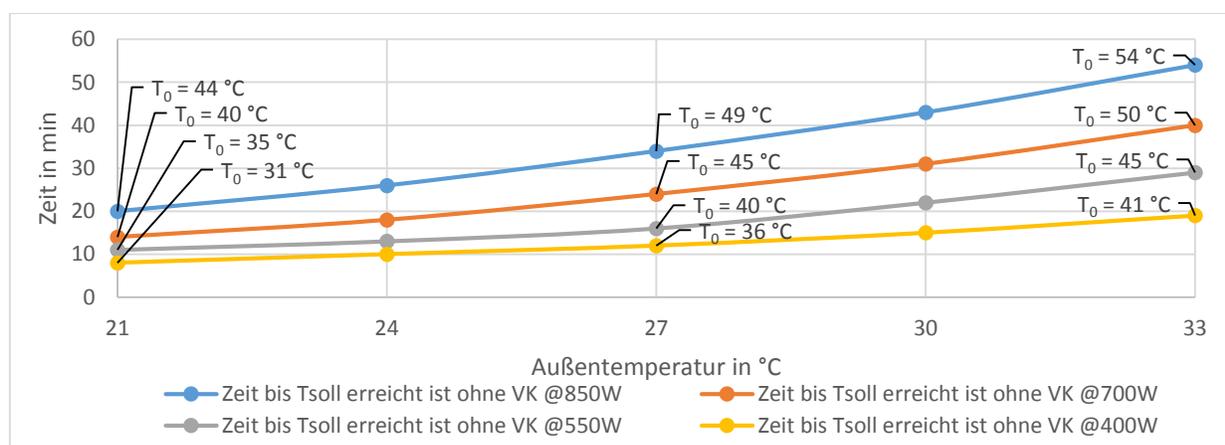


Abbildung 62: Zeitdauer bis zum Erreichen der Solltemperatur in der FGZ, ohne vorherige Vorkonditionierung, in Abhängigkeit der Außentemperatur und der Globalstrahlung

Bei extremen Umgebungsbedingungen, das heißt einer Außentemperatur von 33 °C und einer Globalstrahlung von 850 W, beträgt der maximale Reichweitengewinn etwa 7,5 km (5 %). Das Potential einer VK zur Reichweitenerhöhung ist demnach auch im Sommer vorhanden. Um die

Ergebnisse in einem überschaubaren Rahmen zu halten und den Simulationsaufwand zu reduzieren, wurden für die weitere Betrachtung moderate sommerliche Umgebungsbedingungen definiert, die nach eigener Einschätzung als typisch für den sommerlichen Betrieb einer Fahrzeugklimatisierung angesehen werden können. Als moderate Umgebungsbedingungen wurde ein Temperaturbereich von 21-27 °C sowie eine Globalstrahlung von 400-700 W/m² als sinnvoll erachtet.

In den nachfolgenden Abbildungen sind die Reichweitengewinne und der Energieverbrauch für eine Globalstrahlung von 400 W/m² und 700 W/m² in Abhängigkeit der Außentemperatur (21-27 °C) abgebildet. Abbildung 63 berücksichtigt dabei eine VK-Dauer von 145 Minuten und Abbildung 64 eine VK-Dauer von 20 Minuten. Anhand dieser Darstellungsweise lassen sich die Ergebnisse und das Potential der VK für die als moderate Umgebungsbedingungen definierten klimatischen Bedingungen leicht zusammenfassen.

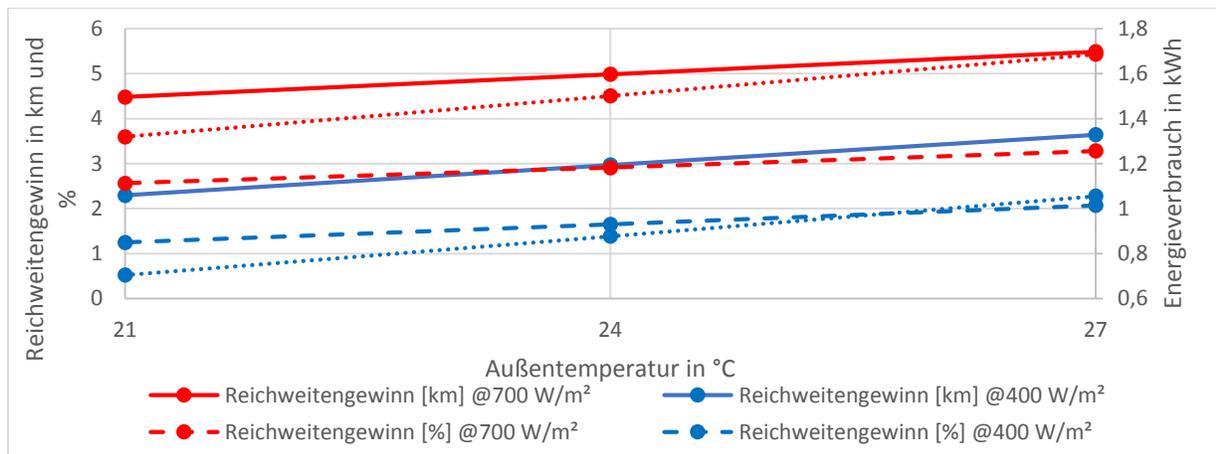


Abbildung 63: Reichweitengewinn und Energieverbrauch für verschiedene Globalstrahlungen bei einer VK-Dauer von 145 Minuten in Abhängigkeit der Außentemperatur (Außenluftbetrieb)

Bei einer VK-Dauer von 145 Minuten, einer Außentemperatur von 21 °C und einer Globalstrahlung von 400 W/m² beträgt der Reichweitengewinn etwa 2,3 km (1,2 %). Bei einer Außentemperatur von 27 °C und einer Globalstrahlung von 700 W/m² beträgt der Reichweitengewinn etwa 5,5 km (3,3 %). Das heißt, der Reichweitengewinn für Temperaturbereiche von 21 - 27 °C und einer Globalstrahlung von 400 - 700 W/m² liegt bei 2,3 - 5,5 km bzw. 1,2 % - 3,3 %. Der zusätzliche Energieverbrauch für die VK variiert dabei von 0,7 - 1,7 kWh.

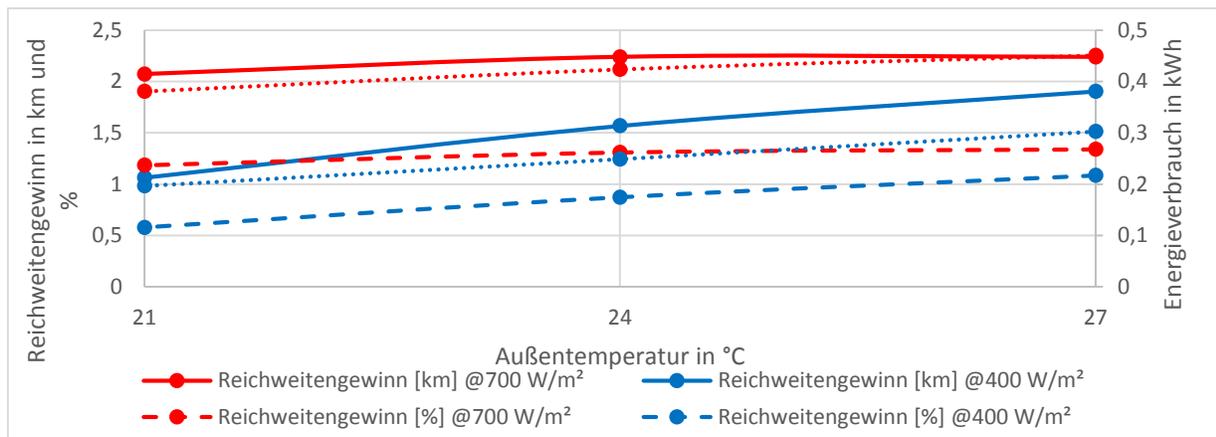


Abbildung 64: Reichweitengewinn und Energieverbrauch für verschiedene Globalstrahlungen bei einer VK-Dauer von 20 Minuten in Abhängigkeit der Außentemperatur (Außenluftbetrieb)

Bei einer VK-Dauer von 20 Minuten beträgt der Reichweitengewinn lediglich 1,1 - 2,2 km bzw. 0,6 - 1,3 %. Auffallend ist, dass sich bei einer VK-Dauer von 20 Minuten und einer Globalstrahlung von 700 W/m² der Reichweitengewinn im Außentemperaturbereich von 21 - 27 °C kaum erhöht. Bei einer Globalstrahlung von 400 W/m² ist dagegen eine Steigerung des Reichweitengewinns in Abhängigkeit der Außentemperatur zu erkennen und entspricht in etwa dem Verlauf, der bei einer VK-Dauer von 145 Minuten zu sehen und zu erwarten war. Der Grund hierfür ist in der deutlich stärker aufgeheizten FGZ bei einer Globalstrahlung von 700 W/m² verglichen mit 400 W/m² während der Standphase zu sehen. Wie bereits anhand Abbildung 62 ersichtlich, beträgt die Zeit bis zum Erreichen der Solltemperatur bei einer Globalstrahlung von 700 W/m² im Temperaturbereich von 21 - 27 °C etwa 14 - 24 Minuten. Bei einer Globalstrahlung von 400 W/m² im selben Temperaturbereich hingegen lediglich etwa 8 - 12 Minuten. Dieser Umstand führt auch ohne VK zu einer „ungewollten“ Energieeinsparung zu Beginn der Fahrt, wie es bereits in ähnlicher Weise beim Winterbetrieb diskutiert wurde und erklärt diesen Verlauf.

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN nicht vorgesehen	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Abschlussbericht
3. Titel Micro Smart Grid EUREF	
4. Autor(en) [Firma: Name(n), Vorname(n)] Innovationszentrum für Mobilität und gesellschaftlichen Wandel (InnoZ) GmbH: Balint, Christian; Ludwig, Maximilian; Wutz, Sarah Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG: Demmig, Robert Reiner Lemoine Institut gGmbH: Arnhold, Oliver; Möhrke, Fabian; Nerling, Jannes; Pieniak, Norman; Schaller, Florian; Wanitschke, Alexander Schneider Electric GmbH: Sigulla, Johannes Stromnetz Berlin GmbH: Oberländer, Jens Technische Universität Berlin / DAI-Labor: Freund, Daniel; Geithner, Thomas Technische Universität Berlin / SENSE: Raab, Andreas F. TU-Campus EUREF gGmbH: Engels, Franziska; Münch, Anna	5. Abschlussdatum des Vorhabens 30.06.2016
	6. Veröffentlichungsdatum nicht vorgesehen
	7. Form der Publikation nicht vorgesehen
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Innovationszentrum für Mobilität und gesellschaftlichen Wandel (InnoZ) GmbH Torgauer Str. 12-15 10829 Berlin NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG An der Spandauer Brücke 10 10178 Berlin Reiner Lemoine Institut gGmbH Ostendstraße 25 12459 Berlin Schneider Electric GmbH Torgauer Straße 12-15 EUREF-Campus/Haus 12-13 10829 Berlin Stromnetz Berlin GmbH Puschkinallee 52 12435 Berlin	9. Ber. Nr. Durchführende Institution
	10. Förderkennzeichen 16SBB016A 16SBB016G 16SBB016D 16SBB016I 16SBB016C 16SBB016E 16SBB016H

<p>Technische Universität Berlin / DAI-Labor Fakultät IV für Elektrotechnik und Informatik Sekretariat TEL 14 Ernst-Reuter-Platz 7 D-10587 Berlin</p> <p>Technische Universität Berlin / SENSE Einsteinufer 11 (EMH-1) D-10587 Berlin Deutschland</p> <p>TU-Campus EUREF gGmbH Torgauer Str. 12-15 Haus 4, Erdgeschoss 10829 Berlin</p>	<p>11. Seitenzahl 176</p>
<p>12. Fördernde Institution (Name, Adresse)</p> <p>Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Scharnhorststr. 34-37 D-10115 Berlin</p>	<p>13. Literaturangaben 50</p> <p>14. Tabellen 19</p> <p>15. Abbildungen 64</p>
<p>16. Zusätzliche Angaben Abschlussbericht / für 2013, 2014, 2015 je einen Zwischenbericht</p>	
<p>17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) Vorhabensergebnis wird im Rahmen des internationalen Schaufensters der Elektromobilität Berlin-Brandenburg veröffentlicht</p>	
<p>18. Kurzfassung Im Rahmen des Projektes Micro Smart Grid EUREF stand die Integration der Integration von Elektromobilität in ein dezentrales Netz mit regenerativen Erzeugungsanlagen im Vordergrund. Dazu wurde zum einen auf Ergebnisse und Anlagen aus den vorangegangenen Projekten im Rahmen der Modelregion Elektromobilität, BeMobility und BeMobility 2.0, zurückgegriffen und sukzessive erweitert. Während des Projektes kam es zu Abweichungen zur ursprünglichen Planung zum Aufbau der Anlagen, sodass die Anlagen und Betriebsmittel in ein Bestandsgebäude integriert wurden. Während der Projektlaufzeit schieden die Partner Bombardier Transportation und Solon aus dem Projekt aus. Die geplanten Partnerbeiträge konnten dabei anderweitig trotzdem realisiert werden. So wurden innerhalb des Projektes ein Sloar-Carshelter mit Glas-Glas-Modulen aufgebaut, welcher DC gekoppelt eine Blei-Batterie versorgt. Darüber hinaus wurde der vorhandene Lithium-Ionen-Speicher um zwei weitere Stacks aufgestockt und ein Doppelschicht-kondensator zum Ausgleich kurzfristiger Lasten integriert. Des Weiteren wurden 2 Carsharingstationen mit insgesamt 36 Ladeplätzen aufgebaut und in die intelligente Steuerung des Micro Smart Grid, mit Hilfe einer SCADA, integriert. Die geplante Realisierung als Multisparten-Smart-Grid konnte hingegen nicht vollends umgesetzt werden, da die geplanten Anlagen (Elektrolyseur und Power-to-Heat Anlage) nicht realisiert werden konnten. Das Projekt wurde dabei in einer Vielzahl von Konferenzen und Vorträgen bekannt gemacht und zieht so bis heute internationale Gäste auf das Gelände. Darüber hinaus wurden die Forschungsergebnisse in einer Vielzahl von Veröffentlichungen dargestellt. Das im Projekt ausgebaute Micro Smart Grid bildet in der Zukunft den Nukleus für den Forschungscampus Mobility2Grid und steht so zur Untersuchung weiterer Forschungsfragen zur Verfügung. Darüber hinaus hat sich mit der inno2grid GmbH mittlerweile eine Betriebs- und Verwertungsgesellschaft gebildet, welche die gemachten Erfahrungen auf anderen Arealen zur Anwendungen bringen wird.</p>	
<p>19. Schlagwörter Micro Smart Grid, MSG, EUREF, Smart Grid, Elektromobilität</p>	
<p>20. Verlag nicht vorgesehen</p>	<p>21. Preis nicht vorgesehen</p>

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN unplanned	2. type of document (e.g. report, publication) final report
3. title Micro Smart Grid EUREF	
4. author(s) (Company: family name, first name(s)) Innovationszentrum für Mobilität und gesellschaftlichen Wandel (InnoZ) GmbH: Balint, Christian; Ludwig, Maximilian; Wutz, Sarah Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG: Demmig, Robert Reiner Lemoine Institut gGmbH: Arnhold, Oliver; Möhrke, Fabian; Nerling, Jannes; Pieniak, Norman; Schaller, Florian; Wanitschke, Alexander Schneider Electric GmbH: Sigulla, Johannes Stromnetz Berlin GmbH: Oberländer, Jens Technische Universität Berlin / DAI-Labor: Freund, Daniel; Geithner, Thomas Technische Universität Berlin / SENSE: Raab, Andreas F. TU-Campus EUREF gGmbH: Engels, Franziska; Münch, Anna	5. end of project 31.03.2016
	6. publication date Not planned
	7. form of publication Not planned
8. performing organization(s) (name, address) Innovationszentrum für Mobilität und gesellschaftlichen Wandel (InnoZ) GmbH Torgauer Str. 12-15 10829 Berlin NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG An der Spandauer Brücke 10 10178 Berlin Reiner Lemoine Institut gGmbH Ostendstraße 25 12459 Berlin Schneider Electric GmbH Torgauer Straße 12-15 EUREF-Campus/Haus 12-13 10829 Berlin Stromnetz Berlin GmbH Puschkinallee 52 12435 Berlin	9. originator's report no.
	10. reference no. 16SBB016A 16SBB016G 16SBB016D 16SBB016I 16SBB016C 16SBB016E 16SBB016H

<p>Technische Universität Berlin / DAI-Labor Fakultät IV für Elektrotechnik und Informatik Sekretariat TEL 14 Ernst-Reuter-Platz 7 D-10587 Berlin</p> <p>Technische Universität Berlin / SENSE Einsteinufer 11 (EMH-1) D-10587 Berlin Deutschland</p> <p>TU-Campus EUREF gGmbH Torgauer Str. 12-15 Haus 4, Erdgeschoss 10829 Berlin</p>	<p>11. no. of pages 179</p>
<p>12. sponsoring agency (name, address)</p> <p>Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Scharnhorststr. 34-37 D-10115 Berlin</p>	<p>13. no. of references 50</p> <p>14. no. of tables 19</p> <p>15. no. of figures 64</p>
<p>16. supplementary notes final report / status reports in 2013, 2014, 2015</p>	
<p>17. presented at (title, place, date) Projects results will be published in the international showcase for e-mobility</p>	
<p>18. abstract</p> <p>Im Rahmen des Projektes Micro Smart Grid EUREF stand die Integration der Integration von Elektromobilität in ein dezentrales Netz mit regenerativen Erzeugungsanlagen im Vordergrund. Dazu wurde zum einen auf Ergebnisse und Anlagen aus den vorangegangenen Projekten im Rahmen der Modelregion Elektromobilität, BeMobility und BeMobility 2.0, zurückgegriffen und sukzessive erweitert. Während des Projektes kam es zu Abweichungen zur ursprünglichen Planung zum Aufbau der Anlagen, sodass die Anlagen und Betriebsmittel in ein Bestandsgebäude integriert wurden. Während der Projektlaufzeit schieden die Partner Bombardier Transportation und Solon aus dem Projekt aus. Die geplanten Partnerbeiträge konnten dabei anderweitig trotzdem realisiert werden. So wurden innerhalb des Projektes ein Sloar-Carshelter mit Glas-Glas-Modulen aufgebaut, welcher DC gekoppelt eine Blei-Batterie versorgt. Darüber hinaus wurde der vorhandene Lithium-Ionen-Speicher um zwei weitere Stacks aufgestockt und ein Doppelschicht-kondensator zum Ausgleich kurzfristiger Lasten integriert. Des Weiteren wurden 2 Carsharingstationen mit insgesamt 36 Ladeplätzen aufgebaut und in die intelligente Steuerung des Micro Smart Grid, mit Hilfe einer SCADA, integriert. Die geplante Realisierung als Multisparten-Smart-Grid konnte hingegen nicht vollends umgesetzt werden, da die geplanten Anlagen (Elektrolyseur und Power-to-Heat Anlage) nicht realisiert werden konnten. Das Projekt wurde dabei in einer Vielzahl von Konferenzen und Vorträgen bekannt gemacht und zieht so bis heute internationale Gäste auf das Gelände. Darüber hinaus wurden die Forschungsergebnisse in einer Vielzahl von Veröffentlichungen dargestellt. Das im Projekt ausgebaute Micro Smart Grid bildet in der Zukunft den Nukleus für den Forschungscampus Mobility2Grid und steht so zur Untersuchung weiterer Forschungsfragen zur Verfügung. Darüber hinaus hat sich mit der inno2grid GmbH mittlerweile eine Betriebs- und Verwertungsgesellschaft gebildet, welche die gemachten Erfahrungen auf anderen Arealen zur Anwendungen bringen wird.</p>	
<p>19. keywords Micro Smart Grid, MSG, EUREF, Smart Grid, Integration of electro mobility, electro mobility</p>	
<p>20. publisher unplanned</p>	<p>21. price unplanned</p>