

Abschlussbericht

„Neue Mobilität im ländlichen Raum“

Zuwendungsempfänger	Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und angewandte Materialforschung IFAM Wiener Straße 12 28359 Bremen
Förderkennzeichen	03EM0400A
FhG Projektnummer	28-212.300
Vorhabenbezeichnung	Modellregion Bremen-Oldenburg Neue Mobilität im ländlichen Raum: Angewandte Elektromobilität - Technologiekonzepte – Mobilitätseffekte
Berichtszeitraum	01.10.2011 bis 31.06.2014
Berichtersteller	<i>Thorsten Müller</i> Tel.: 0421 5665 413, thorsten.mueller@ifam.fraunhofer.de <i>Dr. Jürgen Gabriel</i> Tel.: 0421 2246 7016, juergen.gabriel@ifam.fraunhofer.de <i>Marius Buchmann</i> Tel.: 0421 2246 7026, marius.buchmann@ifam.fraunhofer.de <i>Dr.-Ing. Gerald Rausch</i> Tel. 0421 2246 242, gerald.rausch@ifam.fraunhofer.de
Datum	15.12.2014

Gefördert durch: Bundesministerium für Verkehr und Infrastruktur BMVI


Dieser Bericht entstand im Rahmen des Projektes „Neue Mobilität im ländlichen Raum: Angewandte Elektromobilität – Technologiekonzepte – Mobilitätseffekte“ in der Modellregion Elektromobilität Bremen/Oldenburg. Das Projekt wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur gefördert. Die Programmkoordination verantwortet die NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie.

Gefördert durch:




Koordiniert durch:




Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Inhaltsverzeichnis

Abschnitt I: Kurzdarstellung	4
1 Aufgabenstellung	4
2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	4
3 Planung und Ablauf	6
4 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde	7
5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen	7
Abschnitt II: Eingehende Darstellung	8
1 Erzielte Ergebnisse im Einzelnen	8
1.1 Angewandte Elektromobilität	8
1.1.1 Koordination und Vernetzung	8
1.1.2 Flottenversuche	9
1.1.2.1 Erfassung von Fahrdaten	10
1.1.2.2 Datenqualität – Plausibilitätstest	12
1.1.2.3 Verbrauchsabschätzung	13
1.1.2.4 Lieferfahrzeuge	17
1.1.2.5 Fahrzeugbilanz	24
1.1.2.6 Gewerbliche Nutzung	27
1.1.3 Nutzerakzeptanz	27
1.1.3.1 Private Nutzer	28
1.1.3.2 Gewerbliche Nutzer	28
1.1.3.3 Allgemeine Öffentlichkeit	28
1.1.3.4 Zusammenfassung	29
1.2 Technologiekonzepte	30
1.2.1 Energiespeicher	31
1.2.2 Ladetechnologien/Infrastruktur	34
1.2.3 Fahrzeugkonzepte	37
1.2.4 Antrieb und Steuerung	38
1.2.5 Handlungsempfehlungen	38
1.3 Mobilitätseffekte – Energie- und Energieinfrastruktur	39
1.3.1 Die modellierten ländlichen Ortsnetze und der prognostizierte Flotteneinsatz	40

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

1.3.2	Erste Leitfrage: Anteil PV-Strom an Ladung der Elektrofahrzeuge	47
1.3.2.1	Gewerbenetz	47
1.3.2.2	Landwirtschaftsnetz	53
1.3.2.3	Stadtnetz	58
1.3.3	Zweite Leitfrage: Kostenersparnis durch intelligentes Laden.....	59
1.3.4	Dritte Leitfrage: Überlastung der Ortsnetzstationen	61
1.3.5	Schlussfolgerungen	68
1.4	Solarkatatscher und Jahresganglinien der PV-Stromerzeugung für beispielhafte Ortsnetze	70
1.4.1	Analyse des Solarpotenzials	73
1.4.1.1	Datengrundlage	73
1.4.1.2	Berechnung der Einstrahlungswerte	74
1.4.1.3	Kriterien zur Berechnung der Potenziale	75
1.4.1.4	Berechnung der Modulfläche	76
1.4.1.5	Ergebnisse der Berechnung	77
1.4.1.6	Ergebnisse der Solarpotenzialanalyse.....	78
1.4.2	Ermittlung der Erzeugungs-Ganglinien	80
1.4.3	Berechnung der PV-Leistung und Erträge	81
1.4.4	Ergebnisse und Szenarien	85
1.4.4.1	Bestandsanlagen	85
1.4.4.2	Szenarien	87
1.4.4.3	Szenario 1 – Pessimistisch.....	88
1.4.4.4	Szenario 2 – Durchschnittlich	90
1.4.4.5	Szenario 3 – Optimistisch	91
1.5	Literaturverzeichnis.....	93
2	Die wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	96
3	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	96
4	Voraussichtlicher Nutzen, Verwertbarkeit der Ergebnisse	97
5	Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	97
6	Veröffentlichungen der Ergebnisse	98

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Abschnitt I: Kurzdarstellung


1 Aufgabenstellung

Das übergeordnete Ziel des Projektes ist die Weiterentwicklung der Elektromobilität in der Region Bremen/Oldenburg, wobei drei Schwerpunkte verfolgt werden:

1. Angewandte Elektromobilität
Ausdehnung der Flottenversuche und Demonstration von Elektrofahrzeugen. Dabei kommen unterschiedliche Fahrzeuge und Fahrzeugtypen zum Einsatz. Adressiert wird gleichermaßen die private wie auch kommerzielle Nutzung von Elektrofahrzeugen. Dafür werden die im Rahmen von Vorläuferprojekten geschaffenen Strukturen genutzt werden. Es werden unterschiedliche Mobilitätsbedürfnisse abgedeckt, wobei ein Schwerpunkt auf Pendlerszenarien liegt. Das bedeutet das Ein- und Auspendeln aus dem ländlichen Raum in die Großstädte.
2. Technologiekonzepte
Weiterentwicklung und Definition von neuen technologischen Ansätzen im Zusammenhang mit gewonnenen Erfahrungen und Reaktionen bei der Abwicklung von Aktivitäten im Bereich Elektromobilität. Das beinhaltet gleichermaßen IKT Themen (Kommunikation und Interaktion Mensch/Fahrzeug, Fahrzeug/Fahrzeug, Fahrzeug/Umgebung, Fahrzeug/Infrastruktur, ...) wie auch konzeptionelle Fahrzeugentwicklungen (neue Aggregate des Antriebsstrangs, Konzeptfahrzeuge und Ladetechnologien).
3. Mobilitätseffekte
Die Evaluierung und Auswertung der Effekte, die Elektromobilität in ökologischer, ökonomischer, soziologischer und verkehrspolitischer Hinsicht mit sich bringt bzw. ermöglicht. Hier wird auf Daten und Erfahrungen der laufenden Flottenversuche bzw. der bis dato aufgelaufenen Datenbestände zurückgegriffen.

2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Mobilität und Verkehr sind Kennzeichen einer modernen Gesellschaft und wirtschaftlicher Prosperität und daher von je her ein überaus wichtiges Thema sowohl für den urbanen als auch den ländlichen Raum in und um die Region

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Bremen/Oldenburg. Mobilität ist zudem ein maßgeblicher Faktor für Wirtschaftswachstum und Beschäftigung.

Seit der Industrialisierung ist die Entwicklung des Verkehrs eng mit neuen Technologien verknüpft und wird auch weiterhin von ihnen abhängig sein, wobei im modernen Individualverkehr und insbesondere in der Automobilwirtschaft entscheidend sein wird, welche Antriebstechnik die fossilen Rohstoffe ersetzen wird.


Das Thema Elektromobilität wurde deshalb als strategisches Thema von der Bundesregierung identifiziert und ist Teil der aktuellen politischen Agenda. Es wird davon ausgegangen, dass

- der Markt für Elektromobilität sich zunächst aus regionalen Clustern heraus entwickeln wird,
- insbesondere der notwendige Aufbau einer Infrastruktur (z.B. für das Laden der Akkumulatoren und den Service der Fahrzeuge) in einem ersten Schritt nicht flächendeckend erfolgen kann,
- die heutigen Einsatzpotentiale von Elektro-Fahrzeugen einen Ersteinsatz vor allem in Ballungsräumen bzw. in bestimmten regionalen Clustern nahelegen und
- im Sinne einer Langfriststrategie die größten Verkehrsaufkommen und erschließbaren Kundenpotentiale in den Ballungsräumen liegen.

Aus den diesen Gründen wählte der Bund im Förderschwerpunkt „Förderprogramm Modellregionen Elektromobilität“ den Ansatz, Elektromobilität aus Modellregionen heraus zu entwickeln und genau diese Ebene gezielt zu fördern.

Die Gesamtkoordination aller Modellregionen erfolgt übergreifend durch eine Nationale Programmkoordination. Diese Aufgabe wurde von der NOW GmbH im Auftrag des BMVI wahrgenommen.

Auf Grund der Partnerwechsel im laufenden Projekt entstand der Bedarf, das Vorhaben zu verlängern. Die Projektpartner Deutsche Telekom AG (T-Systems) und AGT Group GmbH sind unabhängig voneinander aus dem laufenden Projekt ausgestiegen. Parallel dazu konnte B2M gewonnen werden, die Arbeitspakete zu übernehmen. Diese Umstrukturierung hatte zur Folge, dass inhaltliche Änderungen im Projektplan erfolgten und diese mit dem Zuwendungsgeber abgestimmt werden mussten. Einem Antrag auf kostenneutrale Verlängerung des Vorhabens bis zum 31.06.2014 wurde vom PTJ zugestimmt.

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

3 Planung und Ablauf

Das Projekt wurde mit Antrag vom 13.4.2011 beim Projektträger PTJ beantragt. Der Zuwendungsbescheid erfolgte am 13.12.2011.

Mit Antrag vom 11.12.2013 wurde eine Aufstockung und gleichzeitig Laufzeitverlängerung bis zum 30.6.2014 beantragt. Dem Antrag wurde entsprochen.

Der Kooperationsvertrag zwischen den beteiligten Partnern wurde am 6.7.2012 final unterzeichnet.

Am 01. September 2013 wurde das Bremer Energie Institut (BEI) des Vereins zur Förderung der wissenschaftlichen Forschung in der Freien Hansestadt Bremen e.V. (VFwF) in das Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM) als Organisationseinheit „Energiesystemanalyse“ im Geschäftsfeld „Energie und Umwelt“ integriert. Die Projektpartner und der Projektträger wurden entsprechend informiert. **Die Ergebnisse des Bremer Energie Instituts und des Fraunhofer IFAM werden in diesem Bericht zusammen dargestellt.**

Die Arbeitsplanung des Vorhabens umfasste die folgenden Arbeitspakete:

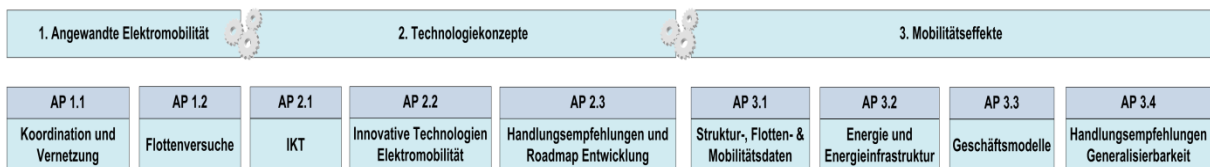


Abbildung 1: Projektstrukturplan

Gemäß Projektplanung waren BEI und IFAM an folgenden Arbeitspaketen beteiligt:


Arbeitspaket 1.1: Koordination und Vernetzung (IFAM)

Arbeitspaket 1.2: Flottenversuche (IFAM)

Arbeitspaket 2.2: Innovative Technologien Elektromobilität (IFAM)

Arbeitspaket 2.3: Handlungsempfehlungen und Roadmap Entwicklung (IFAM)

Arbeitspaket 3.2: Energie und Energieinfrastruktur (BEI)

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

4 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde


In einer ersten Phase von 2009 bis 2011 wurden in der Modellregion Elektromobilität Bremen/Oldenburg unterschiedliche Projekte vom Flottenversuch bis hin zu Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen durchgeführt. Diese Projekte fanden in vier thematischen Modulen statt. Diese Organisation hatte sich bewährt und gewährleistete eine effektive und transparente Organisation des Gesamtvorhabens.

Das in diesem Bericht beschriebene Projekt NeMoLand schließt hier nahtlos an mit der Erweiterung der Flottenversuche in den ländlichen Raum sowie der Entwicklung ausgewählter, relevanter Technologiestrategien.

5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Es wurde regelmäßig mit den Projektpartnern in der Region und hierbei insbesondere mit der Personal Mobility Center NordWest e.G. Informationen bezüglich des jeweiligen Projektfortschritts sowie der weiteren Tätigkeiten bezüglich der Elektromobilität ausgetauscht.

Des Weiteren wurde die regionale Projektleitstelle insbesondere bei der Öffentlichkeitsarbeit mit Personal und Fahrzeugen unterstützt.

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Abschnitt II: Eingehende Darstellung

1 Erzielte Ergebnisse im Einzelnen

Dies Verbundprojekt war in drei Arbeitspakete gegliedert:

1. Angewandte Elektromobilität
2. Technologiekonzepte
3. Mobilitätseffekte

1.1 Angewandte Elektromobilität

Ziel diese APs ist die Ausdehnung und Weiterführung der Flottenversuche und Demonstration von Elektrofahrzeugen. Dabei kommen unterschiedliche Fahrzeuge und Fahrzeugtypen zum Einsatz. Adressiert wird gleichermaßen die private wie auch kommerzielle Nutzung von Elektrofahrzeugen. Dafür werden die im Rahmen von Vorläuferprojekten geschaffenen Strukturen genutzt.

1.1.1 Koordination und Vernetzung


Das Fraunhofer IFAM hat als Konsortialführer die Projektkoordination verantwortlich durchgeführt. Dazu gehörten im Einzelnen:

- Steuerung der Projektaktivitäten
- Fortschrittskontrolle
- Durchführung von Projektpartner-Treffen

Es wurden regelmäßig Treffen aller Projektpartner durchgeführt; hierbei wurden die Fortschritte in den einzelnen Arbeitspaketen vorgestellt und diskutiert. Parallel dazu wurden von den Arbeitspaketleitern Strategiekreise durchgeführt. In Tabelle 1 sind die Termine der Treffen aufgeführt.

Tabelle 1: Partnertreffen

Datum	Thema	Ort
20. Januar 2012	Vorbereitung	CRIE
15. Februar 2012	Kick Off	IFAM
05. Juli 2012	Partnertreffen	IFAM
18. Oktober 2012	Partnertreffen	IFAM
31. Januar 2013	Partnertreffen	OFFIS
29. April 2013	Partnertreffen	H2O
15. August 2013	Partnertreffen	BIBA
26. November 2013	Partnertreffen	IFAM
07 März 2014	Abschlusstreffen	DFKI

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Während der Projektlaufzeit sind die Deutsche Telekom AG (T-Systems) und die AGT Group GmbH aus dem Projekt ausgeschieden, hinzugekommen ist die B2M Software AG; des Weiteren wurde das Bremer Energie Institut aufgelöst. Die sich hieraus ergebenden organisatorischen Arbeiten – Übertragung von Arbeitspaketen sowie die Neuformulierung des Konsortialvertrags wurde koordiniert.

Des Weiteren wurde auch als Unterstützung der Regionalen Projektleitstelle über die Kommunikation innerhalb des Projektkonsortiums hinaus auf regionaler und nationaler Ebene über die Inhalte und Ziele des Projekts im Einzelnen und darüber hinaus in der Modellregionen für Elektromobilität berichte.

1.1.2 Flottenversuche


Die im Rahmen der ersten Modellregion-Förderphase beschafften Fahrzeuge wurden weiterhin im Sinne des Gesamtziels, die Elektromobilität voranzubringen, eingesetzt. Während ein Teil der Fahrzeuge im städtisch urbanen Umfeld fuhr, wurde ein während des Projekts zunehmender Anteil im ländlichen Raum eingesetzt. Unterschieden wurde in zwei Einsatzszenarien, zum einen die Nutzung des Fahrzeugs in gewerblich betriebenen Fuhrparks und zum anderen als Privatfahrzeug.

Die Betreuung der Fahrzeugnutzer erfolgte zum Teil in enger Zusammenarbeit mit der Universität Bremen, CRIE, die als Partner im Projekt das AP Mobilitätseffekte maßgeblich bearbeiteten.

Im Laufe der Projektzeit wurden Fahrzeuge aus der Flotte ausgemustert. Die für den weiteren Betrieb erforderlichen Reparaturen insbesondere an Traktionsbatterie und Leistungselektronik waren nicht mehr durch die Kostenbeiträge der Nutzer zu decken. Tabelle 2 zeigt eine Übersicht der im Projekt genutzten Fahrzeuge.

Tabelle 2: Übersicht der Fahrzeuge im Projekt

Fahrzeugtyp	Flottenversuch	ausgemustert
Think City	8	2
GEC Stromos	10	1
eWolf Delta 1	6	1
EcoCarrier	-	-
Govecs 1.2	4	2
Govecs 2.4	4	1
Vectrix V1	-	-
Vectrix V2	5	1

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

1.1.2.1 Erfassung von Fahrdaten


In der Weiterführung der in der ersten Phase der Modellregion begonnenen Flottenversuche, wurden Fahrdaten automatisiert erfasst und zentral gespeichert. Während der Projektlaufzeit wurden zwei verschiedene Systeme zur Aufzeichnung der Fahrdaten verwendet.

Variante 1: In der ersten Phase der Modellregionen (2009-2011) wurden Datenlogger eingesetzt, die vom Hersteller mit einer für das DFKI speziell entwickelter Firmware ausgestattet wurden, damit das DFKI eigene Skripte für die Datenerfassung und – Sendung erstellen konnten.

Diese Daten wurden am DFKI zentral gespeichert, aufbereitet und mittels Web Frontend zur Verfügung gestellt. Für den störungsfreien Betrieb der Fahrzeuge war es erforderlich, die Logger mit einem sogenannten Stromwächter zu verschalten. Die Datenlogger liefen zu Beginn der Versuche im Dauerbetrieb, dadurch kam es bei längerem Stillstand eines Fahrzeugs, insbesondere in der kalten Jahreszeit, zu tiefentladenen 12V Bordbatterien. Um dies zu vermeiden wurden sogenannte Batteriewächter installiert, die beim Unterschreiten eines definierten Grenzwertes der Bordspannung die Logger abschalten. Fahrdaten gingen dadurch nicht verloren, da beim Starten des Fahrzeugs der Spannungswandler (Lichtmaschine) für das Bordnetz aktiviert wird und bei einer Spannung von über 14V der Logger wieder startet und Daten sendet. Eine weitere Schwierigkeit waren unmotivierter Abstürze des Logger, die nur durch einen manuellen Neustart am Fahrzeug behoben werden konnten. Da die Fahrzeuge bei verschiedenen Nutzern in der Modellregion (im ländlichen Raum) im Einsatz waren, konnte partieller Datenverlust nicht vermieden werden.

Variante 2: Im Laufe des Projekts NeMoLand wurde eine zweite Datenerfassung aufgebaut und erprobt. Hierfür wurden Datenlogger verwendet, die am CAN Bus einiger ausgesuchter Fahrzeuge Daten erfassen und an einen FTP-Server am IFAM senden. Diese Datenlogger waren speziell dafür ausgelegt, große Datenmengen zu erfassen, zwischenspeichern und zu versenden.

Nach Einschalten der Zündung am Fahrzeug begannen die Datenlogger zu Booten. Es dauerte in der Regel ca. 15 Sekunden in seltenen Fällen bis zu 2,5 Minuten, bis GPS-Informationen vorlagen. Nach Ausschalten der Zündung gingen die Logger in einen parametrierten Nachlauf von 1,5 Stunden. Nach Nachlaufende werden die geloggt Daten von den Loggern auf den FTP-Server gelegt. Wird innerhalb des Nachlaufs eine neue Fahrt gestartet, wird der Nachlauf abgebrochen. Ein Loggerexport kann somit mehrere Fahrten enthalten. Jeder Export ist eindeutig durch eine *import_id*

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

gekennzeichnet und enthält alle Daten, die Ein Logger vom Zeitpunkt des Startens gesendet hat bis zum Ende der Nachlaufzeit, d.h. wenn der Logger mindestens 1,5 Stunden keine neuen Fahrdaten gespeichert hat. Startet der Logger nach diesen 1,5 Stunden Nachlauf neu, wird ein neuer Export erzeugt.

Auf diese Weise konnte gewährleistet werden, dass auf der einen Seite keine bzw. vernachlässigbar geringe Daten verloren gingen und auf der anderen Seite die Bordnetzatterie nicht unzulässig belastet wurde.

Die gesammelten Exporte wurden in einer SQL-Datenbank gespeichert und verrechnet. Ein Frontend konnte im Rahmen dieses Projekts nicht entwickelt werden, die Daten einzelner Fahrzeuge/Tage/Fahrten konnten aber „händisch“ per SQL-Befehl abgefragt werden. Zum Auslesen des CAN Bus stellten die Hersteller der Fahrzeuge eine Decodierung bereit. Diese war allerdings bei jedem Hersteller unterschiedlich, so dass nicht von jedem Fahrzeug jeder Wert vorlag. Die wichtigsten gespeicherten Daten waren:

- Zeitstempel
- GPS-Position
- GPS Geschwindigkeit
- Batteriespannung
- Batteriestrom
- SoC bzw. DoD¹
- Geschwindigkeit²

Die eingehenden Daten wurden in einer RAW-Tabelle als Loggerexport gespeichert. Aus diesen Exporten wurden automatisiert einzelne Fahrten generiert; wobei die Definition einer Fahrt aus der Höhe eines Motorstroms über eine bestimmte Zeit ergibt. Hierdurch wurde gewährleistet, dass Fahrzeugbewegungen wie z.B. ein Umparken auf einem Betriebshof, nicht als Fahrt gewertet wurde. Die berechneten, einer Fahrt zuzuordnenden Daten sind in Tabelle 3 aufgeführt

¹ State of Charge bzw. Depth of Discharge

² Diese Information lag nicht bei allen Fahrzeugen vor, hier wurde dann auf die etwas ungenauere GPS Geschwindigkeit zurückgegriffen

Tabelle 3: Merkmale der Tabelle *t-fahrten*

#	Datum	Bemerkung
1.	import_id	Ursprung der ermittelten Daten.
2.	kfz_id	Eindeutige ID des Fahrzeugs
3.	nutzungs_id	Eindeutige ID der Nutzung
4.	fahrtanfang	Datum, Uhrzeit
5.	fahrtende	Datum, Uhrzeit
6.	strecke	Gefahrene Wegstrecke ermittelt über GPS-Positionen
7.	energie_plus ³	Aus der Fahrbatterie entnommene Energie
8.	energie_minus ³	In die Rekuperationsenergie
9.	Energie ³	Energiebilanz (aus 7. Und 8.)
11.	energieverbrauch_100 ³	Energieverbrauch umgerechnet auf 100 km
10.	energie_soc	Energieverbrauch über Delta SoC, Batteriekapazität
12.	soc_start	SoC bei Fahrtantritt
13.	soc_used	Genutzte Energie über SoC Differenz

Des Weiteren wurden Tabellen angelegt, über folgende Kriterien:

- Nutzer
- Nutzungsart (gewerblich, privat)
- Fahrzeug (Kennzeichen)
- Fahrzeugtyp (2-Sitzer, 4-Sitzer, Kombi)

Mittels eines SQL-Datenbanktools wie z.B. pgAdmin lassen sich so die gespeicherten Daten auswerten. Im Folgenden sind einige Beispiele hierfür aufgezeigt.

1.1.2.2 Datenqualität – Plausibilitätstest

Um die Qualität der Daten beurteilen zu können, wurden Plausibilitätstests durchgeführt. Hierfür wurden bei definierten Testfahrten durch Bremen (Abbildung 2) die genauen Uhrzeiten von Fahrtanfang und Fahrtende und die Ladezustände der Traktionsbatterie sowie die gefahrene Strecke und einzelne Geschwindigkeiten/Zeiten notiert. Diese Werte wurden im Anschluss, sobald die Daten über das Web-Frontend vom DFKI (ab Mai 2013) zur Verfügung gestellt waren, verglichen. Beispielhaft ist hier eine repräsentative Stichprobe aufgeführt. Am 11.07.2013 wurden zwei Fahrten - eine am Vormittag, die zweite am Nachmittag (Tabelle 4) – durchgeführt und anschließend die Traktionsbatterie geladen. Die Datenlücken dieser beiden Beispielfahrten von 33% und 65% lassen auf Basis der gespeicherten Daten eine weitere Auswertung der Fahrten nicht zu. Zum ersten Start war die Batterie vollgeladen (SoC 100%, 14 kWh) Beim Laden wurde ein Energielogger verwendet, um die Energiemenge, die benötigt wird, um wieder den Ausgangsladezustand von 100% zu erreichen, zu messen (Abbildung 2). Die

³ Aus Strom, Spannung und Zeit berechnete Energie

verspätete Datenaufzeichnung ist durch das GPS-Modul zu erklären, da bei jedem Neustart zuerst eine ausreichende Anzahl Satelliten „gesucht“ werden muss. Die sporadisch auftretenden Lücken während der Fahrt können nicht plausibel erklärt werden; sie verhindern eine statistische Auswertung aller Fahrten über das Web Frontend. Die mit dem Energielogger gemessenen 7,4 kWh für die gefahrenen 50 km entsprechen einem (plausiblen) Verbrauch von 15 kWh/100 km.

Tabelle 4: Zeiten aus zwei beispielhaft ausgewählten Versuchsfahrten laut handschriftlich geführtem Protokoll und Datenbank (erfasst mit Logger Variante 1)

Fahrt #1	von	bis	von	bis	Dauer
Protokoll	11:14:22	-	-	11:54:15	39min53s
Datenbank	11:15:16	11:32:53	11:38:42	11:47:50	26min45s
Fahrt #2	von	bis	von	bis	Dauer
Protokoll	13:50:10	-	-	14:30:02	39min52s
Datenbank	13:56:29	14:04:40	14:24:01	14:29:48	13min58s



Abbildung 2: Rundkurs durch Bremen; 25 km mit verschiedenen Anteilen Stadtverkehr, Wohngebiet, Industriegebiet, Schnellstraße, Autobahn

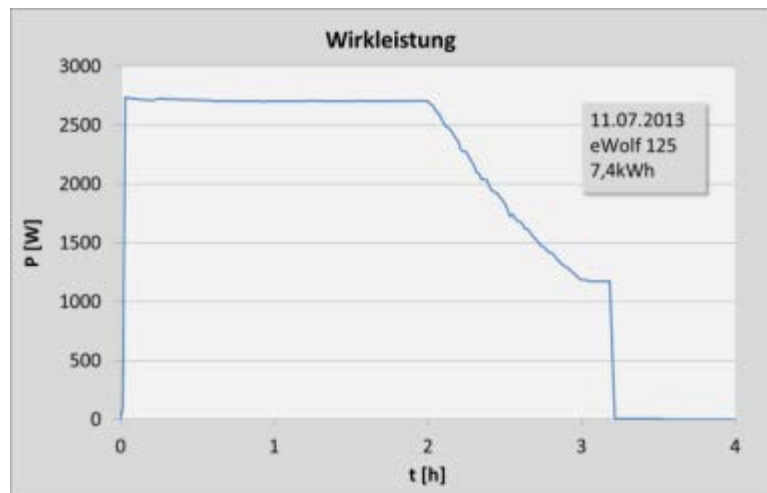



Abbildung 3: Ladekurve, Wiederaufladen der Batterie auf 100% nach zwei Fahrten mit je 25 km (entspricht 15kWh/100 km)

Am DFKI wurden die Daten speziell aufbereitet, um die Fehler der Datenübertragung zu eliminieren; Ergebnisse hieraus liegen für die Flotte, die in diesem Bericht beschrieben wird, nicht vor. Auswertungen über das Web Frontend wurden an ausgesuchten, fehlerfreien Datensätzen durchgeführt.

1.1.2.3 Verbrauchsabschätzung

Die hier im beschriebenen Verbrauchsabschätzungen sind mit dem Datenerfassungssystem Variante 1 durchgeführt. Wie in 1.1.2.2 dargelegt, müssen diejenigen Fahrten, die für eine Auswertung nach Variant 1 vorgesehen sind im Vorfeld

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

auf Qualität bzw. Datenlücken geprüft werden. Beispielhaft ist dies für vier Vergleichsfahrten mit einem Think City dargestellt.

Die Betrachtungen zum Energieverbrauch wurden auf der Basis unterschiedlicher Daten (Strom, Spannung, Zeit, SoC) durchgeführt. Jede Datenerfassung ist mit zum Teil unbekanntem Messungenauigkeiten behaftet, so dass für den Verbrauch lediglich ein Anhaltswert genannt werden kann. Dieser Wert wird zudem durch die individuelle Fahrweise des jeweiligen Fahrzeugführers überlagert, so dass die berechneten Verbrauchswerte für die Praxis ausreichend genau sind.

Es wurden Fahrten auf einem definierten Rundkurs (Abbildung 2) durchgeführt und anschließend die gespeicherten Daten über das Web Front End gesichtet. Im Idealfall sollte je Sekunde ein Datensatz vorhanden sein, in der Praxis waren aber auch größere Abstände vorhanden.


In Tabelle 5 sind die Zeitabstände und ihre Häufigkeit für vier beispielhaft ausgewählte Fahrten dargestellt. Um Aussagen über eine Stadtfahrt, deren Durchschnittsgeschwindigkeit, Fahrtdauer und Energieverbrauch treffen zu können sind diese Daten hinreichend.

Tabelle 5: Zeitliche Differenz und Anzahl der gespeicherten Datensätze pro Fahrt (Abstand in s der einzelnen Datenpunkte, Datenerfassungssystem Variante 1)

Fahrt#1		Fahrt#2		Fahrt#3		Fahrt#4	
Diff. [s]	Anzahl	Diff. [s]	Zeitabstand	Diff. [s]	Anzahl	Diff. [s]	Anzahl
1	986	1	1	1	1162	1	981
2	560	2	2	2	733	2	675
3	3	3	3	3	2	3	2
4	1			62	1	4	2
141	1					52	1

Die erste Fahrt wurden unter der Vorgabe durchgeführt, so schnell wie möglich zu fahren und zu beschleunigen, soweit es die Straßenverkehrsordnung zulässt; die weiteren Fahrten unter der Vorgabe energiesparend zu fahren und möglichst viel Rekuperationsanteile zu nutzen (Tabelle 6). Alle Fahrten wurden bei ähnlichen Verkehrsverhältnissen durchgeführt. Während der zweiten Fahrt gab es allerdings auf dem Abschnitt der Schnellstraße (zwischen Streckenkilometer 17 und 20 siehe Abbildung 4) aufgrund erhöhten Verkehrsaufkommen einen Stau; dies war die Ursache für die längere Fahrtdauer.

Der erste Verbrauchswert (Verbrauch, SoC) wurde aus der Differenz der SoC Werte zu Beginn und zum Ende der jeweiligen Fahrt berechnet. Für den zweiten Verbrauchswert

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

(Verbrauch, I, U, t) wurden die gespeicherten Werte für Batteriespannung und Strom für die Leistungsberechnung genutzt; summiert über die Zeit ergibt dies den Verbrauch.

Diese vier Vergleichsfahrten bestätigen die von Fahrten mit Verbrennungsmotoren bekannte These, dass die Fahrweise den ausschlaggebenden Einfluss auf den Verbrauch hat. Maßgeblich für die Dauer der Fahrt ist der Verkehrsfluss. Die zügige Fahrt ist mit knapp 38min zwar die schnellste Fahrt, die vierte ist jedoch nur 100s langsamer, bei merklich geringerem Energieverbrauch. Die Energieverbräuche sind bei unterschiedlichen Ermittlungsmethoden und den vom System vorgegebenen Messungenauigkeiten hinreichend genau, um Verbrauchsabschätzungen durchzuführen, die geeignet sind Vergleiche in einer heterogenen Fahrzeugflotte durchzuführen.

Tabelle 6: Vergleichsfahrten zur Verbrauchsermittlung (SoC: State of Charge, U: Spannung, I: Strom, t: Zeit), Datenerfassungssystem Variante 1

	Fahrt #1	Fahrt #2	Fahrt #3	Fahrt #4
Fahrweise	Max. zügig	zurückhaltend	zügig	zügig
von	11:56:00	14:07:13	11:30:00	15:44:35
bis	12:33:40	14:52:48	12:14:47	16:23:57
Dauer [min]	37:40	45:35	44:47	39:22
Datenpunkte	1552	1999	1899	1662
Max. Datenlücke	141s	3	62	52
Durchschnittsgeschw. [km/h]	38	31	34	37
Rekuperationsanteil [%]	6	11	12	11
Verbrauch, SoC	Automatisiert im Web Frontend			
Absolut [kWh]	4,15	3,54	-	-
Normiert [kWh]	16,6	14,2	-	-
Verbrauch, SoC	aus CAN Daten berechnet			
Absolut [kWh]	4,16	3,22	3,17	3,20
Normiert [kWh]	16,4	12,9	12,7	12,8
Verbrauch, I,U,t	aus CAN Daten berechnet			
Absolut [kWh]	3,82	3,32	3,21	3,17
Normiert [kWh]	15,3	13,3	12,8	12,7

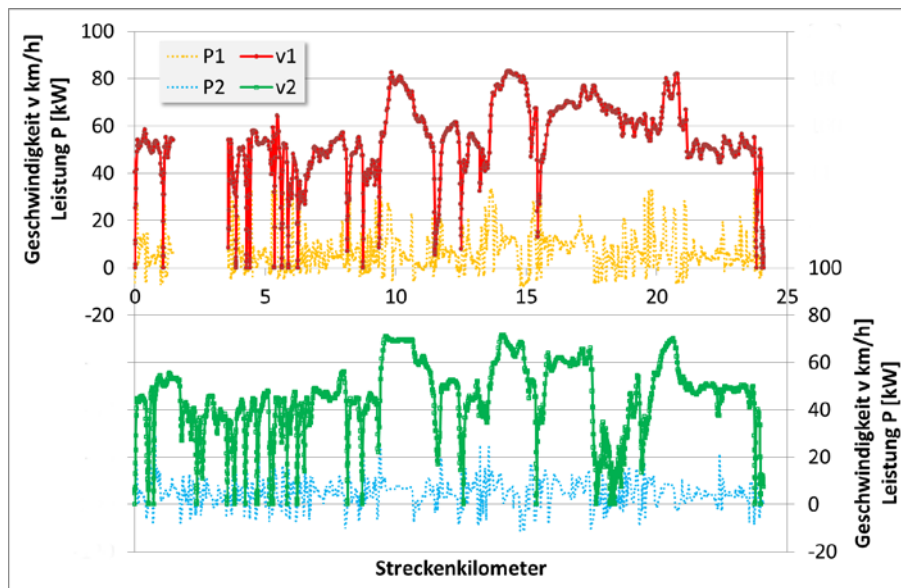


Abbildung 4: Vergleich der Geschwindigkeitsprofile und der Leistungsaufnahme zweier Fahrten (#1: zügig, #2: vorausschauend) auf derselben Strecke, Datenerfassungssystem Variante 1

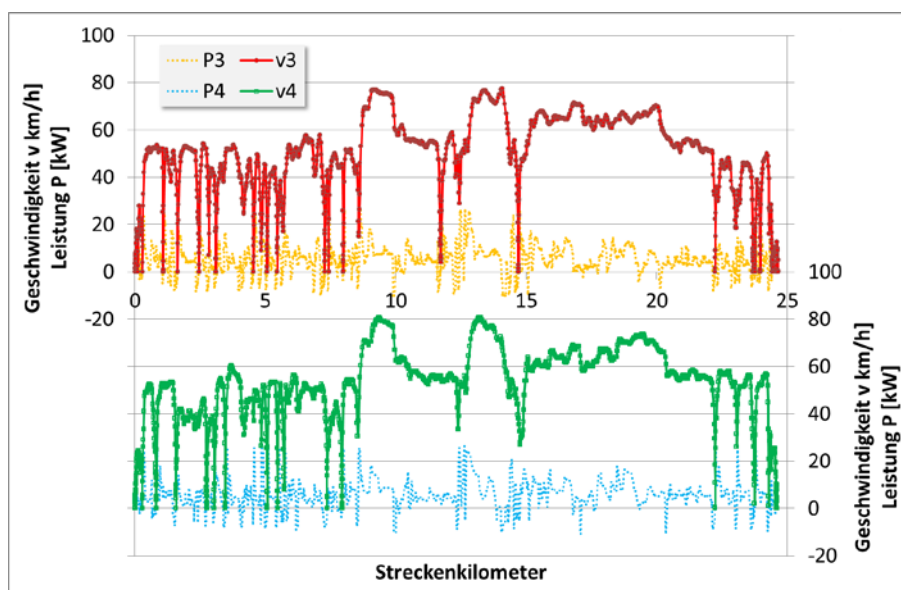



Abbildung 5: Vergleich der Geschwindigkeitsprofile und der Leistungsaufnahme zweier Fahrten (beide vorausschauend) auf derselben Strecke, Datenerfassungssystem Variante 1

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

1.1.2.4 Lieferfahrzeuge

Die hier beschriebene Auswertung bezieht sich auf zwei Elektrofahrzeuge, die im innerstädtischen und stadtnahen Lieferverkehr eingesetzt wurden. Die Fahrten wurden mit der Datenerfassung und –Speicherung der Variante 2 ausgewertet. Ziel dieser Auswertung war die Beurteilung der Eignung eines Elektrofahrzeugs in ebendiesem Einsatzszenario auf der Basis von drei Monaten kontinuierlicher, lückenloser Datenerfassung.

Als Kriterien für die Beurteilung wurden folgende Kennzahlen, die bereits beim Datenimport berechnet wurden, gewählt:

- Anzahl Fahrten pro Tag
- Fahrtstrecke
- Fahrtzeit
- Energieverbrauch


Darüber hinaus wurden weitere Kennzahlen berechnet:

- Tagesstrecken
- Zeitliche Verteilung der Nutzung über den Tag

Tabelle 7: Kennzahlen der Auswertung

Anzahl der Fahrzeuge	2	
Betrachteter Zeitraum	3. Juni – 31. August	
Anzahl Tage	90	
Anzahl Werktage	77	
	Fahrzeug 1	Fahrzeug 2
Nutzungstage	74	63
Gesamtstrecke	1.542 km	1.843 km
Anzahl Einzelfahrten	270	197
Längste Tagesstrecke	97 km	88 km
Längste Fahrt	95 km	62 km
Durchschnittliche Tagesstrecke	21 km	29 km
Durchschnittlicher Verbrauch	17,7 kWh/100 km	18,4 kWh/100 km

Der betrachtete Zeitraum umfasst 90 Tage, davon waren 77 Werktage. Ein Fahrzeug wurde an drei, das andere an 14 Werktagen nicht genutzt. Beide Fahrzeuge wurden also regelmäßig genutzt, überwiegend für Kurzstrecken. Über den Tag betrachtet,

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

fanden die Fahrten im Wesentlichen tagsüber von 6:00 bis 18:00 Uhr statt. Es besteht in diesem Einsatzszenario somit die Möglichkeit ein eFahrzeug tagsüber zu fahren und nachts zu laden; wenn zudem tagsüber die Stillstandzeiten genutzt werden, die Batterie wieder aufzuladen, können die Fahrzeuge deutlich effizienter genutzt werden.

Eine Korrelation mit den GPS-Daten wurde nicht durchgeführt, es kann hier also keine Aussage getroffen werden, ob zwischen den Fahrten ein Zwischenladen sinnvoll möglich war. Bei detaillierter Betrachtung der einzelnen Tage zeigt sich, dass tatsächlich auch tagsüber zwischen den Fahrten nachgeladen wurde(s.u., Abbildung 10)

In Abbildung 7 und Abbildung 8 sind die jeweiligen Tagesstrecken kalendarisch gelistet. Auffällig ist hier, dass das erste Fahrzeug häufiger und für längere Fahrten genutzt wird. Des Weiteren sticht hervor, dass beide Fahrzeuge recht selten für Fahrten über 50 km genutzt wurden; es sind insgesamt nur zehn Fahrten. Die Fahrzeuge sind mit einer möglichen Reichweite von mind. 100 km also noch nicht ausgelastet.

Werden die Ladezustände der Traktionsbatterie zu Fahrtbeginn betrachtet (Abbildung 9), so zeigt sich, dass offensichtlich zwischen den Einzelfahrten häufig nachgeladen wird. Zum Fahrtende ist der Ladezustand in den meisten Fällen noch über 70% (Abbildung 14), so dass die Kapazität der Batterie nur bei seltenen Langstrecken ausgenutzt wird. Die Batterie ist also fast immer nahezu vollständig geladen. Beispielsweise wurden an einem Tag (Abbildung 10, 13. Juni) 13 Einzelfahrten gemäß Definition durchgeführt und zweimal Zwischengeladen, so dass die Maximal-Reichweite von rund 100 km nicht ausgenutzt wurde.

Werden alle Batterieladezustände zu Beginn jeder Fahrt aufsummiert (Abbildung 13) so ist deutlich erkennbar, dass fast alle Fahrten mit über 80% SoC gestartet sind. Auch wenn zwischen einzelnen Fahrten nicht ausreichend Zeit bzw. Gelegenheit besteht zwischenzuladen, so ist doch erkennbar, dass die theoretische Reichweite der Fahrzeuge nicht ausgeschöpft wurde. Dies zeigt auch Abbildung 14, die Ladezustände zum Ende einer Fahrt sind mehrheitlich über 70%; dies entspricht einer Restreichweite von ca. 70 km. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass nicht nach jeder Fahrt ein Zwischenladen sinnvoll möglich ist.

Die Verbräuche lagen in Wesentlichen zwischen 15 und 19kWh pro 100 km (Abbildung 15). Erfasst wurde hier allerdings nur die zum Fahren benötigte Energie; etwaige Verluste durch die Leistungselektronik beim Laden sowie durch Selbstentladung beim Stillstand wurden nicht betrachtet.

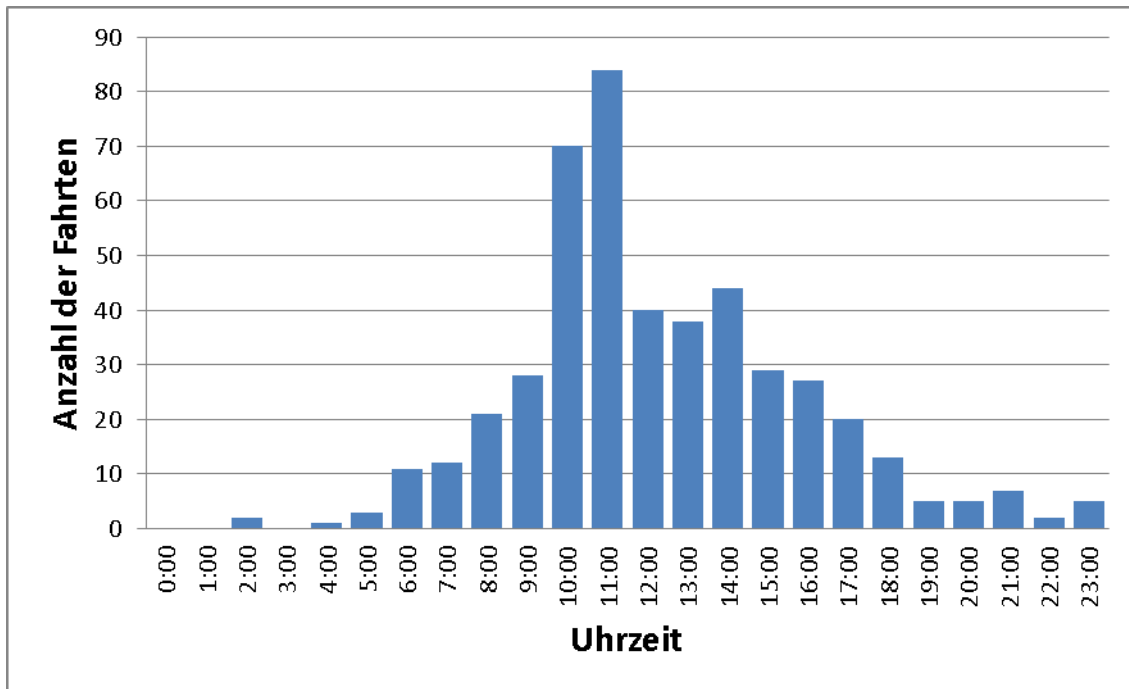


Abbildung 6: Verteilung der Fahrten zweier Fahrzeuge im Lieferverkehr über den Tag

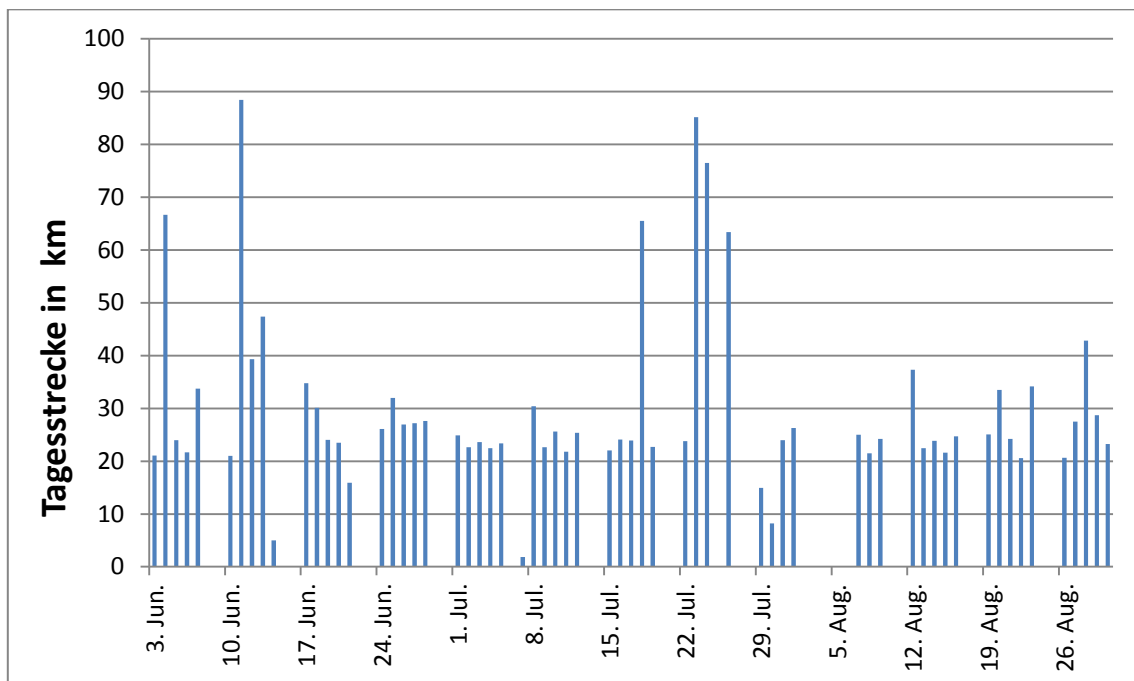


Abbildung 7: Kalendarische Verteilung der Tageskilometer von Fahrzeug 1

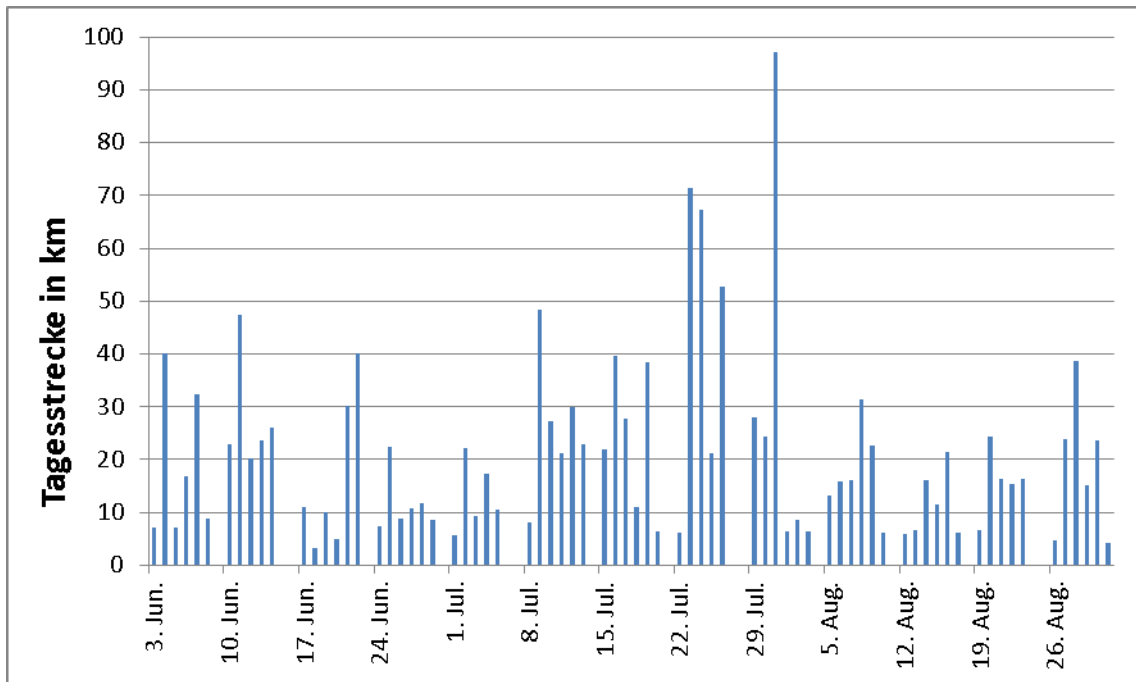


Abbildung 8: Kalendarische Verteilung der Tageskilometer von Fahrzeug 2

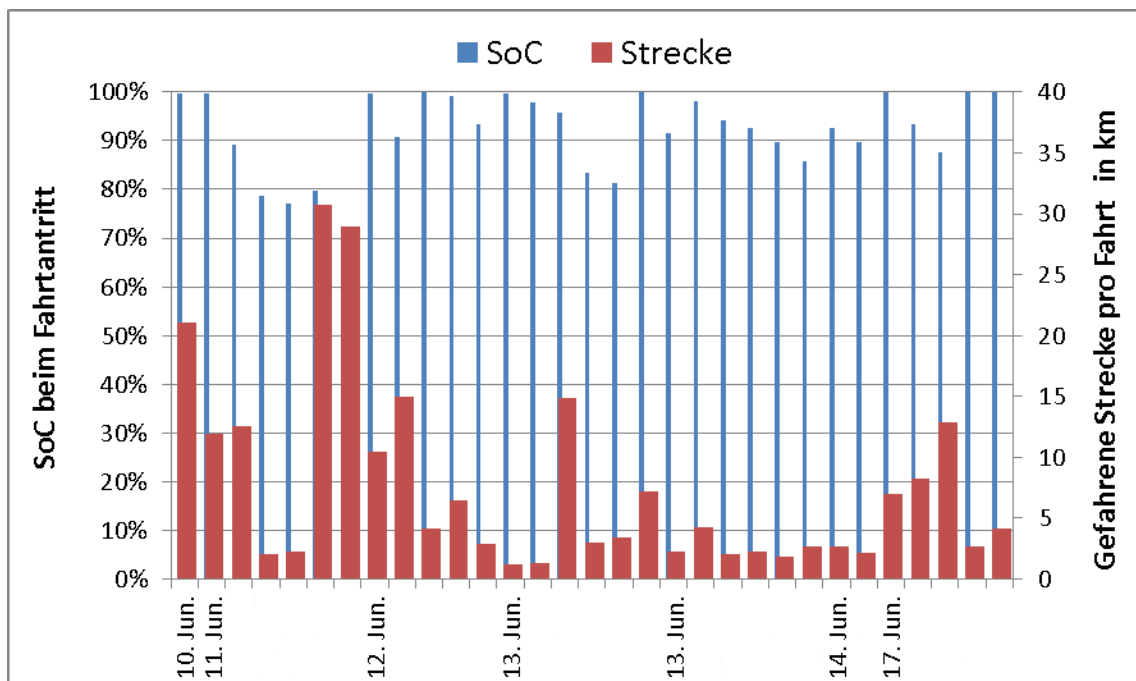


Abbildung 9: Batterieladezustand (SoC) zu Fahrtbeginn und zurückgelegte Strecke der Fahrt beispielhaft für ein Fahrzeug und eine Woche

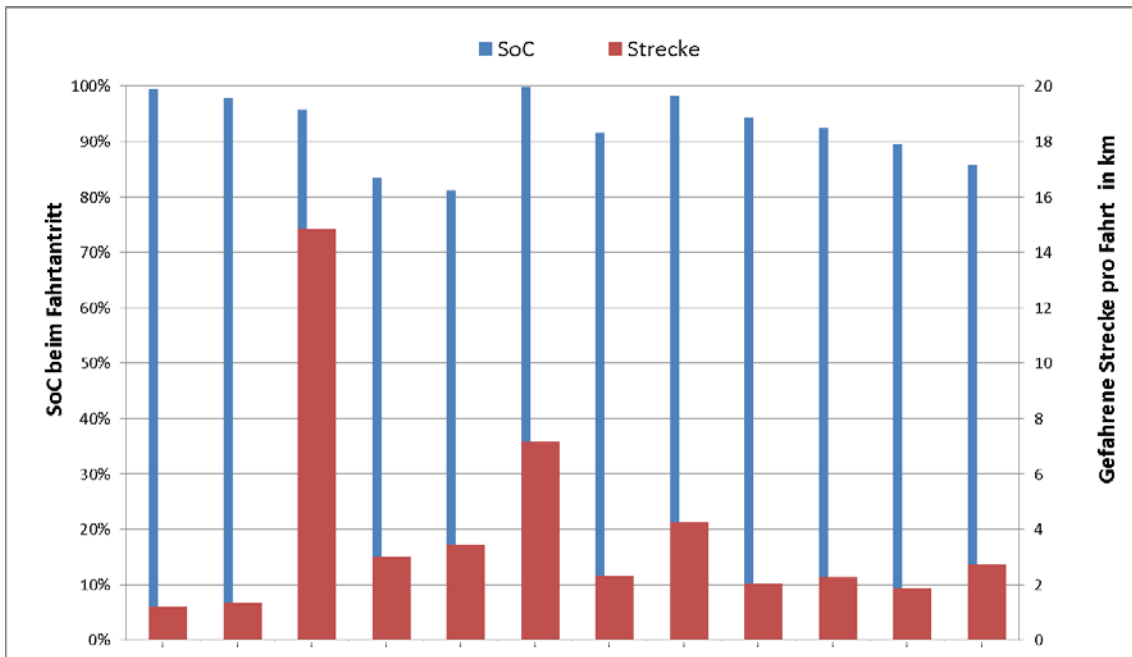


Abbildung 10: Batterieladezustand (SoC) zu Fahrtbeginn und zurückgelegte Strecke der Fahrt beispielhaft für ein Fahrzeug an einem Tag

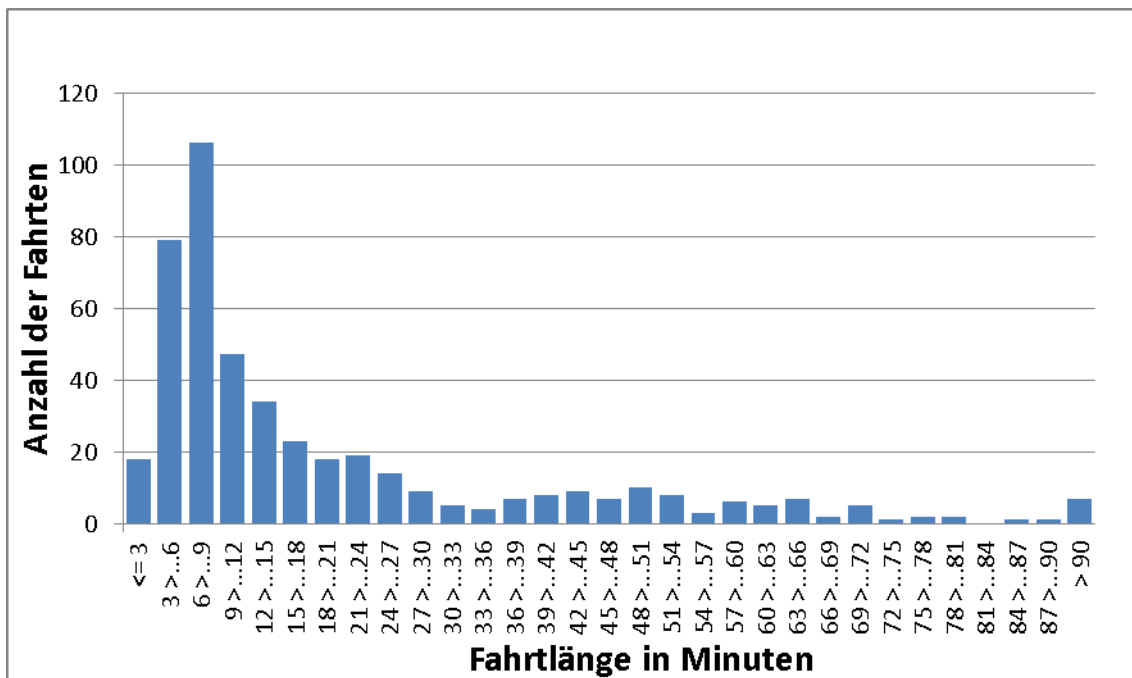


Abbildung 11: Verteilung der Fahrtlängen Fahrzeuge im Lieferverkehr (zwei Fahrzeuge, 467 Einzelfahrten insgesamt)

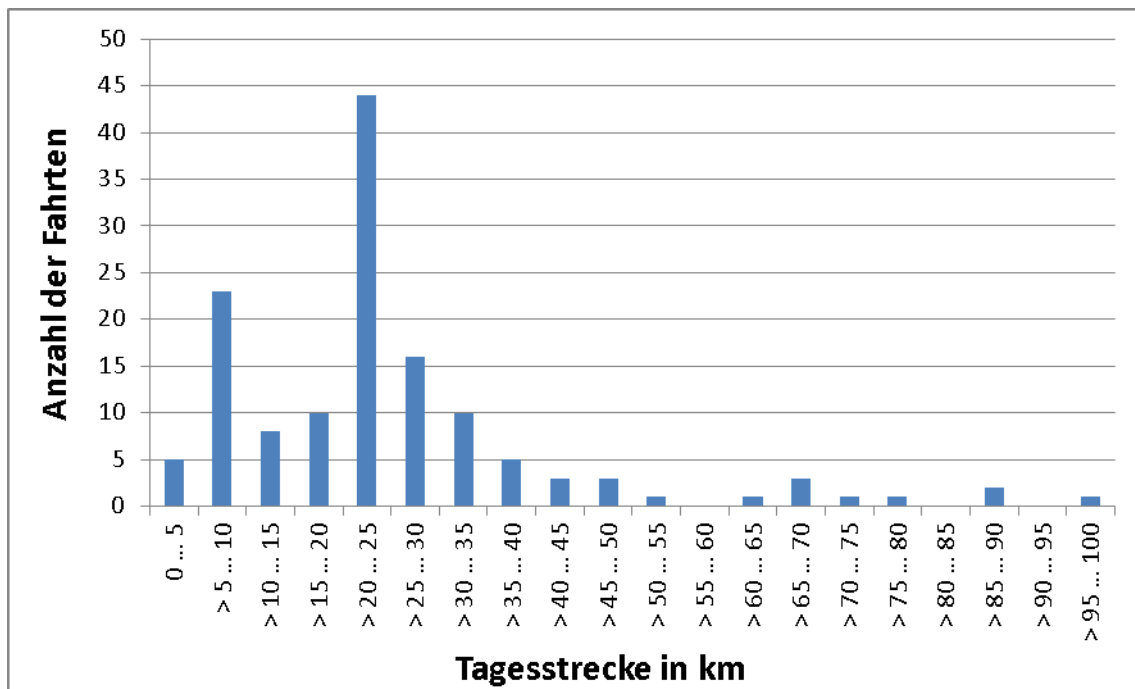


Abbildung 12: Verteilung der Tagesstrecken im Lieferverkehr (zwei Fahrzeuge, 137 Tage insgesamt)

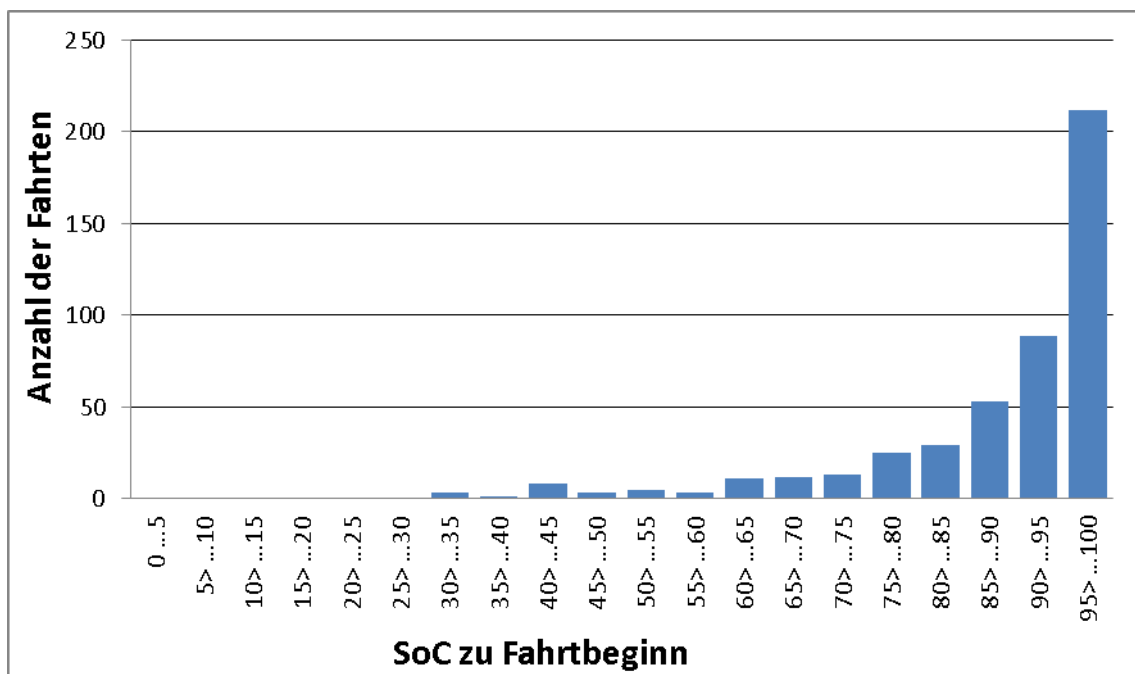


Abbildung 13: Batterieladezustand beim jeweiligen Fahrtbeginn (zwei Fahrzeuge, 467 Einzelfahrten insgesamt)

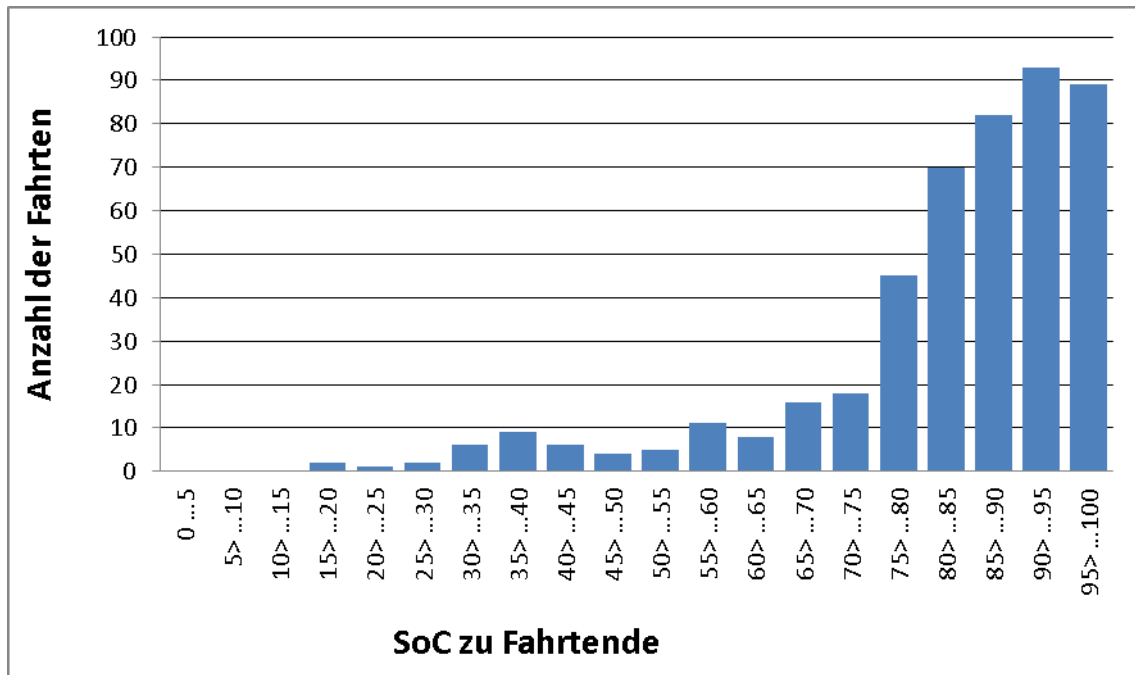


Abbildung 14: Batterieladezustand beim jeweiligen Fahrtende (zwei Fahrzeuge, 467 Einzelfahrten insgesamt)

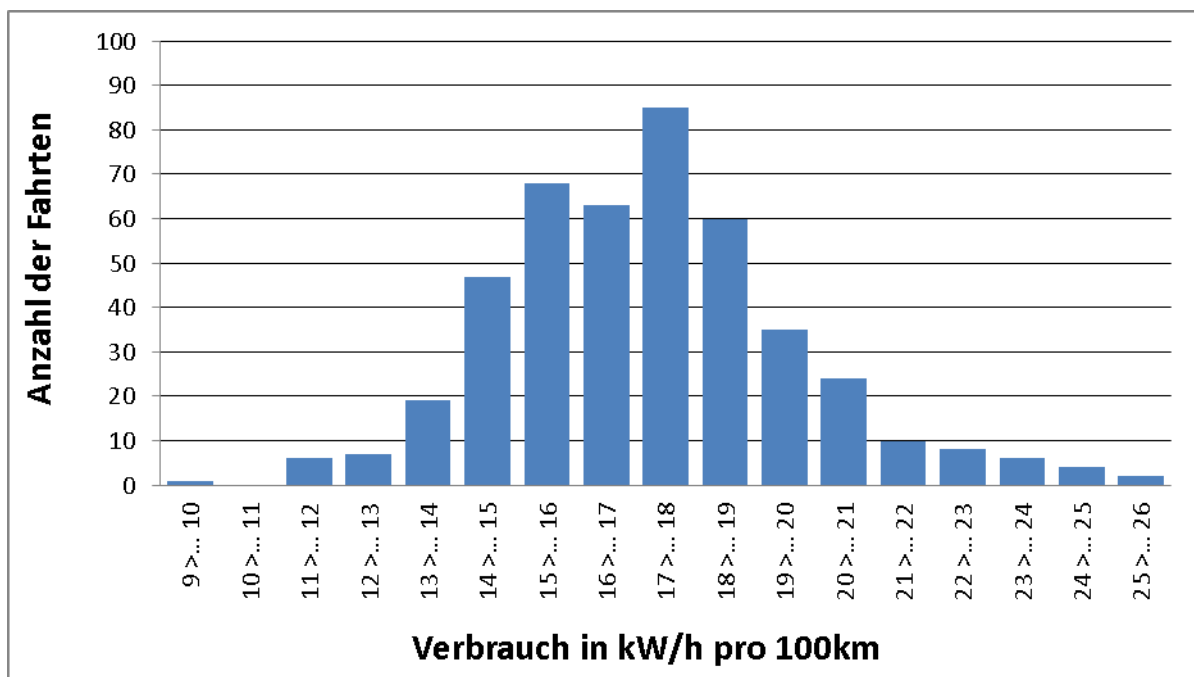



Abbildung 15: Verteilung der Verbräuche zweier Fahrzeuge im Lieferverkehr normiert auf 100 km

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

1.1.2.5 Fahrzeugbilanz


Insgesamt waren im Laufe der Flottenversuche von 2009 bis 2014 48 Elektrofahrzeuge am Fraunhofer IFAM im Einsatz. Davon waren 15 Fahrzeuge L1e (Roller der 45er Klasse) sowie ein L3e (Großroller); diese Roller wurden witterungsbedingt selten genutzt, so dass hier aufgrund nicht repräsentativer Stillstandzeiten von einer statistischen Auswertung abgesehen wurde. Zudem entstanden bei Reparaturen durch sehr lange Lieferzeiten für die Ersatzteile zum Teil erhebliche Stillstandzeiten. Es wurden insgesamt über 45.000 km zurückgelegt; dabei war die geringste Gesamtstrecke ca. 600 km, die größte ca. 6.000 km.

Bei den PKW und NKW kam es auch zu Stillstandzeiten, zum Teil wegen Reparaturen aber durch Nutzerwechsel. Die Reparaturen benötigten mehr Zeit als bei vergleichbaren Verbrennerfahrzeugen, da die Hersteller Fahrzeuge nicht über ein Servicenetz wie die konventionellen OEM verfügten und so sowohl die Diagnose als auch die Ersatzteilversorgung aufwändiger waren. Folgende statistischen Auswertungen wurden dennoch über den Zeitraum von der Erstzulassung bis zum Projektende (Juni 14) berechnet. Ebenso wurden die Sonn- und Feiertage bei den gewerblichen Nutzern nicht rausgerechnet. Der EcoCarier ES wurde nur während der ersten Förderphase im Flottenversuch gewerblicher Fuhrpark genutzt, der Vollständigkeit halber hier aber mit aufgeführt.

In Tabelle 8 sind die in Privathaushalten genutzten Fahrzeuge mit den kumulierten und gemittelten Strecken aufgelistet, in Tabelle 9 diejenigen für die gewerblichen. Die Gesamtstrecke der Privat-Fahrzeuge liegt mit rund 530.000 km deutlich höher als bei den gewerblichen mit rund 350.000 km. Aufgrund der sehr heterogenen Zusammensetzung der beiden Gruppen lassen sich hieraus aber keine statistisch signifikanten Schlüsse ableiten. Generell kann aber gesagt werden, dass die elektrisch angetriebenen Fahrzeuge in allen Einsatzszenarien guten Zuspruch fanden und die an sie gestellten Erwartungen erfüllten.

Tabelle 8: Übersicht der privat genutzten Fahrzeuge

Typ	Gesamtstrecke km	Laufzeit Tage	km/Tag
Think	37.084	1.352	27
Think	29.353	1.352	22
Think	51.978	1.352	38
Think	36.091	1.352	27
Think	34.566	1.162	30
Think	41.761	1.353	31

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Typ	Gesamtstrecke km	Laufzeit Tage	km/Tag
Think	40.089	1.277	31
Stromos	38.292	1.209	32
Stromos	28.407	1.197	24
Stromos	44.131	1.272	35
Stromos	36.043	1.212	30
e-Wolf	45.435	1.274	36
e-Wolf	31.870	1.254	25
e-Wolf	32.330	1.255	26
	Summe	17.873	29,57

Tabelle 9: Übersicht der gewerblich genutzten Fahrzeuge

Typ	Gesamtstrecke km	Laufzeit Tage	km/Tag
Think	18.856	1.357	14
Think	18.221	1.352	13
Stromos	30.722	1.280	24
Stromos	29.043	1.281	23
Stromos	18.559	1.231	15
Stromos	22.085	1.274	17
Stromos	41.929	1.280	33
Stromos	29.572	1.280	23
Stromos	14.487	1.285	11
e-Wolf	11.739	1.239	9
e-Wolf	20.839	1.241	17
e-Wolf	11.898	997	12
Opel Ampera	19.437	646	30
Berlingo	10.866	925	12
Berlingo	12.689	801	16
Berlingo	13.257	925	14
Berlingo	18.929	801	24
EcoCarrier	11.825	475	25
	Summe:	19.670	18

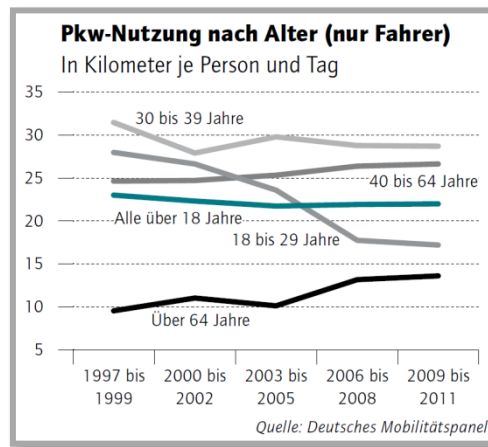


Abbildung 16: Pkw-Nutzung nach Alter (nur Fahrer) in Kilometer je Person und Tag nach „Deutsches Mobilitätspanel“
–Fraunhofer IFAM Fahrzeuge haben im Schnitt 24 km pro Tag zurückgelegt

1.1.2.6 Gewerbliche Nutzung

Eine weitere Auswertung wurde gemacht allgemein für die gewerbliche Nutzung der Elektrofahrzeuge.


Insgesamt wurden die Elektrofahrzeuge von acht Firmen unter Beachtung des Datenschutzes ausgewertet. Die Nutzungszeiträume sind in Tabelle 10 aufgelistet. Dabei wurde zunächst erfasst wie viele Einzelfahrten an einem Wochentag (Montag...Freitag) und wie viele Einzelfahrten an Wochenenden (Samstag + Sonntag) gemacht wurden.

Tabelle 10: Anzahl der Fahrten der einzelnen Nutzer im betrachteten Zeitraum

Nutzer ID	Erfassungszeitraum von - bis	Anzahl Arbeitstage	Anzahl Fahrten	
			Wochentag	Wochenende
1	13.04.2012 31.10.2012	140	555	45
2	30.11.2012 05.04.2013	86	379	36
3	01.04.2013 31.08.2013	106	2.315	96
4	02.07.2012 20.07.2012	15	148	21
5	04.09.2012 30.10.2012	40	413	15
6	31.12.2012 31.10.2013	212	308	37
7	01.02.2013 01.08.2013	125	74	0
8	26.01.2012 30.11.2012	216	1.115	70

1.1.3 Nutzerakzeptanz

Alle Teilnehmer an den Flottenversuchen waren angehalten an der Befragung des Themenfelds Nutzerakzeptanz, die verantwortlich von Fraunhofer ISI durchgeführt wurde, teilzunehmen. Darüber hinaus wurden mit den Fahrern offene Gespräche geführt, um ein allgemeines Stimmungsbild zu erfahren. Diese Gespräche fanden sowohl bei Fahrzeugübergaben als auch bei Veranstaltungen statt.

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

1.1.3.1 Private Nutzer

Im Rahmen der Flottenversuche wurde es Privatpersonen ermöglicht, gegen eine Kostenpauschale ein Elektrofahrzeug für einen bestimmten Zeitraum zu nutzen. Im Projekt eCar4all teilten sich eine Gemeinschaft von z.B. Nachbarn ein Fahrzeug. Im Regelfall ersetzte das eFahrzeug das obligatorische Zweitauto.

Die Privat-Nutzer wurden durch Öffentlichkeitsarbeit in den Projekten (Berichte in der Presse, Veranstaltungen) auf die Flottenversuche aufmerksam und haben sich zu einer Teilnahme gemeldet. Da diese Nutzer naturgemäß der Elektromobilität gegenüber positiv eingestellt sind, ist hier kein repräsentatives Meinungsbild der gesamten Bevölkerung zu erwarten. Es wurden dennoch kritische Anmerkungen formuliert, diese waren im Wesentlichen

- Die Reichweite muss größer werden.
- Die Fahrzeuge müssen billiger werden.
- Das Nachladen muss einfacher und schneller werden.

1.1.3.2 Gewerbliche Nutzer

Bei den gewerblichen Nutzern war das Meinungsbild deutlich heterogener. Hier konnte die gesamte Meinungspalette von Begeisterung bis hin zur Ablehnung beobachtet werden. Auch hier wurden hauptsächlich die bereits oben genannten Argumente angeführt.


1.1.3.3 Allgemeine Öffentlichkeit

Bei vielen Veranstaltungen im öffentlichen Raum wurde die Modellregion, eFahrzeuge und neue Mobilitätskonzepte einer breiten Öffentlichkeit präsentiert. Diese waren z.B.⁴

- Feierlichkeiten zum 3. Oktober auf dem Festgelände in der Überseestadt
- Tag der Technik am Flughafen Bremen
- Autofreier Sonntag in der bremer Innenstadt
- Energietage in Oldenburg & Bremerhaven
- Klimaschutztage in Ottersberg

Bei diesen Veranstaltungen nahmen Menschen teil, die gezielt diese Veranstaltungen aufgesucht haben aber es war auch eine nennenswerte Anzahl vertreten, die zufällig

⁴ Eine vollständige Liste der Veranstaltungen findet sich im Abschlussbericht „Regionale Projektleitstelle“, FKZ 03EM0401A

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

vorbeikamen, so dass hier von einem nahezu repräsentativen Querschnitt der Bevölkerung gesprochen werden kann.

Die Menschen waren sehr unterschiedlich informiert. Einige hatten bereits fundierte Kenntnisse bezüglich der Technik, der Energiebilanzen und anderer Themen rund um die Elektromobilität.


Ein subjektiver Eindruck bei diesen Gesprächen war, dass insbesondere die Menschen, die Elektromobilität entschieden ablehnen, am wenigsten informiert waren.

Die allgemeine Tendenz war hier auch, dass Elektrofahrzeuge mehr Reichweite bei geringerem Preis bieten müssen.

1.1.3.4 Zusammenfassung

- Unter dem Begriff „Elektromobilität“ wird weitgehend verstanden, dass der Status Quo des individuellen Personenverkehrs beibehalten wird, sich nur die Technologie des Antriebs ändert.
- Elektroautos müssen mindestens die gleichen Features (insbesondere Reichweite und Ladezeit) wie konventionelle Fahrzeuge aufweisen und möglichst billiger sein.
- Komfort-Verbraucher wie z.B. Klimaanlage und alle technisch verfügbaren Assistenten werden als Stand der Technik in neuen Fahrzeugen vorausgesetzt.
- „Neue Verkehrskonzepte“ wie z.B. Multimodalmix, Integrierte Angebot, Mobilitätskarten sind weitgehend unbekannt und werden von vielen Menschen skeptisch betrachtet.
- Aus dem Personenkreis des in Bremen etablierten Car Sharings kamen einige Anfragen und auch Nutzer, hier findet das eFahrzeug aber nur Akzeptanz, wenn die Energiebilanz positiv ausfällt
- Einige der gewerblichen Nutzer haben inzwischen (über die UI Elmo ⁵) ein eFahrzeug geleast.
- Bei den Privatnutzern ist niemand bekannt, der sich nach Ablauf der Testphase ein eFahrzeug gekauft hat.
- Wegen der Kapazität und der Ladezeit wird ein eFahrzeug weitgehend als Zweitfahrzeug wahrgenommen.
- Die Verfügbarkeit öffentlicher Ladestationen wird als unbefriedigend empfunden

⁵ Unternehmer-Initiative Elektromobilität, vom BMVI gefördertes Projekt in der Modellregion Bremen / Oldenburg. In diesem Projekt fahren über 120 eFahrzeuge

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

- Im ländlichen Raum finden Elektrofahrzeuge aufgrund ihrer Reichweite geringeren Zuspruch als in den Städten und den stadtnahen Bezirken
- Alle Nutzer aus dem ländlichen Bereich waren mit den Reichweiten ihrer Fahrzeuge weitgehend zufrieden
- Selbst bei Menschen, die dem Thema E-Mob gegenüber positiv eingestellt sind, spielt der Preis letztendlich die entscheidende Rolle.

1.2 Technologiekonzepte

Weiterentwicklung und Definition von neuen technologischen Ansätzen im Zusammenhang mit gewonnenen Erfahrungen und Reaktionen bei der Abwicklung von Aktivitäten im Bereich Elektromobilität. Das beinhaltet gleichermaßen IKT Themen wie auch konzeptionelle Fahrzeugkomponentenentwicklungen. In diesem Bericht werden die Arbeiten bezüglich der Komponenten des Antriebsstrangs beschrieben; die Arbeiten zu den IKT-Entwicklungen wurden maßgeblich vom DFKI bearbeitet.

1.2.1 Energiespeicher

Den Fokus bilden hierbei verschiedenste stationäre Energiespeicher (z.B. Blei-Säure-Batterien, Redox-Flow-Speicher), die mit Solarstrom geladen werden und als Puffer für das Laden von vollelektrischen Fahrzeugen dienen. Ein Energieüberschuss (z. B. bei einer Überproduktion von Solarstrom und vollen Puffern) wird dabei ins IFAM-eigene Energieversorgungsnetz gespeist. Ferner wurde eine Infrastruktur zur Untersuchung von Zweitnutzungskonzepten von „ausrangierten“ Traktionsbatterien verschiedener Zellchemien in Betrieb genommen.

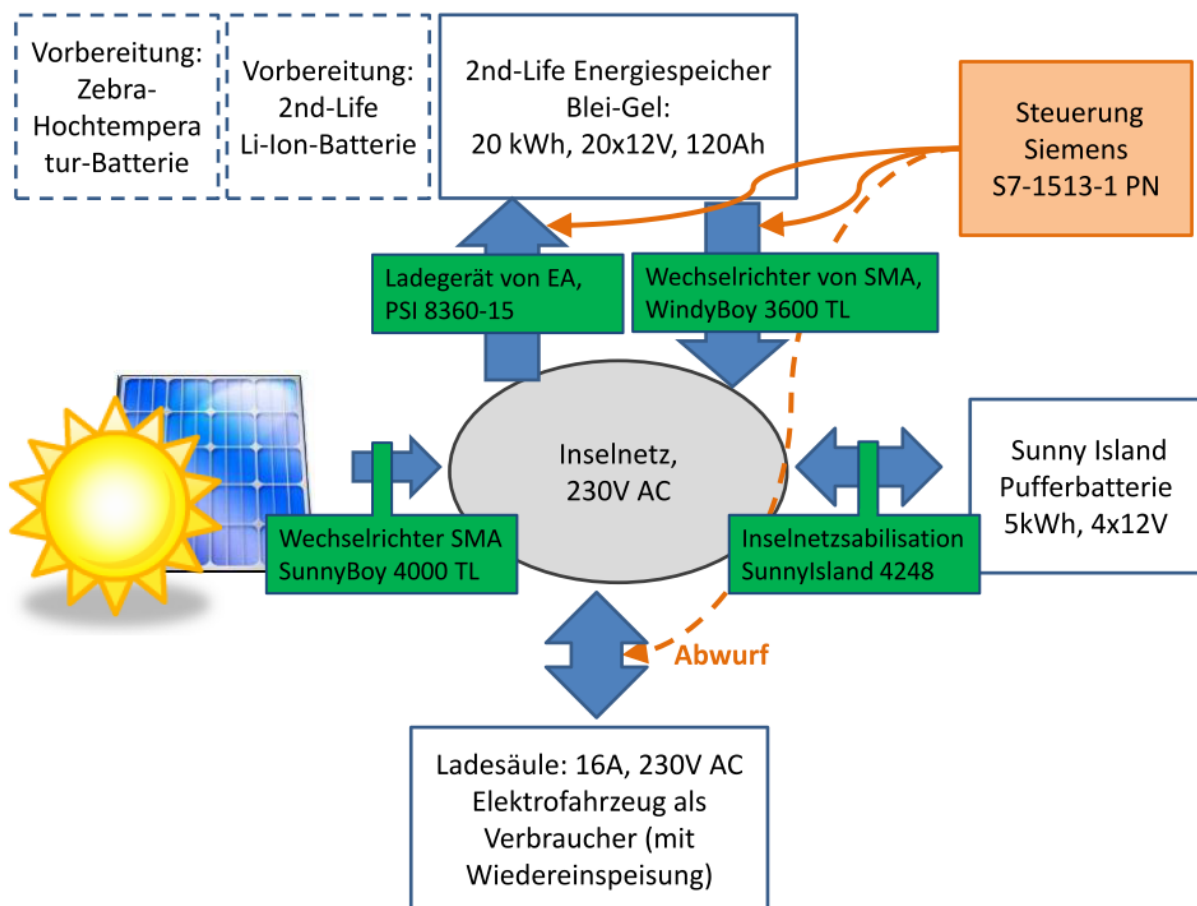



Abbildung 17: Prinzipdarstellung der „2nd Life Anlage“ nach [van Kempen 2014]

Im Rahmen einer Bachelorarbeit [van Kempen 2014] wurde die Programmierung einer Steuerung eines 2nd-Life Containers entwickelt, in welchem Akkumulatoren auf ihre


Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Einsatzmöglichkeit als stationäre Energiespeicher zur Netzstabilisation getestet werden. Die Steuerung regelt die Energieflüsse in der Anlage durch die Ansteuerung von Relais, Wechsel- und Gleichrichtern. Das Anlagensystem besteht aus einer Solaranlage als Energiequelle, einer Batterie zum Zwischenspeichern der Energie und einer Verbrauchersteckdose als Energiesenke, an welche ein elektrischer Verbraucher betrieben werden kann. Die Darstellung des Anlagenzustands und die Bedienung erfolgt über ein Touchpanel. Die Messwerte und Prozessdaten werden für eine spätere Auswertung über ein lokales Netzwerk auf einem PC abgespeichert.

Die Steuerung übernimmt die Aufgabe eines Batterie-Management-Systems für eine Blei-Batterie. Die Logik der Regelung der Anlage ist nicht nur von aktuellen Eingangsgrößen wie Strom, Spannung und digitalen Eingängen abhängig sondern verfügt zusätzlich über einen inneren Zustand (Ladevorgang, Entladevorgang, Sonderzustand, ...), welcher die Entscheidungen der Steuerung beeinflusst.



Abbildung 18: Außenansicht auf gesamte Anlage: Carport mit Solaranlage und 2nd Life Batteriecontainer.

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Die Anlage auf dem Gelände des Fraunhofer IFAM in Bremen wurde erfolgreich in betrieb genommen. Die Anlage speichert Energie in der Blei-Vlies-Batterie ab und ist in der Lage diese bei Bedarf wieder zurückzuspeisen. Die Erweiterung der Anlage um bis zu 2 weitere Energiespeicher ist im Programm der SPS und auch in der Visualisierung mit dem Panel bereits vorgesehen.

Die Steuerung übernimmt Teile eines BMS für die Blei-Batterie. Dabei wird für eine regelmäßige Vollladung und Ausgleichladung gesorgt, solange genügend Energie vorhanden ist. Mit den weiteren Energiespeichern wäre auch ein Umladen der Energie möglich, derzeit stammt die Energie aus der PV-Anlage und gegebenenfalls aus der Pufferbatterie der Inselstabilisation. Die Temperatur der Batterie wird stichprobenartig überwacht und bei Verlassen des Betriebsbereiches die Nutzung der Blei-Batterie ausgesetzt. Die Temperatur wird auch für eine Kompensation der Ladespannung genutzt, da diese bei Blei-Batterien nicht temperaturkonstant ist. Das Laden der Batterie erfolgt nach dem CCCV-Verfahren, wobei nicht immer mit dem maximalen Strom geladen wird, sondern lediglich die überschüssige Energie der Anlage abgespeichert wird. Dabei wird sich an der Stromaufnahme des SunnyIsland orientiert und versucht diese gegen Null auszuregeln.

Die Steuerung versucht möglichst viel Energie zu speichern, solange die Energiespeicher nicht als voll betrachtet werden. Die Anlage verfügt dabei über 3 Betriebsmodi, welche jeweils unterschiedliche SOC-Level für den Voll- bzw. Leerzustand anerkennen. Die Betriebsart kann durch einen Bediener der Anlage über das Touchpanel ausgewählt werden. Auf dem Touchpanel erfolgen zusätzlich die Darstellung der aktuellen Messwerte sowie ein zeitlicher Verlauf einiger relevanter Prozess- und Messgrößen. Der Status der Anlage und der einzelnen Batterien kann ebenfalls über das Touchpanel beobachtet werden und bei entsprechender Benutzerberechtigung auch die Parameter der Batterien angepasst, diese aktiv oder inaktiv geschaltet werden oder der Sonderzustand der Kapazitätsmessung des Blei-Vlies-AGM hervorgerufen werden. Das Touchpanel erstellt Messwertarchive, welche über ein lokales Netzwerk auf einem Windows-7-PC als Tabelle gespeichert werden. Anhand dieser Archive kann eine Effizienz- und Rentabilitätsanalyse der Anlage erfolgen und per Fernzugriff der aktuelle Zustand der Anlage ausgewertet ausgelesen werden.

1.2.2 Ladetechnologien/Infrastruktur

In diesem Arbeitspaket wurde eine Solartankstelle konzipiert und betrieben. Im Fokus der Untersuchungen stand die Frage, inwieweit sich eine Energieerzeugung und -speicherung als Inselösung, also ohne Anbindung an das Hausnetz, betreiben lässt.

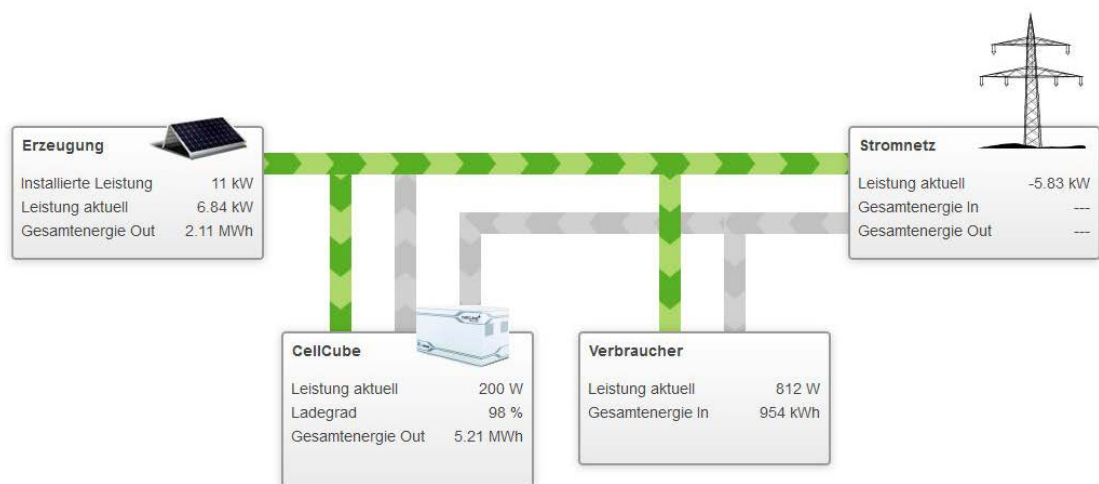


Abbildung 19: Aufbau der Solar-Tankstelle. Screenshot der Kontroll-Software mit einer Momentaufnahme

Abbildung 19 zeigt den Prinzip-aufbau der Anlage: Die Energie wird mit Solarpanels von insgesamt 11 kWp erzeugt und dann entweder direkt zum Verbraucher (Elektrofahrzeug), in den Zwischenspeicher oder ins Hausnetz geleitet. Der Zwischenspeicher hat eine Kapazität von 100 kWh und einer Leistung von 10 kW. Diese Leistung ist für zwei Fahrzeuge aus der instituts-Fahrzeugflotte ausreichend.

Die Energieströme zwischen den einzelnen Komponenten der Anlage wurden gemessen und dokumentiert. Im Laufe des Projekts wurde diese Messdatenerfassung stetig erweitert und optimiert. Während des Januars wurden Installations- und Kalibrierarbeiten durchgeführt, so dass für diesen Monat keine Daten vorliegen.

In Abbildung 20 ist die Energiebilanz für das Jahr 2013 dargestellt. Die getankte Energie für die Fahrzeuge schwankte über die Monat von 104...377 kWh; in Summe entspricht dies 2.673 kWh und entspricht einer gefahrenen Strecke von über 15.000 km. Erwartungsgemäß lag der Ertrag der Solaranlage im Sommer deutlich über dem Verbrauch, im Winter etwas darunter. Hieraus ergibt sich die Fragestellung, welche Größe ein Zwischenspeicher haben sollte, um ein Elektroauto ausschließlich mit Solarstrom zu speisen?

Aus einer einfachen Differenz der Monatsbilanzen aus Abbildung 20 würde sich (mit geschätzten Januarwerten) ein Zwischenspeicher von über 600 kWh ergeben.

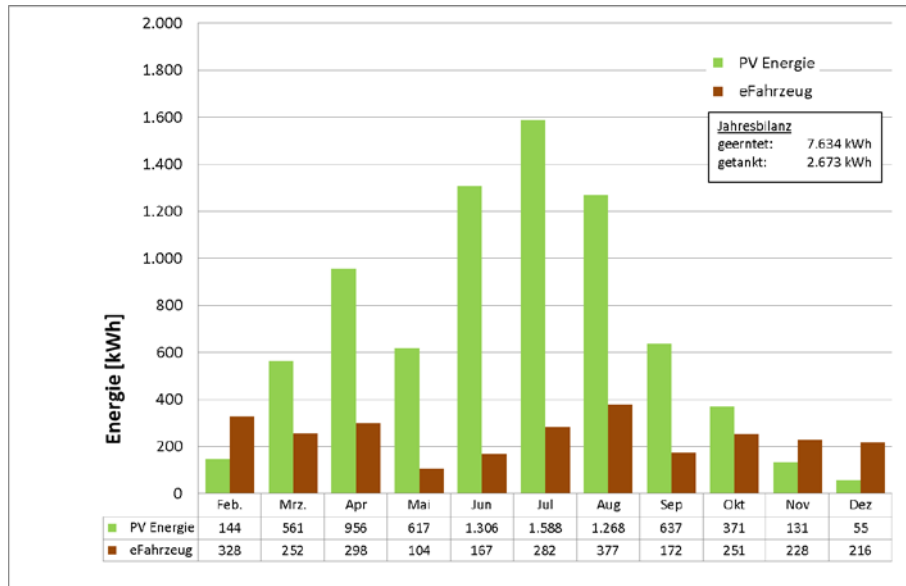


Abbildung 20: Bilanz der Solaranlage mit Zwischenspeicher für das Jahr 2013

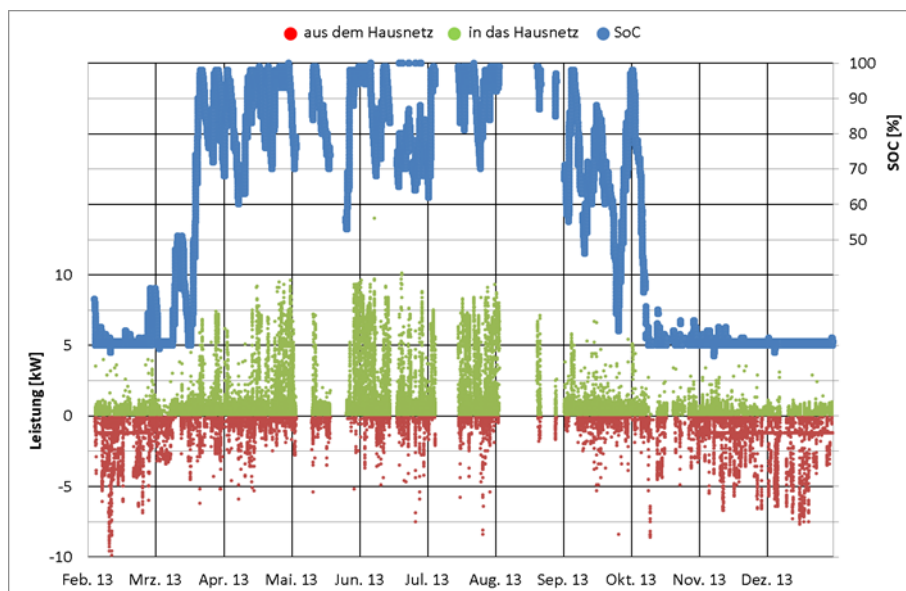


Abbildung 21: Batterieladezustand (SoC) und Leistungsübertragung zum Hausnetz

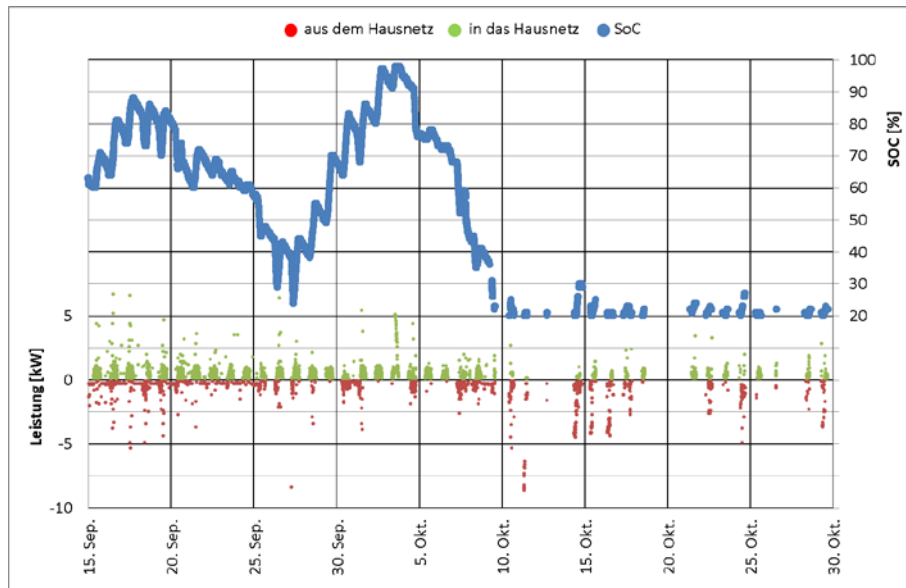


Abbildung 22: Ausschnitt aus Abbildung 21 der Übergangszeit im Herbst

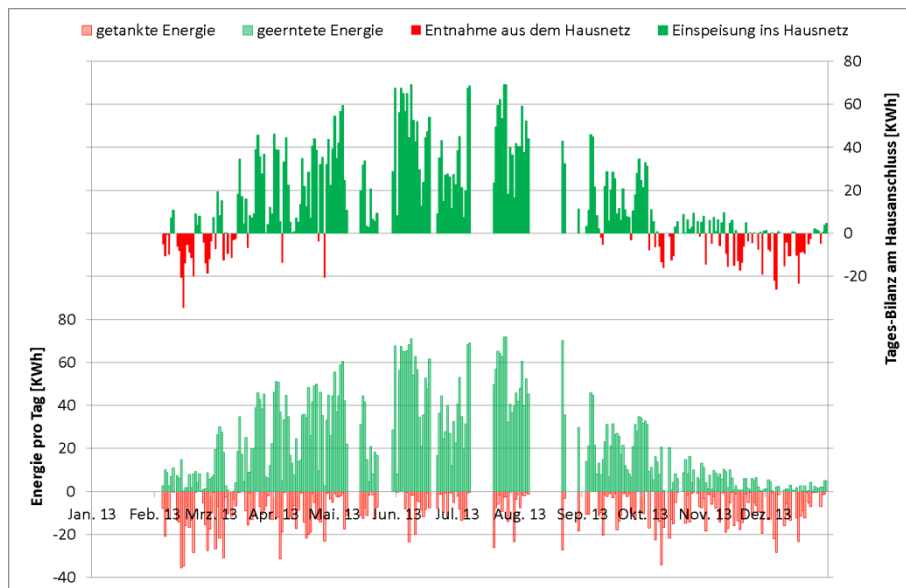


Abbildung 23: Tages-Energiebilanz Solarenergie und Hausanschluss

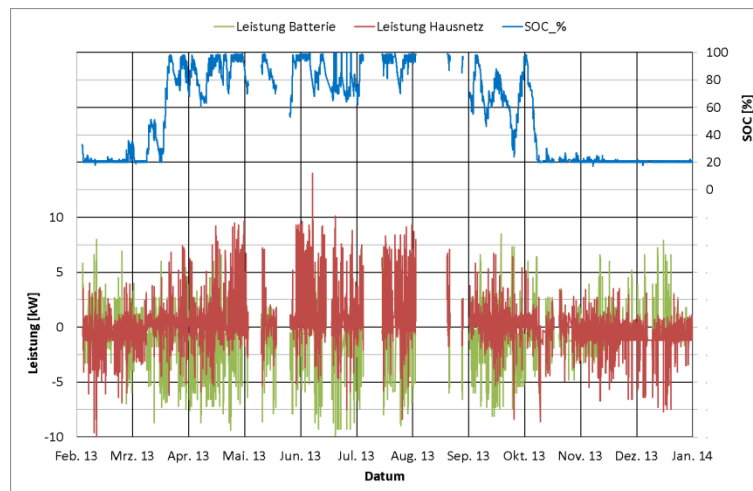


Abbildung 24: Leistungsbilanz der Solartankstelle und der Energieströme über ein Kalenderjahr

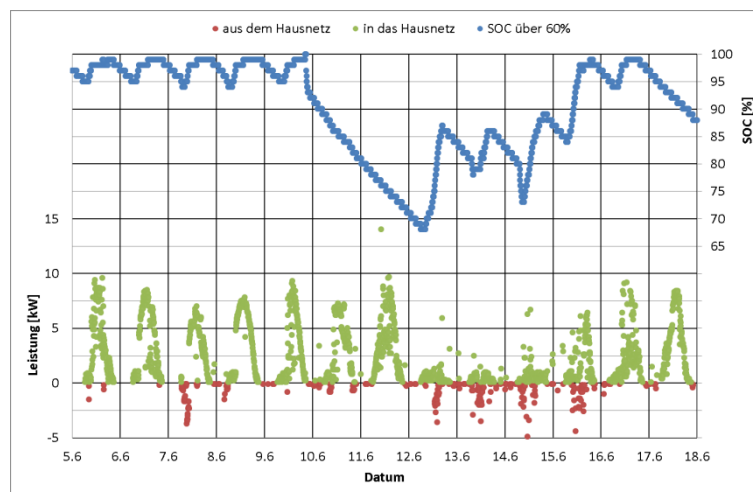



Abbildung 25: SoC Verlauf der Batterie über zwei Wochen und Leistungsübertragung zum Hausnetz

1.2.3 Fahrzeugkonzepte

Ein im Flottenversuch ausgemustertes Fahrzeug wurde zu einer Versuchs- und Demonstrationsplattform umgerüstet. Die originale Traktionsbatterie wurde in einen ersten Schritt durch eine gleichwertige Blei-Batterie ersetzt und durch Messtechnik ergänzt. In weiteren Projektverlauf können andere Energiesysteme eingesetzt werden; insbesondere hybride Antriebe, z.B. Super Caps-Li-B-Systeme sollen entwickelt und getestet werden. Dieses Versuchsfahrzeug stellt somit ein Bindeglied zwischen den auf

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	


dem Test- und Simulationsfeld für den elektrischen Antriebsstrang durchgeführten Laborversuchen und den Alltags-Flottenversuchen dar.

1.2.4 Antrieb und Steuerung

In AP 2.2.4 testet das IFAM auf seinem Testfeld Radnabenmotoren im Einzel- und im Simultanbetrieb. Ziele dieser Untersuchungen sind zum einen die Ermittlung von Wirkungsgradkennfeldern für verschiedene Kombinationen aus Drehzahlen und Drehmomenten. Zum anderen die Optimierung von Steuerungsparametern der Leistungselektronik der Radnabenmotoren für verschiedene Anwendungsszenarien. Zur Abbildung der Anwendungsszenarien wurde ein Fahrzyklusberechnungs-Programm entwickelt. Durch die Vorgabe beliebiger Geschwindigkeits-Zeit-Verläufe (z. B. in Fahrversuchen ermittelt) und geometrischer Fahrzeugdaten, erlaubt es die automatische Berechnung von Lastprofilen und damit die Abbildung des Fahrzeugverhaltens auf dem IFAM-Testfeld. Ein in der Flotte vorhandenes Fahrzeug (GEC Stromos) wurde in Hard- und Software auf dem Prüfstand nachgebildet. Somit wird es möglich sein, Modifikationen am Antriebsstrang auf dem Prüfstand nahezu wirklichkeitsgetreu durchzuführen und zu beurteilen.

1.2.5 Handlungsempfehlungen

Aus den verschiedenen Unterarbeitspaketen wurden Zuarbeiten geliefert und im Rahmen eines Workshops zu einer Roadmap zusammengeführt.


Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

1.3 Mobilitätseffekte – Energie- und Energieinfrastruktur

Die Einführung der Elektromobilität dient dem primären Ziel, die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor bis 2050 signifikant zu reduzieren. Sollten die Ausbauziele der Bundesregierung für erneuerbare Energien erfolgreich umgesetzt werden, so kann davon ausgegangen werden, dass Elektrofahrzeuge ab 2030 tatsächlich die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor gegenüber konventionellen Fahrzeugen reduzieren. Verschiedene Untersuchungen bestätigen jedoch, dass eine weitgehende Reduzierung der Emissionen nur dann durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen möglich ist, falls der Strom für den Betrieb der Fahrzeuge aus zusätzlichen erneuerbaren Energiequellen stammt (für eine Zusammenfassung der wesentlichen Studien zum CO₂-Emissionsvergleich siehe [Gabriel et. al 2011]). Zusätzlichkeit ist zum einen gegeben, wenn neue regenerative Produktionskapazitäten aufgebaut werden, die ohne die Nachfrage der Elektrofahrzeuge nicht erstellt würden. Zum anderen kann auch von Zusätzlichkeit ausgegangen werden, wenn durch die Elektrofahrzeuge Strom aus erneuerbaren Energiequellen genutzt wird, der ohne den Einsatz der Elektrofahrzeuge ungenutzt bliebe, so genannter Überschussstrom. In Bezug auf das zweite Kriterium hat die Untersuchung von Buchmann und Gabriel [2013] gezeigt, dass durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 potenzieller Überschussstrom aus Offshore-Windenergieanlagen nutzbar gemacht werden kann. In Bezug auf den gesamten Überschussstrom aus Offshore-Windanlagen ist der Strom, der zusätzlich durch Elektrofahrzeuge integriert werden kann, jedoch recht gering. Hier fallen insbesondere die Leistung der Offshore-Windanlagen und die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge zu weit auseinander. Ohne Zwischenspeicherung erscheint daher eine Kombination von Elektrofahrzeugen mit Offshore-Windanlagen wenig sinnvoll.

Fraglich ist vor diesem Hintergrund, ob es nicht andere erneuerbare Energiequellen gibt, die zu-künftig potenziell Überschuss produzieren, der durch die Elektrofahrzeuge in das Stromsystem integriert werden könnte. Es ist bereits heute absehbar, dass insbesondere die Integration von Photovoltaikanlagen die Verteilnetze der Zukunft vor eine Herausforderung stellt. Die dena Verteilnetzstudie hat den Ausbaubedarf zur Integration der erneuerbaren Energien auf den unteren Netzebenen mit maximal 42,5 Mrd. Euro beziffert [dena 2012].

Gleichzeitig zu diesen Entwicklungen im Stromsektor beginnt aktuell der Markthochlauf von Elektrofahrzeugen. Im Schwerpunkt werden die Elektrofahrzeuge in naher Zukunft zunächst in gewerblichen Flotten zum Einsatz kommen, da hier das ökonomische Potenzial am höchsten ist [NPE 2012].

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Vor diesem Hintergrund untersucht die vorliegende Studie das Potenzial von Elektrofahrzeugen, im gewerblichen Flotteneinsatz lokal erzeugten PV-Strom direkt zu verwenden, ohne die Verteilnetze damit zu belasten. Als Betrachtungszeitraum wird das Jahr 2030 gewählt, da hier sowohl der Anteil der Photovoltaikanlagen als auch der Elektrofahrzeuge bereits signifikant sein wird. Ziel der Studie ist es, anhand von beispielhaften Ortsnetzen aufzuzeigen, welchen Effekt hier der Einsatz von Elektrofahrzeugen haben kann. Die Ergebnisse sind daher illustrativ und können nicht verallgemeinert werden.

Die Untersuchung adressiert drei Leitfragen:

1. Wie hoch ist der Anteil von lokal erzeugtem Photovoltaikstrom an der Ladung der Elektrofahrzeuge im gewerblichen Flotteneinsatz bei ungesteuertem und gesteuertem Laden?
2. Inwiefern reduzieren sich die Kosten für den Ladestrom der Elektromobilitätsflotte durch die Nutzung von lokal erzeugtem PV-Strom?
3. Ist eine Überlastung von Ortsnetzstationen im ländlichen Raum durch den vermehrten Einsatz von PV-Anlagen zu erwarten und welchen Einfluss kann die Ladung der Elektrofahrzeuge auf diese Überlastungen haben?

1.3.1 Die modellierten ländlichen Ortsnetze und der prognostizierte Flotteneinsatz

Die folgenden Untersuchungen fokussieren sich auf vier Beispielgebiete im ländlichen Raum. Jedes dieser Gebiete repräsentiert ein Ortsnetz. Jedes Ortsnetz ist je an einen Ortsnetztrafo angeschlossen. Da die realen Daten zu den Lastgängen der einzelnen Verbraucher nicht vorlagen, wurden sowohl die Nachfrage- als auch die Erzeugungslastgänge synthetisch erzeugt (genaueres dazu in [Fette/Janßen 2014]). Das Stromnetz wurde nicht modelliert.

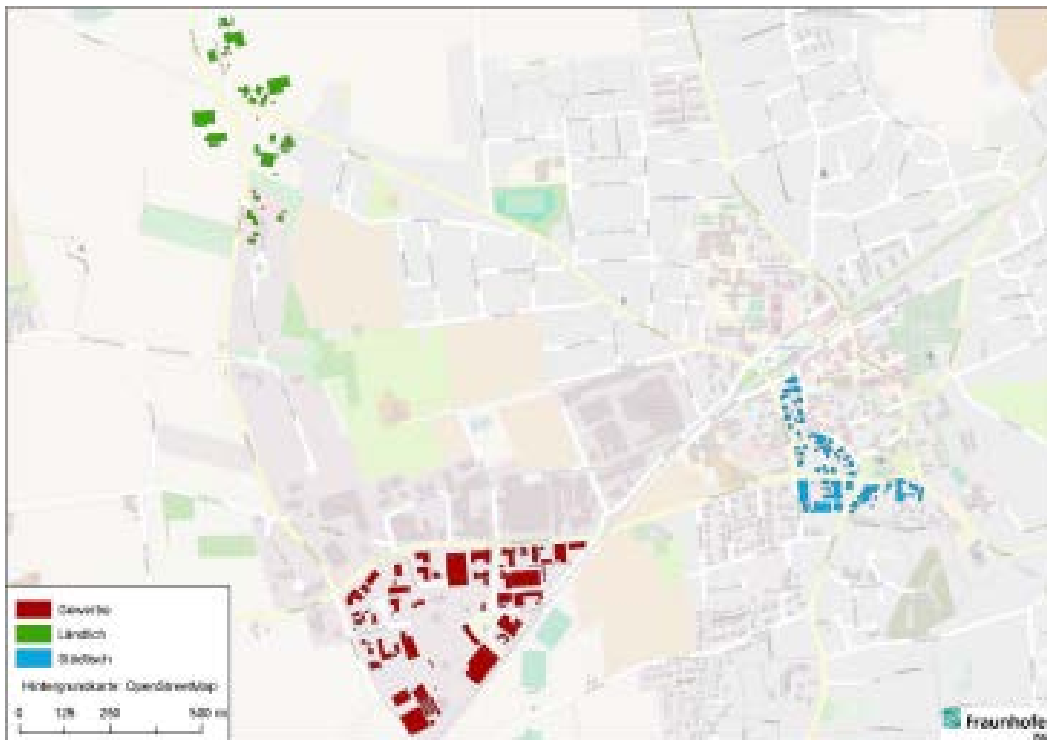


Abbildung 26: Beispielhafte Gebiete in der Region Ganderkesee, Quelle: [Fette/Janßen 2014]

Jedes der oben dargestellten Gebäude ist in dem Modell mit den folgenden Attributen hinterlegt:

- Stromnachfrage Gewerbe
- Stromnachfrage Elektroflotte
- Stromerzeugung Photovoltaik

Für jedes Attribut liegen Werte in 15-minütiger Auflösung für ein Jahr vor. Da sich die Analysen in dem Modell auf das Jahr 2030 beziehen, wurde zunächst grundlegend der Status Quo der vorhandenen Erzeugungsanlagen erhoben. Aufbauend auf einer PV-Potenzialanalyse für jedes einzelne Gebäude wurden dann in dem Modell den Gebäuden mit dem höchsten ökonomischen Potential die jeweiligen Erzeugungsanlagen zugeordnet, bis das gewünschte Ausbaupotenzial für 2030 erreicht wurde. Es wurden dabei drei verschiedene Ausbauszenarien der Erzeugung und drei verschiedene Marktdurchdringungsraten von Elektrofahrzeugen betrachtet. Die folgende Tabelle 11 fasst die drei Szenarien für 2030 kurz zusammen. Die jeweiligen Werte beziehen sich auf Gesamt-Deutschland und wurden auf die Beispielregion heruntergerechnet:


Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Tabelle 11: Annahmen zum Ausbau der Erzeugungskapazitäten und Elektromobilität bis 2030 in Deutschland

	2030 - pessimistisch	2030 - durchschnittlich	2030 - optimistisch
PV-Ausbau in Deutschland	52 GW	61 GW	90 GW
Anteil Elektrofahrzeuge am Bestand	3%	8%	15%

Die folgenden Betrachtungen werden sich lediglich auf das optimistische Szenario beschränken. Auf die Beispielortsnetze heruntergebrochen bedeutet der optimistische Ausbau von PV-Anlagen, dass insgesamt 21 PV-Anlagen in den betrachteten Regionen installiert sein werden. Details zu der Berechnung der installierten Leistung und den 15-minütigen Erzeugungswerten der PV-Anlagen können Fette/Janßen [2014] entnommen werden.

Die PV-Anlagen, die auf den ausgewählten Dachflächen in den fünf beispielhaften Ortnetzen für das optimistische Szenario zu installieren wären, sind in der folgenden Abbildung 27 dargestellt:

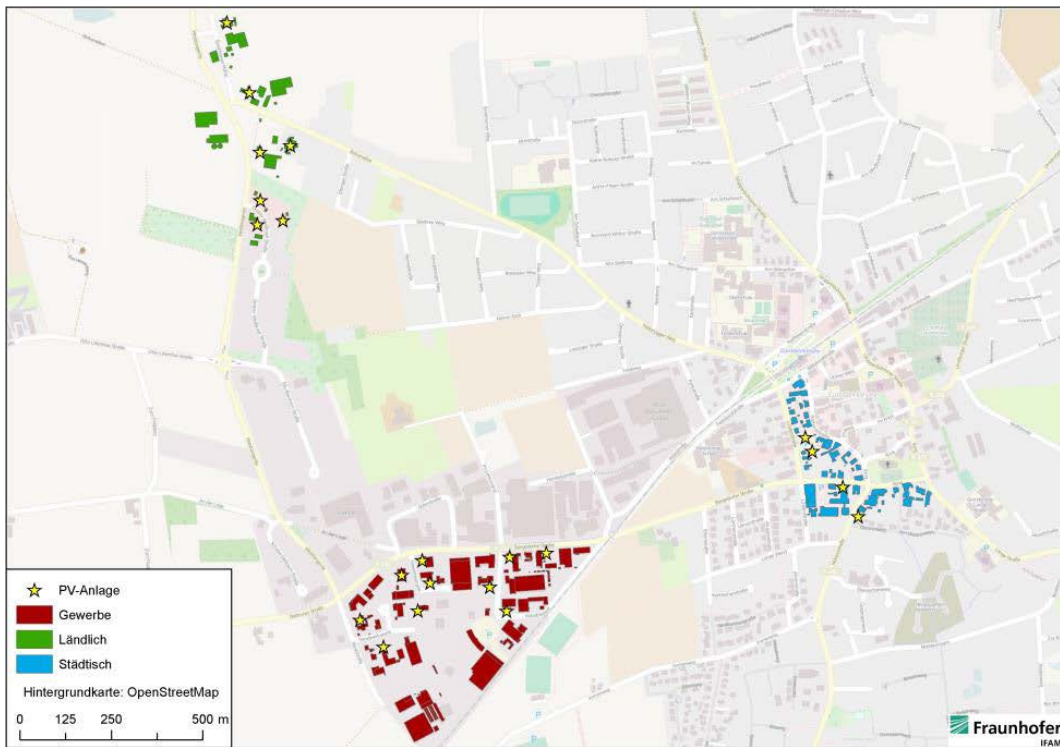


Abbildung 27: Verteilung der PV-Anlagen im optimistischen Szenario Quelle: [Fette/Janßen 2014]

Die folgende Tabelle 12 fasst die installierte Leistung und die berechneten Jahreserträgen (Prognose im Testreferenzjahr) der Photovoltaikanlagen für das optimistische Szenario 2030 zusammen:

Tabelle 12: PV-Anlagen im optimistischen Szenario gemäß Fette/Janßen [2014]

	Anzahl	Fläche	Leistung [kW]	Ertrag [MWh/a]
Ländlicher Bereich	7	2.802	377	387
Gewerbe	12	2.433	325	305
Verdichteter Bereich / Städtisch	4	77	10	10

Die Stromnachfrage der Elektroflotte basiert auf einer Simulation von Elektrofahrzeugen im gewerblichen Flotteneinsatz. Diese Simulation wurde vom OFFIS e.V. erstellt und ist in [Hoerstebrock 2014] genauer dokumentiert.

Die Untersuchungen von [Hörstebrock 2014] fokussierten sich auf Fahrzeuge im Dienstleistungssektor, da dieser Gewerbetyp vermehrt in der betrachteten Untersuchungsregion auftritt. Insgesamt wurden in dem Modell 29 Dienstleistungsunternehmen mit insgesamt 117 Fahrzeugen erfasst. Von diesen 117 Fahrzeugen wurden in der Simulation insgesamt 32 elektrisch betrieben. Die Ergebnisse

der Flottenanalyse belegten, dass rund 95% aller Fahrten, die bisher durch konventionelle Fahrzeuge abgedeckt wurden, auch durch Elektrofahrzeuge substituiert werden könnten. Diese Simulation basiert dabei auf der Annahme, dass bei einem Umstieg von konventionellen Fahrzeugen auf Elektrofahrzeuge keine Anpassung der Fahrverhaltens und des Flottenmanagements erfolgt. Die Einschätzungen sind daher noch eher als konservativ zu bewerten, so dass ein Wert über 95% realistisch erscheint. Die Simulation zeigte auch, dass kaum Verspätungen durch die Ladung der Elektrofahrzeuge zu erwarten wären. Details zu diesen Ergebnissen finden sich in Hörstebroch [2014]. Die Modellierung der Fahrzeugflotten in [Hörstebroch 2014] dient als Grundlage für die vorliegende Auswertung des Effekts der Flotten auf die Verteilnetze.

Für die weiteren Analysen ist dann insbesondere interessant, für welche Gebäude ein wirtschaftliches Potential für PV-Anlagen in 2030 besteht und ob diese Gebäude auch durch Gewerbe genutzt werden, die Elektrofahrzeuge einsetzen könnten. Die Prognosen in dem Modell kommen zu den folgenden Verteilungen der Flotten und PV-Anlagen:

Tabelle 13: Verteilung von PV-Anlagen und Elektrofahrzeugen in den Beispielregionen Die modellierten ländlichen Ortsnetze und der prognostizierte Flotteneinsatz

	Gewerbegebiet	Landwirtschaft	Stadt
Gewerbe mit Elektrofahrzeugen	13	4	9
Anzahl der Elektrofahrzeuge gesamt	16	4	12
Anzahl der Gewerbe mit Photovoltaikanlage und Elektrofahrzeugen	3	4	1
Anzahl der Gewerbe nur mit Elektrofahrzeugen	10	0	8
Anzahl der Gewerbe nur mit Photovoltaikanlagen	8	3	4
Anzahl der Gewerbe gesamt	30	9	27

In Bezug auf die Rahmenparameter der Elektrofahrzeuge und der benötigten Ladeinfrastruktur wurden äquivalent zu [Hörstebroch 2014] folgende Annahmen getroffen:

Tabelle 14: Annahmen zu Rahmenparametern von Elektrofahrzeugen

		Sommer		Winter	
		Niedrige Ladeleistung	Hohe Ladeleistung	Niedrige Ladeleistung	Hohe Ladeleistung
Fahrzeug	Batterie	25 kWh	25 kWh	25 kWh	25 kWh
	Reichweite	150 km	150 km	120 km	120 km
Infrastruktur (Leistung)	Gewerbe-ladepunkt	3,7 kW	11 kW	3,7 kW	11 kW
	Privater Ladepunkt	3,7 kW	3,7 kW	3,7 kW	3,7 kW

Aus den Flottensimulationen ergeben sich für jedes Fahrzeug unterschiedliche Ladezeitpunkte und Ladekurven. Die folgende Grafik vergleicht beispielhaft 5 verschiedene Flotten-Lademuster (auf-summierter Ladebedarf aller Elektrofahrzeuge in einer Flotte ergibt ein Flotten-Lademuster) für eine simulierte Sommerwoche.

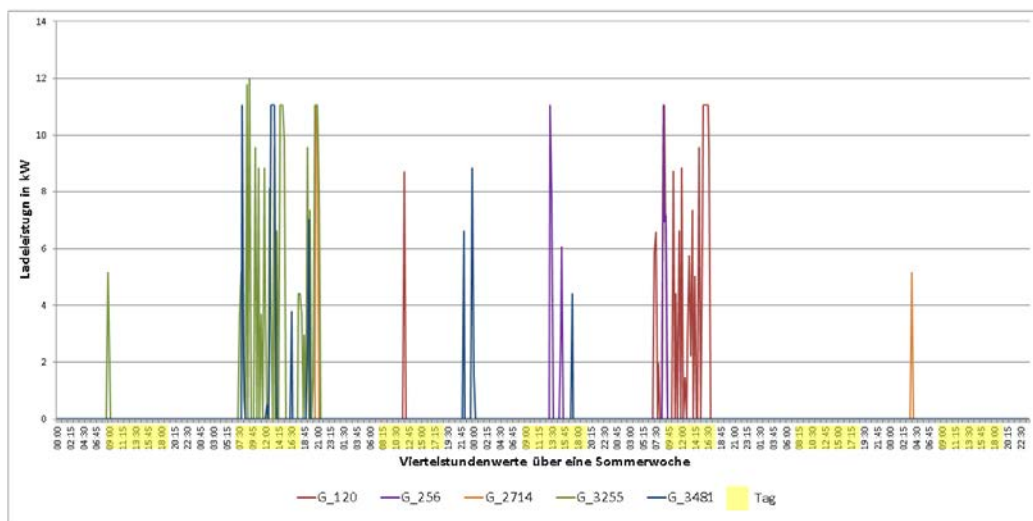


Abbildung 28: Vergleich von fünf Flottenlademustern für eine simulierte Sommerwoche

In Abbildung 28 zeigt sich, dass schon bei ungesteuertem Laden der Ladevorgang der 5 Flottentypen häufig tagsüber stattfindet. Diese 5 Flotten bestehen aus einem Containerverleih, einem Arzt, einem Vertrieb für Gartenmaschinen, einem Autohaus und einem Unternehmen aus dem Maschinenbau. Hierbei handelt es sich jeweils um recht häufig auftretende Gewerbe, die so auch in anderen Regionen aufzufinden sind. Zwar sind die Daten nicht repräsentativ, sie zeigen jedoch das Potenzial zur Verknüpfung von Elektromobilität mit lokaler PV-Erzeugung auf. Interessant ist, dass diese Überschneidung schon ohne eine intelligente Ladestrategie erreicht wird.

Inwiefern diese Überschneidung zwischen der Ladung der Elektrofahrzeuge im Flotteneinsatz und lokalen PV-Anlagen durch eine intelligente Ladestrategie erhöht werden kann, wurde in dem Modell ebenfalls untersucht. Dazu wurde ein intelligenter Lademechanismus an den Flottenstützpunkten mit PV-Anlagen implementiert. Dieser basiert auf der folgenden Logik:

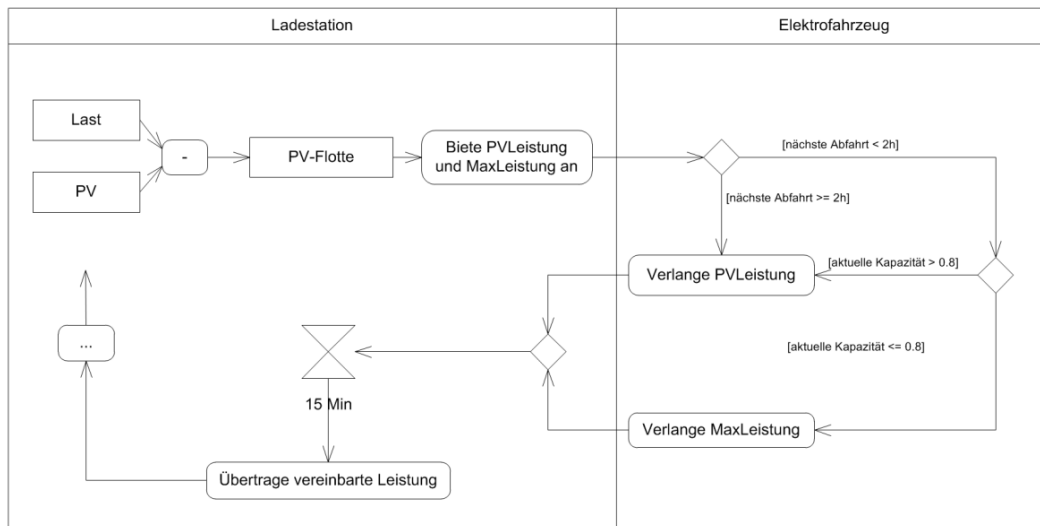



Abbildung 29: Darstellung des intelligenten Lademechanismus im Modell Quelle: [Hörstebroek 2014]

Für die Ladung des Fahrzeugs ist zunächst ausschlaggebend, ob die nächste geplante Fahrt innerhalb der nächsten 2 Stunden nach Anschluss an das Stromnetz stattfinden soll. Basierend auf dieser Information sind zwei grundsätzliche Ladestrategien zu unterscheiden:

1. Die nächste Fahrt ist innerhalb von 2 Stunden geplant
Falls die nächste Fahrt innerhalb der nächsten 2 Stunden geplant ist, startet die Ladung direkt ohne weitere Einschränkungen bis 80% der maximalen Akkukapazität erreicht sind. Erst ab einer Ladekapazität von 80% greift der intelligente Mechanismus wieder ein. Ab diesem State of Charge (SoC) lädt das Fahrzeug nur dann, wenn PV-Strom zur Verfügung steht. PV-Strom steht nur dann zur Verfügung, wenn die Leistung der PV-Anlage über die Last des Gewerbes (ohne die Elektroautos) hinausgeht. Reicht die Leistung der PV-Anlage bis zur Abfahrt des Fahrzeugs nicht aus, um den Akku vollständig zu laden, so startet die nächste Fahrt mit einem SoC zwischen 80 und 100%.
2. Die nächste Fahrt ist **nicht** innerhalb der nächsten 2 Stunden geplant
Ist für ein Fahrzeug eine längere Standdauer geplant als 2 Stunden, so wird das Fahrzeug nur geladen, wenn PV-Strom zur Verfügung steht. Erst wenn nur noch

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

2 Stunden bis zur Abfahrt zur Verfügung stehen, ändert sich die Ladestrategie wieder. Dann gilt die unter 1. beschriebene Ladestrategie.

Dieser intelligente Lademechanismus wurde aus zwei Gründen gewählt. Zum einen wird durch die hinterlegte Strategie sichergestellt, dass die Elektrofahrzeuge im Flottenbetrieb mindestens 80% der Ladekapazität zur Verfügung haben. Dies soll eine reibungslosere Integration in den Flottenbetrieb ermöglichen. Zum anderen soll dieser Lademechanismus auf zwei Arten zu einer Reduktion von Lastspitzen beitragen. So kommt es bei der Ladung der Fahrzeuge zu einer zeitlichen Entzerrung, die theoretisch zu einer Lastreduzierung führen sollte. Auch die Einspeisespitzen durch die PV-Anlagen könnten reduziert werden, da die Elektrofahrzeuge sich stärker an der Einspeisung der PV-Anlagen orientieren. Ob, wie häufig und mit welcher Intensität diese Lastreduzierungseffekte auftreten, muss anhand der Simulation bewertet werden.

1.3.2 Erste Leitfrage: Anteil PV-Strom an Ladung der Elektrofahrzeuge

Wie hoch ist der Anteil von lokal erzeugtem Photovoltaikstrom an der Ladung der Elektrofahrzeuge im gewerblichen Flotteneinsatz bei ungesteuertem und gesteuertem Laden?

Um diese Frage zu beantworten, wurde die Simulation für zwei beispielhafte Sommer- und Winterwochen jeweils mit einer ungesteuerten Ladestrategie als auch mit der beschriebenen gesteuerten Ladestrategie durchgeführt. Dabei wurden drei verschiedene Arten von Ladestrom unterschieden:

- a) Interne PV: Ladestrom, der direkt aus der am Standort der Flotte installierten PV-Anlage stammt, aber nicht durch das Gewerbe genutzt werden kann
- b) Externe PV: Ladestrom aus PV-Anlagen, die nicht am Standort der Flotte installiert sind, aber in dasselbe Ortsnetz einspeisen
- c) Netzbezug: Ladestrom, der aus der Mittelspannungsebene bezogen wird

1.3.2.1 Gewerbenetz

Wie oben beschrieben, gibt es im optimistischen Szenario lediglich 3 Gewerbebetriebe, deren Flotte teilweise aus Elektrofahrzeugen besteht und die gleichzeitig über eine PV-Anlage verfügen. Daher können auch nur diese Gewerbe einen internen PV-Anteil aufweisen. Externer PV-Strom, ebenso wie Netzbezug, können hingegen bei allen 16 Fahrzeugen im gewerblichen Flotteneinsatz genutzt werden.

Sommer Gewerbegebiet

Die folgenden Darstellungen fassen die Simulationsergebnisse für die untersuchte Sommerwoche zusammen.

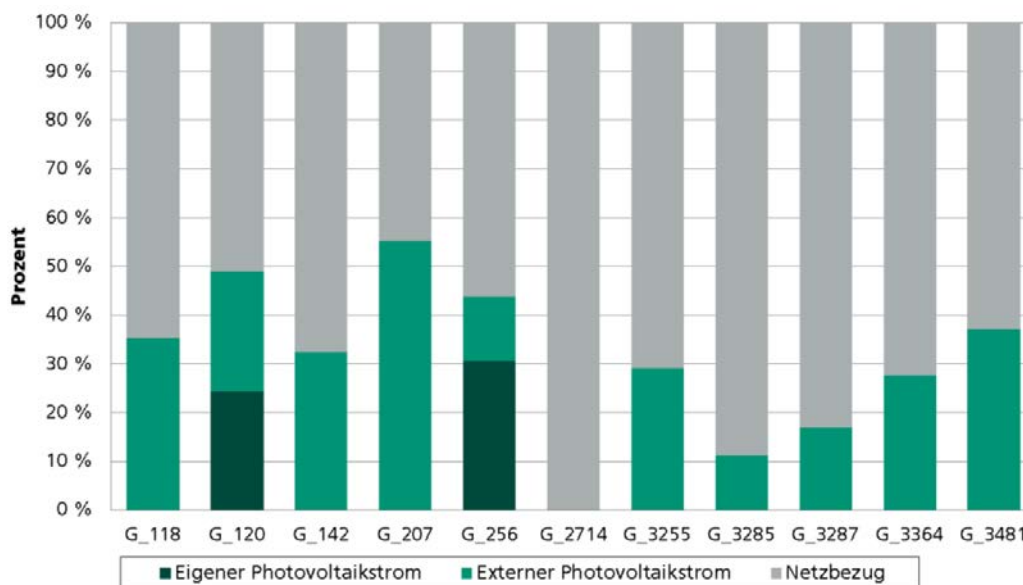


Abbildung 30: Anteilige Zusammensetzung des summierten Ladestroms je Flotte im Gewerbegebiet in einer Sommerwoche bei ungesteuertem Laden

Zwar verfügen 13 Gewerbestandorte über Elektrofahrzeuge, jedoch besteht lediglich bei 11 dieser Unternehmen auch ein Ladebedarf. Daher sind auch nur diese 11 dargestellt.

Zwei wesentliche Effekte lassen sich bei einer **ungesteuerten** Ladestrategie beobachten. Zum einen kommen zwei der drei Gewerbeflotten die auch über eine PV-Anlage verfügen auf einen internen PV-Anteil von mindestens 25%. Das dritte Gewerbe (ein Fitnessstudio) hat nur einen geringen Mobilitätsbedarf, so dass innerhalb der betrachteten Woche gar kein Ladebedarf besteht. Auffällig ist weiterhin, dass schon bei ungesteuertem Laden der Anteil des externen PV-Stroms, also des Stroms der durch benachbarte PV-Anlagen erzeugt wird, zwischen 10 und 55% des gesamten Ladebedarfs aller gewerblicher Flotten im Gewerbegebiet in der betrachteten Woche abdeckt.

Schaut man sich nun die Ergebnisse der Simulation mit **gesteuertem** Laden an, so zeigt sich, dass der interne Anteil bei einer Flotte auf ca. 95% gesteigert werden konnte. Die zweite Flotte mit einem internen PV-Anteil steigerte diesen durch den intelligenten Lademechanismus hingegen lediglich um ca. 10%.

**Gewerbegebiet: Herkunft der Energie der Flotten im Sommer
(gesteuert)**

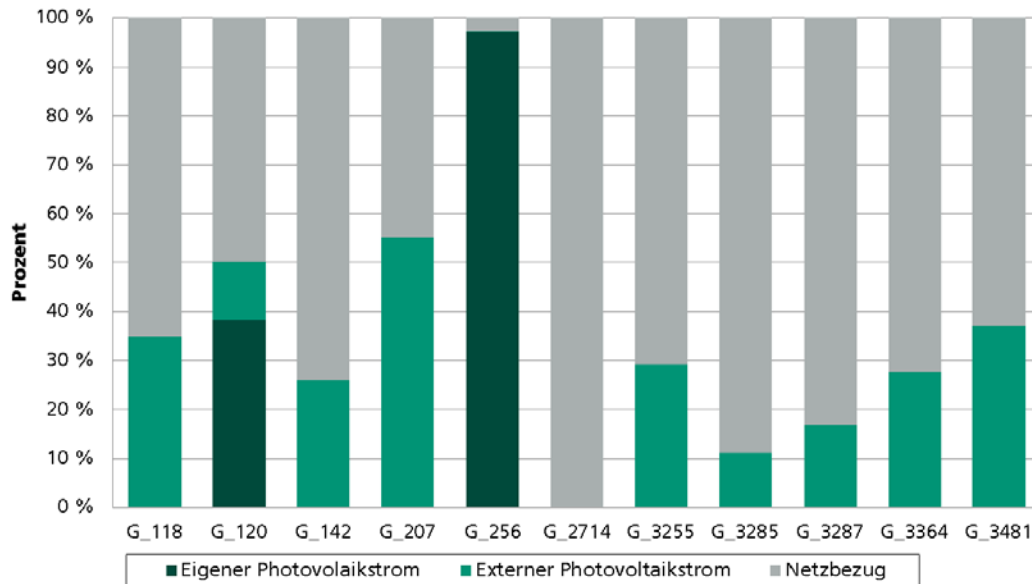
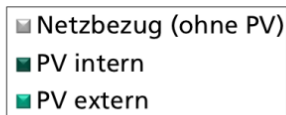
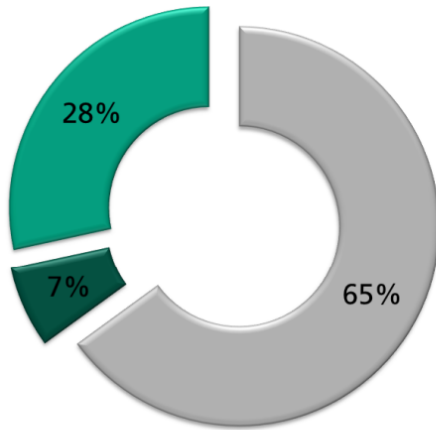


Abbildung 31. Anteilige Zusammensetzung des summierten Ladestroms je Flotte im Gewerbegebiet in einer Sommerwoche bei gesteuertem Laden

Zwar sinken auch einige externe PV-Anteile, da nicht mehr PV-Strom erzeugt wird als bei der ungesteuerten Ladestrategie, insgesamt steigt der lokal genutzte Anteil jedoch. Es findet also zum einen eine Umverteilung des PV-Stroms statt. Zum anderen reduziert sich durch das gesteuerte Laden auch der Netzbezug der Flotte aus der Mittelspannungsebene.

Herkunft des Ladestroms im Sommer (ungesteuert)



Herkunft des Ladestroms im Sommer (gesteuert)

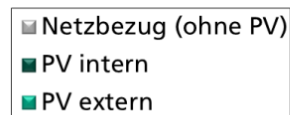
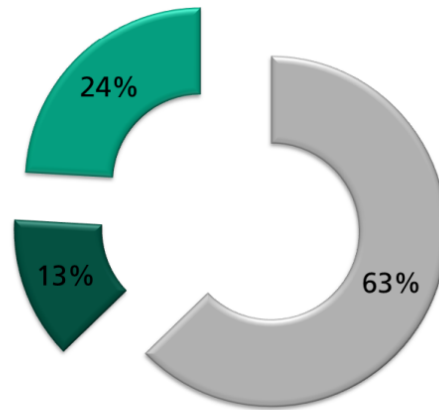


Abbildung 32. Vergleich Anteil PV-Erzeugung an dem gesamten Ladebedarf der Flotten im Gewerbegebiet in einer Sommerwoche bei ungesteuertem und gesteuertem Laden

Winter Gewerbegebiet

Ähnliche Effekte lassen sich in der simulierten Winterwoche beobachten, allerdings auf einem wesentlich geringeren Niveau, da der Ertrag der PV-Anlagen im Winter signifikant reduziert wird.

**Gewerbegebiet: Herkunft der Energie der Flotten im Winter
(ungesteuert)**

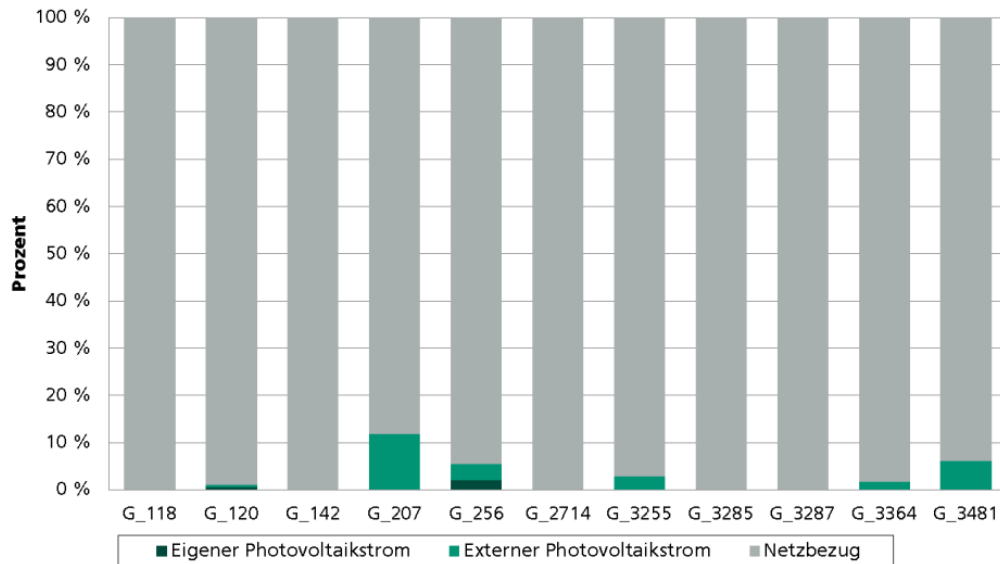


Abbildung 33. Anteilige Zusammensetzung des summierten Ladestroms je Flotte im Gewerbegebiet in einer Winterwoche bei ungesteuertem Laden

Auffällig ist, dass der höchste PV-Anteil bei einem Gewerbe (G_207) ohne eigene PV-Anlage erreicht wird. Hier wird der Ladestrom zu etwa 10% durch benachbarte PV-Anlagen gedeckt. Dies ist auf das stark mittagslastige Ladeverhalten dieses Flottentyps (Hersteller und Vertrieb) zurückzuführen.

**Gewerbegebiet: Herkunft der Energie der Flotten im Winter
(gesteuert)**

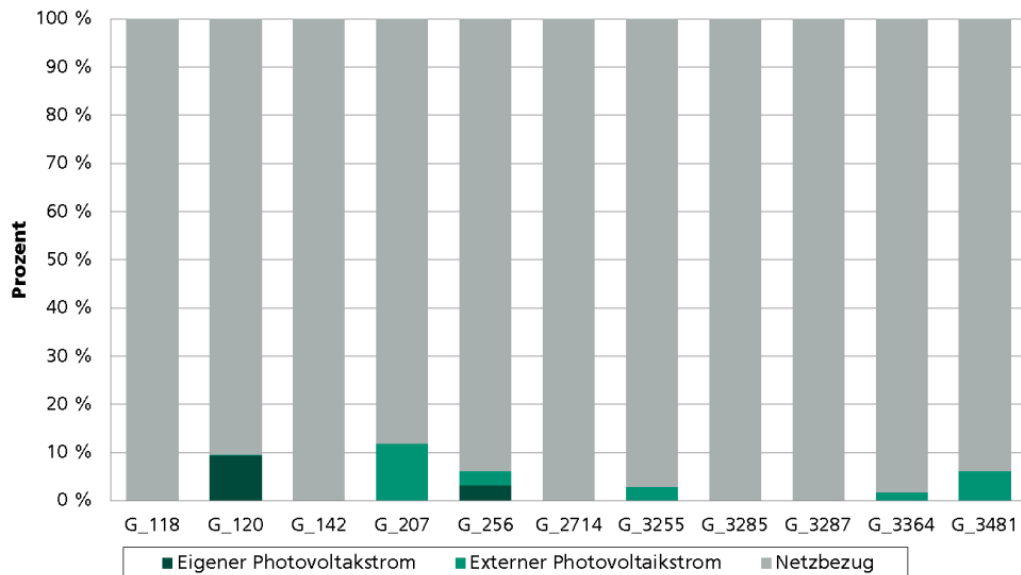
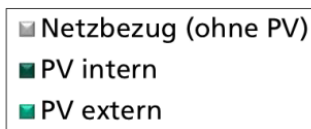
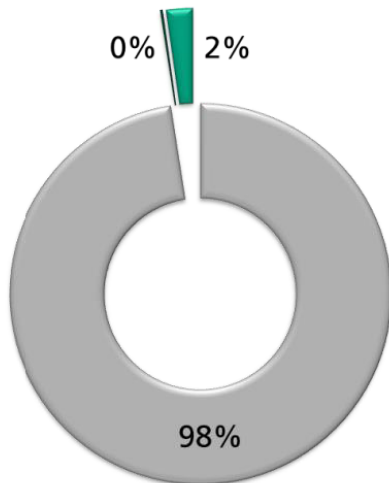


Abbildung 34. Anteilige Zusammensetzung des summierten Ladestroms je Flotte im Gewerbegebiet in einer Winterwoche bei gesteuertem Laden

Wie in Abbildung 34 zu sehen ist, hat der intelligente Lademechanismus hier lediglich bei einem Gewerbestandort (G_120) einen Effekt. Selbst in diesem Fall steigert sich der interne PV-Anteil jedoch lediglich auf 10 Prozent. Daher finden sich auch kaum Veränderungen bei den aufsummierten Ladevorgängen aller Flotten über die Winterwoche.

Herkunft des Ladestroms im Winter (ungesteuert)



Herkunft des Ladestroms im Winter (gesteuert)

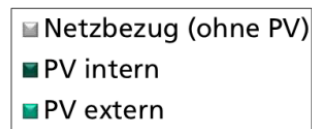
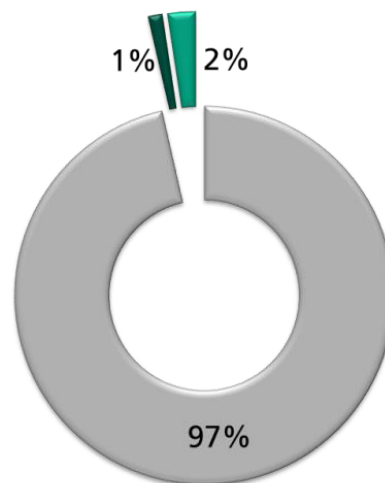


Abbildung 35. Vergleich Anteil PV-Erzeugung an dem gesamten Ladebedarf der Flotten im Gewerbegebiet in einer Winterwoche bei ungesteuertem und gesteuertem Laden

1.3.2.2 Landwirtschaftsnetz

Sommer Landwirtschaft

Im Vergleich zu dem betrachteten Gewerbegebiet bietet das Ortsnetz im landwirtschaftlichen Bereich bessere Bedingungen zur Koppelung von PV-Strom und Elektrofahrzeugen im Flotteneinsatz. Zum einen sind hier die Potenziale für den Einsatz von Photovoltaikanlagen wesentlich größer als in anderen Gebieten (in Relation zur Nutzerzahl). Daher verfügen in den optimistischen Prognosen für das Jahr 2030 rund die Hälfte aller landwirtschaftlichen Betriebe in dem betrachteten Ortsnetz über eine PV-Anlage. Die durchschnittliche Leistung liegt bei über 50kWp. Zum Vergleich, die durchschnittliche Leistung im Gewerbegebiet liegt bei ca. 30kWp.

Gleichzeitig verfügen 4 landwirtschaftliche Betriebe, die auch eine PV-Anlage haben, jeweils über ein Elektrofahrzeug. Basierend auf diesen Prognosen für 2030 ergibt sich somit ein hohes Potenzial zur Kombination der lokalen PV-Anlagen mit der Ladung der Elektrofahrzeuge im landwirtschaftlichen Betrieb. Betrachtet man nun, wie sich der Ladestrom der jeweiligen Fahrzeuge in der Summe in einer Sommerwoche zusammensetzt, so fällt auf, dass der Anteil des eigenerzeugten PV-Stroms an dem

Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge mit ca. 5-23%, im Vergleich zum Gewerbenetz, recht gering ausfällt.

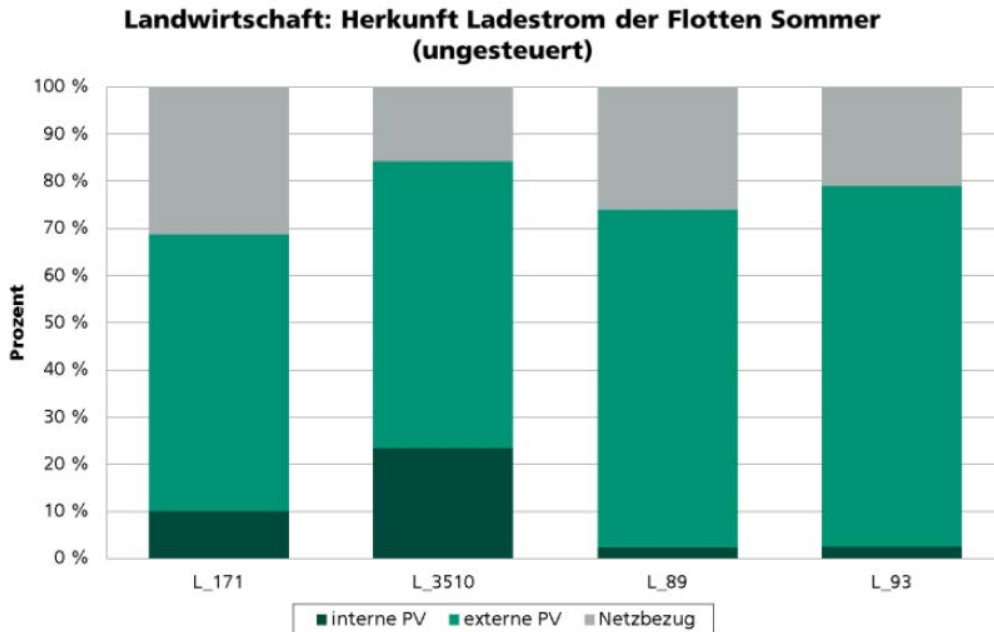


Abbildung 36. Anteilige Zusammensetzung des summierten Ladestroms je Flotte im Ortsnetz Landwirtschaft in einer Sommerwoche bei ungesteuertem Laden

Zwei Faktoren führen zu diesem recht geringen Anteil der Eigenerzeugung an der Ladung der Elektrofahrzeuge. Zum einen ist der durchschnittliche Ladebedarf der Fahrzeuge in der betrachteten Woche mit ca. 20kWh je Fahrzeug eher gering. Zum anderen finden die seltenen Ladeprozesse dann häufig in den frühen Vormittagsstunden zwischen 8-10 Uhr statt. Zwar produzieren die PV-Anlagen hier auch schon Strom, allerdings nicht mit einer hohen Leistung.

Bei einer weiter gefassten Betrachtungsweise zeigt sich, dass durch den externen PV-Strom, der nicht am Standort der Elektrofahrzeuge, aber durch andere Anlagen im selben Ortsnetz erzeugt wird, zusätzlich etwa 60-75% des Ladebedarfs gedeckt werden. Dies liegt an der insgesamt hohen installierten PV-Kapazität, so dass in Summe der externe PV Anteil durchaus signifikant ist. So kommt der gesamte Anteil von PV-Strom, eigenerzeugt als auch von benachbarten Anlagen, an dem Ladebedarf der Elektrofahrzeuge bei ungesteuertem Laden bereits auf 68-85%.

Durch den bereits beschriebenen gesteuerten Lademechanismus kann der Anteil des eigenerzeugten PV-Stroms an der Ladung der Elektrofahrzeuge bei zwei der vier landwirtschaftlichen Betriebe positiv beeinflusst werden.

**Landwirtschaft: Herkunft Ladestrom der Flotten Sommer
(gesteuert)**

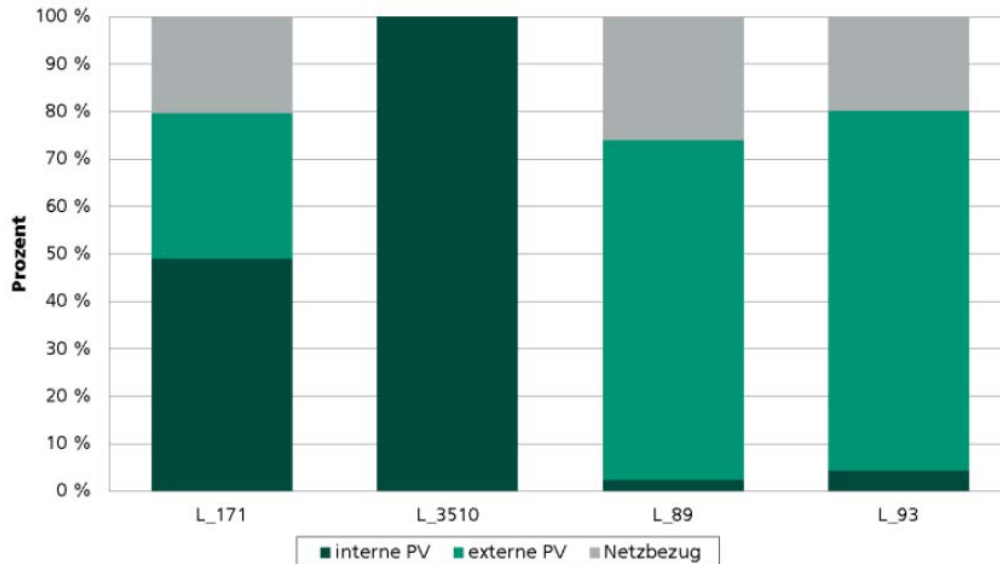
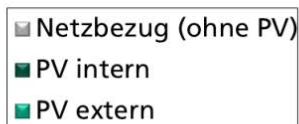
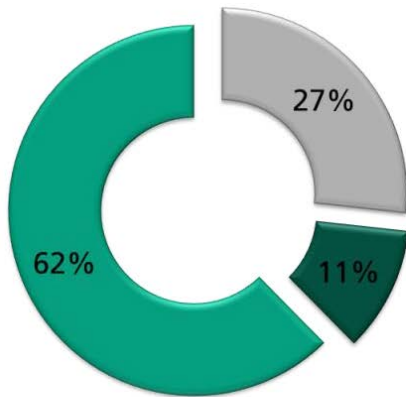


Abbildung 37. Anteilige Zusammensetzung des summierten Ladestroms je Flotte im Ortsnetz Landwirtschaft in einer Sommerwoche bei gesteuertem Laden

Während an zwei Betriebsstandorten der Anteil des eigenerzeugten PV-Stroms auf ca. 50 bzw. 100% erhöht werden kann, ändert sich der Ladestrommix in den anderen beiden Fällen nicht. Der Effekt des intelligenten Lademechanismus ist in diesen beiden Fällen sehr gering, da der Ladebedarf dieser Flotten unter 2kWh liegt und daher nur ein Ladevorgang stattfindet, der auf Grund des Mobilitäts-bedarfs nicht weiter beeinflussbar ist. Da der Ladebedarf dieser beiden Flotten signifikant niedriger ist als der Bedarf der Flotten an den Gewerbestandorten L_171 und L_3510, hat das gesteuerte Laden trotzdem einen relevanten Effekt auf den gesamten Ladestrommix, wie die folgende Abbildung 38 zeigt.

Herkunft des Ladestroms im Sommer (ungesteuert)



Herkunft des Ladestroms im Sommer (gesteuert)

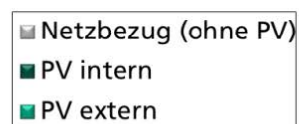
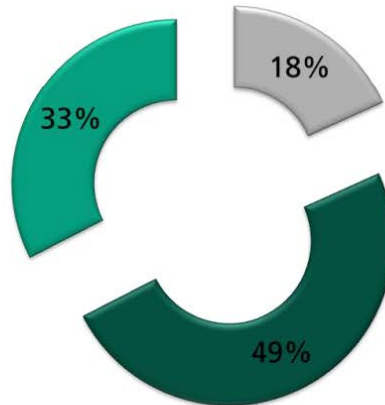


Abbildung 38. Vergleich Anteil PV-Erzeugung an dem gesamten Ladebedarf der Flotten im Ortsnetz Landwirtschaft in einer Sommerwoche bei ungesteuertem und gesteuertem Laden

Winter Landwirtschaft

Da die Stromerzeugung aus den PV-Anlagen im Winter wesentlich geringer ausfällt, steigt der Netzbezug der Elektrofahrzeuge an. Ungesteuert erreicht hier kein Elektrofahrzeug einen Eigenverbrauch über 5%. Erst durch gesteuertes Laden steigt dieser Anteil bei einem Fahrzeug auf nahezu 100%. Allerdings beläuft sich der Ladebedarf dieses Fahrzeugs auf insgesamt lediglich 7kWh in der betrachteten Woche. Dies führt zwar zu prozentualen Veränderungen, hat aber absolut betrachtet einen geringen Effekt.

**Landwirtschaft: Herkunft Ladestrom der Flotten Winter
(ungesteuert)**

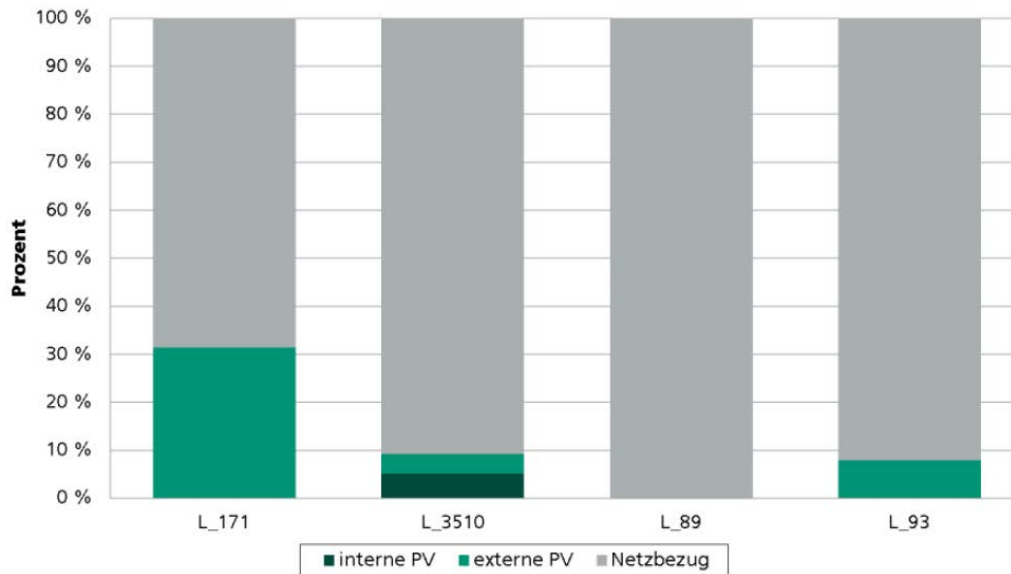


Abbildung 39. Anteilige Zusammensetzung des summierten Ladestroms je Flotte im Ortsnetz Landwirtschaft in einer Winterwoche bei ungesteuertem Laden

**Landwirtschaft: Herkunft Ladestrom der Flotten Winter
(gesteuert)**

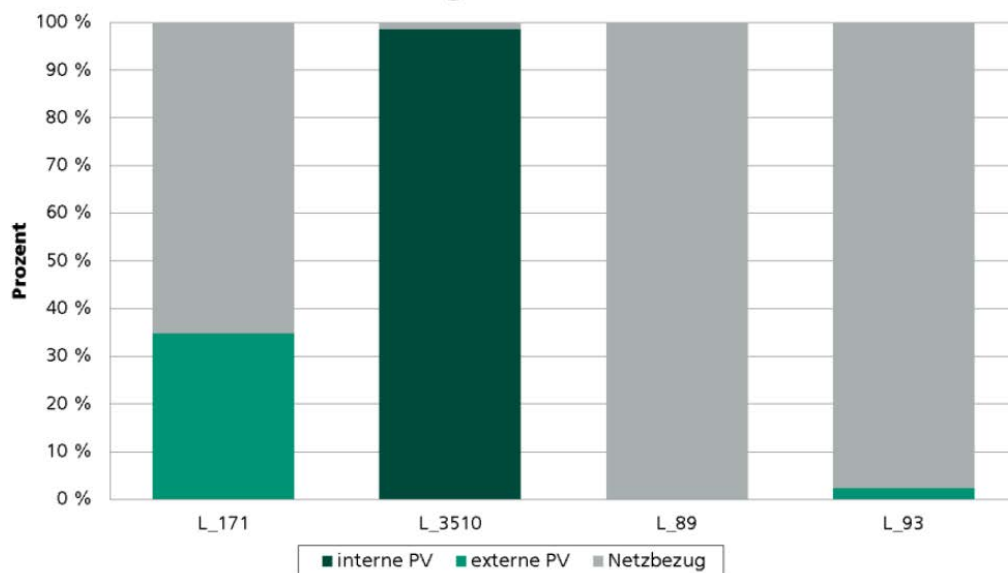


Abbildung 40. Anteilige Zusammensetzung des summierten Ladestroms je Flotte im Ortsnetz Landwirtschaft in einer Winterwoche bei gesteuertem Laden

Wie oben bereits erwähnt führt der intelligente Lademechanismus zu einer Erhöhung des Anteils des eigenerzeugten PV-Stroms an der Ladung des betreffenden Fahrzeugs.

Daher erhöht sich auch insgesamt der Anteil des eigengenutzten PV-Stroms über alle Flotten durch intelligentes Laden.

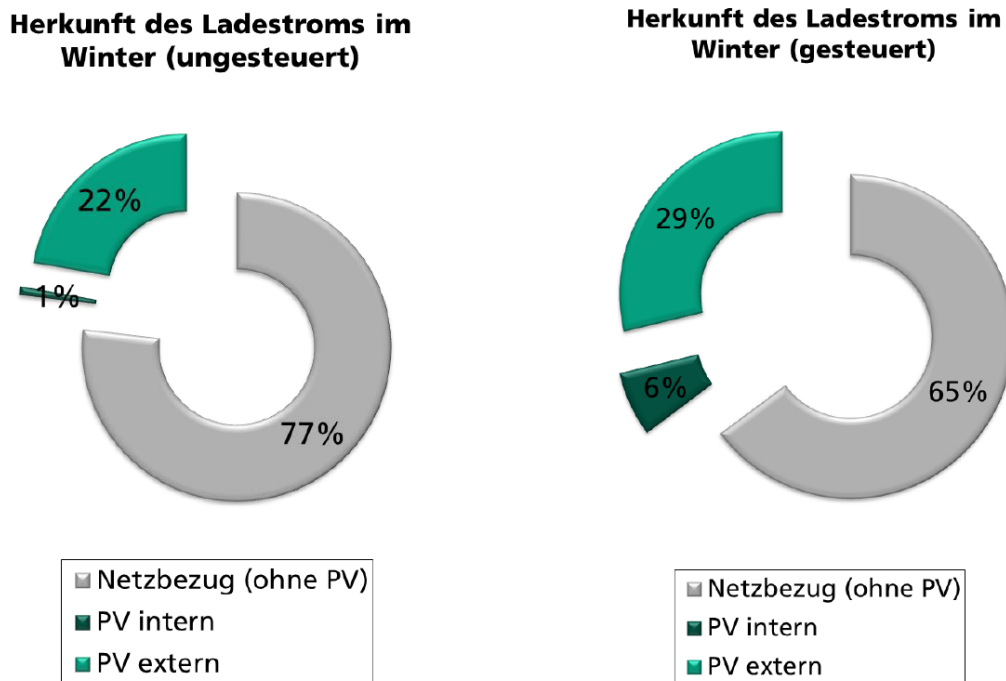



Abbildung 41. Vergleich Anteil PV-Erzeugung an dem gesamten Ladebedarf der Flotten im Ortsnetz Landwirtschaft in einer Winterwoche bei ungesteuertem und gesteuertem Laden

1.3.2.3 Stadtnetz

In dem Stadtnetz kommt es kaum zu einer Versorgung der gewerblich genutzten Elektrofahrzeuge mit PV-Strom (max. 3% PV-Anteil an Ladung einer Flotte). Weder die direkt am Gewerbestandort vorhandene Anlage, noch andere PV-Anlagen im Ortsnetz, die nicht direkt mit den Elektrofahrzeugen verbunden sind, können signifikant zum Ladestrom der Flotten beitragen. Dies liegt daran, dass nur wenige PV-Anlagen mit einer nur sehr geringen Leistung in diesem Ortsnetz installiert sind. Die durchschnittlich installierte Kapazität liegt im Stadtgebiet bei rund 2kWp. Daher können diese Anlagen nur marginal zur Deckung des Ladebedarfs der Elektrofahrzeuge beitragen.

Beantwortung der ersten Leitfrage

Sowohl im simulierten Gewerbegebiet als auch im landwirtschaftlich geprägten Ortsnetz zeigt sich, dass im Sommer relevante Anteile des Ladebedarfs der Elektrofahrzeuge im gewerblichen Einsatz durch lokal erzeugten PV-Strom gedeckt werden können. Verfügt ein Gewerbe über eine PV-Anlage und Elektrofahrzeuge im Flottenbetrieb, so beläuft sich der Anteil des eigenerzeugten Anteils an den gesamten Ladevorgängen über eine

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Woche auf 0-30% bei ungesteuertem und auf 0-95% bei gesteuertem Laden. Hat ein Gewerbe zwar eine Flotte mit Elektrofahrzeugen, aber keine eigene PV-Anlage, so beträgt der PV-Strom aus den Anlagen der Nachbarn trotzdem noch 10-55%.

Im Winter fallen die PV-Anteile im besten Fall auf maximal 10%, häufig auf weitaus weniger. Eben-falls geringe Anteile werden für das Stadtgebiet errechnet, auch im Sommer, da hier wesentlich geringere PV-Potenziale bestehen.

1.3.3 Zweite Leitfrage: Kostenersparnis durch intelligentes Laden

Inwiefern reduzieren sich die Kosten für den Ladestrom der Elektromobilitätsflotte durch die Nutzung von lokal erzeugtem PV-Strom?


Im Sommer ergeben sich in den beiden simulierten Ortsnetzen Gewerbegebiet und Landwirtschaft relevante Anteile von eigenerzeugtem PV-Strom an der Ladung der Elektrofahrzeuge im Flottenbetrieb. An zwei Standorten im Gewerbegebiet und an drei der Landwirtschaftsbetriebe decken die vor Ort vorhandenen PV-Anlagen etwa 5-35% des ungesteuerten Ladebedarfs von insgesamt 6 Elektrofahrzeugen. Durch den intelligenten Lademechanismus kann der Anteil des selbst erzeugten PV-Stroms an der Ladung der Elektrofahrzeuge auf 5-98% erhöht werden.

Fraglich ist, welche Kostenersparnis sich dadurch ergibt, dass der Strom für die Elektrofahrzeuge nicht extern vom Energieversorger bezogen, sondern vor Ort selbst erzeugt wird.

Eine Kostenabschätzung muss insbesondere zwei Variablen beachten: Die Stromgestehungskosten der PV-Anlage und den Strombezugspreis für die Gewerbekunden und Eigentümer der Anlage. Kurzfristig könnte die EEG-Förderung auch noch einen Einfluss haben. In der langfristigen Perspektive bis 2030 wird das EEG aber kaum noch eine wesentliche Rolle spielen.

Ein Kostenvorteil des PV-Stroms ist hier nur gegeben, wenn die Gestehungskosten der PV-Anlage unter den Strombezugskosten liegen, also Netzparität erreicht wurde. Anlagen die in 2012 oder später erstellt wurden, sollten den Netzbezugspreis mittlerweile unterschreiten.

Betrachtet man zunächst die Stromgestehungskosten der PV-Anlagen so zeigt sich, dass diese bei Anlagen, die Ende 2013 erstellt wurden, in Deutschland zwischen 8 und 14 €Cent je kWh lagen. Diese Varianz ergibt sich insbesondere vom Standort und der Größe der Anlagen [ISE 2013]. Gemäß den Prognosen von [ISE 2013] werden diese Gestehungskosten bis 2030 noch auf ein Niveau von ca. 6-9 €Cent je kWh sinken.

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Diesen sinkenden Stromgestehungskosten stehen steigende Strombezugskosten gegenüber. Der durchschnittliche Haushaltsstrompreis lag 2013 bei etwa 28 €Cent/kWh. Für Gewerbe lag dieser Preis in 2013 auf einem etwas niedrigeren Niveau von ca. 23 €Cent/kWh [IE 2012]. Aktuelle Prognosen gehen davon aus, dass durch die steigenden CO₂- und Rohstoffpreise der Haushaltsstrompreis bis 2030 auf ein Niveau von ca. 33 €Cent je kWh und für Gewerbe auf etwa 25€Cent je kWh steigen wird [BCG 2013].

Diese Differenz zwischen den Stromgestehungskosten der PV-Anlage und den Strombezugskosten könnte für ein Gewerbe in 2030 demnach bei 17-20 €Cent liegen, falls die Prognosen zutreffend sind und der PV-Strom nicht mit zusätzlichen Abgaben belegt wird, wie etwa Netzentgelten, Steuern etc. Dieser Kostenvorteil des eigenerzeugten PV-Stroms wird zukünftig die Wirtschaftlichkeits-betrachtungen dominieren.

Die EEG-Förderung ist ein wesentlicher Treiber für den Ausbau von PV-Anlagen und wird hier auch mittelfristig eine wesentliche Rolle einnehmen. Zwar ist fraglich, in welcher Form dies zukünftig geschehen wird, allerdings sinkt langfristig die Bedeutung des EEGs für die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen. Dies zeigt sich insbesondere an den schon angesprochenen Prognosen zur Differenz zwischen den Stromgestehungskosten und den Strombezugskosten in 2030. Daher wird der Einfluss des EEGs hier nicht weiter betrachtet.

Basierend auf den prognostizierten Kosten sowohl für die Stromerzeugung aus PV-Anlagen und den Strombezug für 2030 kann verglichen werden, welchen Einfluss das gesteuerte Laden der Elektrofahrzeuge auf die durchschnittlichen Kosten je geladener kWh hat. Ein Effekt kann hier auf-treten, da durch das gesteuerte Laden die Menge des selbst genutzten Stroms aus der eigenen PV-Anlage erhöht wird. Die folgende Abbildung zeigt diesen Effekt für fünf Gewerbe in der simulierten Sommerwoche.

**Kosten je kWh Ladestrom für ausgewählte Gewerbe
ungesteuertes vs. gesteuertes Ladeverhalten**

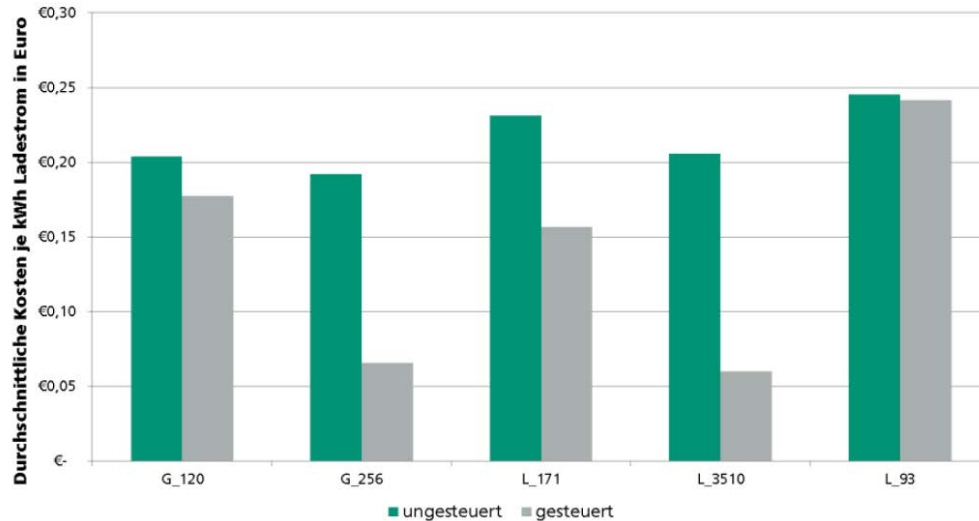


Abbildung 42: Durchschnittlicher Preis je kWh für den Ladestrom der Elektrofahrzeuge in zwei Gewerbe- und drei Landwirtschaftsbetrieben in einer Sommerwoche bei ungesteuertem und gesteuertem Laden (Annahme Stromgestehungskosten 2030: PV 0,06 €/kWh, Netz 0,33/kWh)


Offensichtlich ist, dass mit steigendem Anteil von eigenerzeugtem PV-Strom an dem Ladestrom der Flotte der durchschnittliche Preis für die geladene kWh sinkt. Dieser Effekt kann je nach Gewebetyp und dem Fahrprofil der Flotten unterschiedlich ausfallen. Über ein Jahr betrachtet könnten die Einsparungen durch den intelligenten Lademechanismus je Fahrzeug im optimistischen Fall bei bis zu 30 € pro Jahr liegen.

Beantwortung der 2. Leitfrage

Je größer die Differenz zwischen den zukünftigen Stromgestehungskosten von PV-Anlagen und den Strombezugskosten für Gewerbe sein wird, desto größer kann die Kostenersparnis durch intelligentes Laden (da es zu einer Steigerung des Eigenverbrauchs führt) ausfallen. Unter der Annahme, dass die Stromgestehungskosten für PV-Strom bis 2030 auf ca. 6 Cent/kWh sinken und gleichzeitig der Strombezugspreis für Gewerbekunden auf ca. 25 Cent/kWh ansteigt, ergab sich im optimistischen Fall eine jährliche Ersparnis durch intelligentes Laden von maximal 30 Euro je Fahrzeug.

1.3.4 Dritte Leitfrage: Überlastung der Ortsnetzstationen

Ist eine Überlastung von Ortsnetzstationen im ländlichen Raum durch den vermehrten Einsatz von PV-Anlagen zu erwarten und welchen Einfluss kann die Ladung der Elektrofahrzeuge auf diese Überlastung haben?

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Durch die Ladung der Elektrofahrzeuge wird eine neue Last in die Ortsnetze integriert. Hier können verschiedene Effekte auftreten. Zum einen besteht bei ungesteuertem Laden die Möglichkeit, dass bestehende Lastspitzen durch die Ladung der Elektrofahrzeuge erhöht werden. Insbesondere ab einer Ladeleistung von 11kW je Fahrzeug ist hier ein Effekt zu erwarten. Zum anderen könnten die Elektrofahrzeuge durch ihre Ladung potenzielle Einspeisespitzen von PV-Anlagen abfangen. Dieser Effekt wäre dann auch unabhängig davon, ob der Strom aus der eigenen PV-Anlage oder der des benachbarten Gewerbes in die Elektroautos geleitet wird.

Wichtig ist hierbei, dass ein positiver Umwelteffekt, etwa in Bezug auf die Reduzierung von CO₂-Emissionen, nur dann in der Simulation erfasst würde, wenn die Elektrofahrzeuge zu solchen Zeitpunkten Strom aus PV-Anlagen laden, zu denen der Strom sonst nicht über die Ortsnetzstation in höhere Netzebenen geleitet werden könnte. Es müsste also eine Überlastung der Ortsnetzstation vorliegen. Die Simulationen haben gezeigt, dass in dem optimistischen Szenario für 2030 in keinem der simulierten Ortsnetze (Gewerbe, Land, Stadt) eine Überlastung beobachtet werden kann. Einschränkung muss hier hervorgehoben werden, dass die Simulation lediglich die Leistung am Ortsnetztrafo und nicht potenzielle Spannungsbandverletzungen betrachtet.

Ortsnetz Gewerbegebiet

Die folgende Grafik zeigt die Last an dem Ortsnetztrafo in dem simulierten Gewerbegebiet für eine Sommer- und eine Winterwoche im Jahr 2030, bei einem ungesteuerten Einsatz von Elektrofahrzeugen. Die Darstellung basiert auf den Annahmen des optimistischen Szenarios, mit insgesamt 16 Elektrofahrzeugen (13% Marktdurchdringung) im Flotteneinsatz. Die Leistung des Ortsnetztrafos wurde auf 400kVA festgelegt und ein Blindleistungsfaktor von 0,2 angenommen. Dies entspricht einer sehr konservativen Annahme.

**Auslastung Ortsnetzstation Gewerbegebiet mit
Elektromobilität im Sommer und Winter 2030 im
optimistischen Szenario bei ungesteuertem Laden**

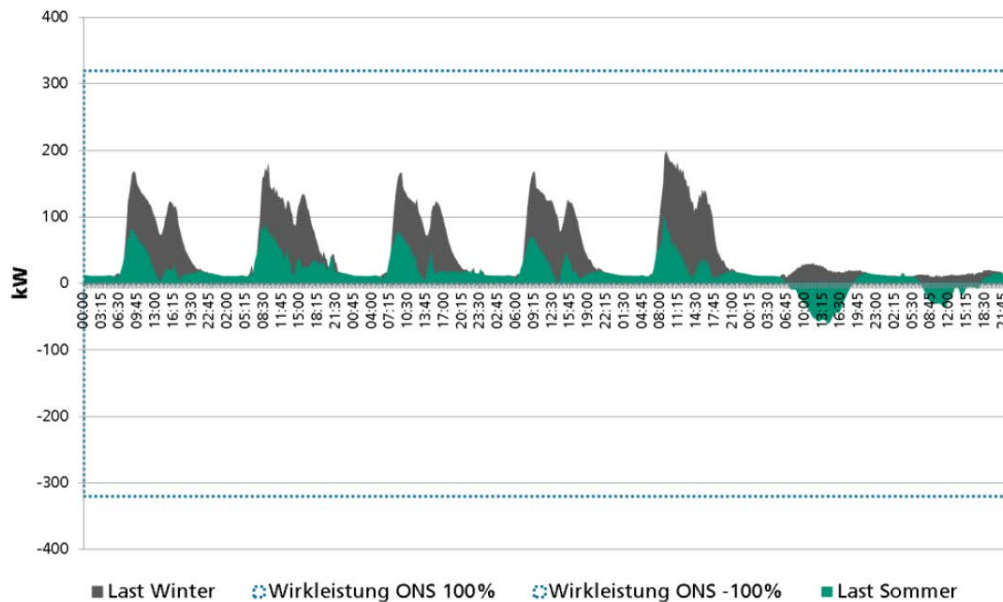


Abbildung 43: Lastverlauf an der Ortsnetzstation (400 kVA) im Gewerbegebiet im Sommer und Winter bei ungesteuertem Laden

Für das Gewerbegebiet wurden neben der Betrachtung des optimistischen Szenarios weitere Simulationen durchgeführt. In diesen zusätzlichen Simulationen wurde die Anzahl der Elektrofahrzeuge im Flottenbetrieb schrittweise von 13% auf bis zu 100% erhöht. Selbst in den unrealistischen Maximalszenarien, in denen 100% aller Fahrzeuge im gewerblichen Flotteneinsatz elektrisch betrieben werden, ergibt sich unter den gegebenen Annahmen keine Überlastung der Ortsnetzstation.

**Auslastung Ortsnetzstation Gewerbegebiet mit
Elektromobilität im Sommer und Winter 2030 im extremen
Szenario (100% Elektromobilität) bei ungesteuertem Laden**

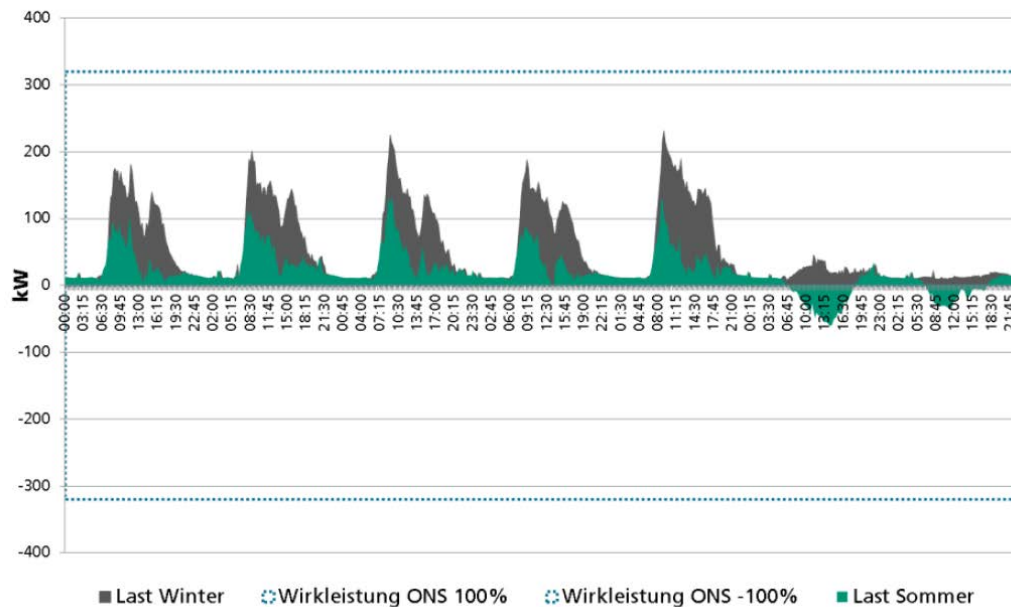


Abbildung 44: Lastverlauf an der Ortsnetzstation (400 kVA) im Gewerbegebiet im Sommer und Winter bei ungesteuertem Laden und 100% Elektrofahrzeugen

Ortsnetz Landwirtschaft

Zwar weicht der Lastverlauf in dem durch landwirtschaftliche Betriebe geprägten Ortsnetz signifikant von dem Lastverlauf im Gewerbegebiet ab, allerdings konnte auch hier keine Überlastung der Ortsnetzstation festgestellt werden. In der folgenden Grafik ist der Lastverlauf in dem Ortsnetz Landwirtschaft unter der pessimistischen Annahme abgebildet, dass die Ortsnetzstation lediglich über eine Kapazität von 250kVA verfügt.

Auslastung Ortsnetzstation Landwirtschaft mit Elektromobilität im Sommer und Winter 2030 im optimistischen Szenario bei ungesteuertem Laden

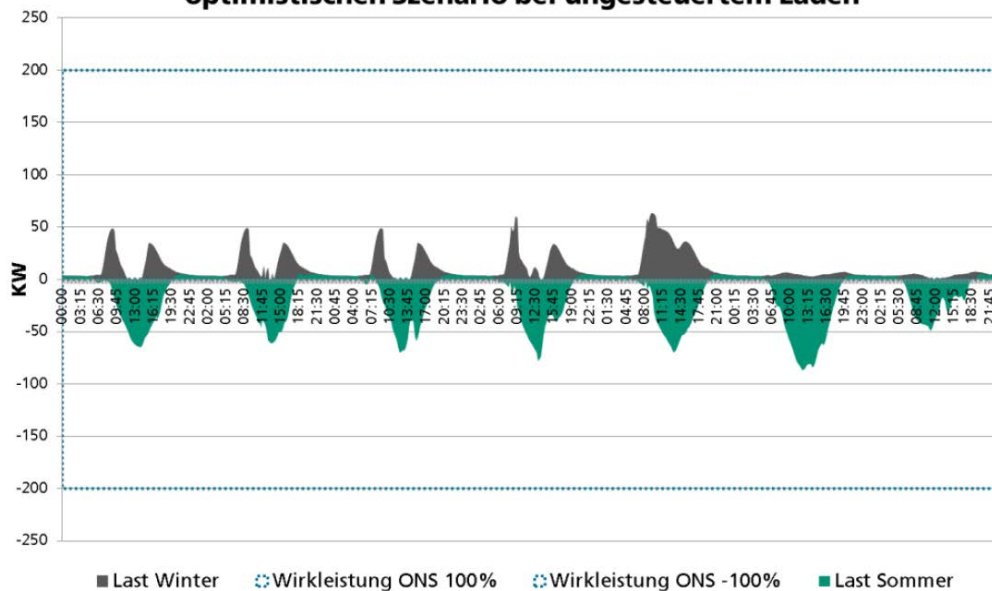



Abbildung 45: Lastverlauf an der Ortsnetzstation (250 kVA) Landwirtschaft im Sommer und Winter bei ungesteuertem Laden

Auffällig ist hier, dass zumindest im Sommer die PV-Leistung tagsüber in der gesamten Woche die lokale Nachfrage signifikant übersteigt. So kommt es täglich dazu, dass über einen Zeitraum von mindestens 8 Stunden lokal erzeugter PV-Strom über die Ortsnetzstation in die nächst höhere Spannungsebene geleitet wird. Es findet also über Tag eine Umkehr des traditionellen Last-flusses von der Ortsnetzstation hin zu den Verbrauchern statt. Tatsächlich würde in der simulierten Woche der überschüssige Strom aus dem landwirtschaftlich geprägten Ortsnetz in 21% aller erfassten Viertelstunden (ca. 34 Stunden) ausreichen, um 100% der noch nicht durch dortige PV-Anlage gedeckten Nachfrage im Gewerbegebiet zu decken.

Eine wesentliche Einschränkung der dargestellten Ergebnisse ergibt sich aus den zugrunde gelegten Lastprofilen für die verschiedenen Gewerbetypen, die in weiten Teilen auf den gängigen Standardlastprofilen basieren. Diese Werte liegen in 15-minütigen Zeitschritten vor und sind über eine größere Anzahl von Gewerben gemittelt. Daher gehen hier kurzfristige Lastausschläge, wie sie in der Realität durchaus häufig auftreten, in der Simulation verloren. Welchen Effekt dies auf die Ergebnisse haben könnte, kann hier nicht abgeschätzt werden.

Die obigen Ergebnisse der Simulation belegen, dass eine Überlastung der betrachteten Ortsnetzstationen unter den gegebenen Annahmen nicht absehbar erscheint. Fraglich ist,

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

inwiefern vorhandene Lastspitzen durch den Einsatz der Elektrofahrzeuge erhöht werden. Diese Fragestellung wurde für alle drei Ortsnetze (Gewerbe, Landwirtschaft, Stadt) untersucht. Die Ergebnisse dieser Untersuchung werden anhand des Gewerbeortsnetzes genauer dargestellt. Betrachtet man die Situation im Gewerbegebiet ohne Elektromobilität, so zeigt sich, dass hier die Höchstlast bei etwa 80 kW liegt. Innerhalb der gesamten Woche werden in ca. 9,5 Stunden mindestens 80% der Höchstlast erreicht. Werden nun Elektrofahrzeuge in den Flottenbetrieb bei ungesteuertem Laden integriert so steigt dieser Zeitraum auf 10,5 Stunden an. Gleichzeitig steigt die Spitzenlast in der Sommerwoche um ca. 31% auf 104kW an. Werden die Elektrofahrzeuge hingegen gemäß des skizzierten intelligenten Mechanismus geladen, so steigt die Last gegenüber der Situation ohne Elektromobilität um ca. 18% auf 93kW an. Bei gesteuertem Laden steigt die Last an der Ortsnetzstation in 11h auf über 80% der Höchstlast. Es lassen sich also zwei Effekte beobachten: Zum einen führt ungesteuertes Laden zu einer signifikanten Lasterhöhung, die jedoch durch den Einsatz eines gesteuerten Lademechanismus wesentlich reduziert werden kann. Gleichzeitig führt nicht nur das ungesteuerte Laden sondern auch der gesteuerte Lademechanismus zu einer Erhöhung der Gesamtauslastung der Ortsnetzstation. Ähnliche Effekte lassen sich in dem Ortsnetz Landwirtschaft identifizieren. Im Stadtgebiet zeigt sich, dass der Einsatz von Elektrofahrzeugen im gewerblichen Flottenbetrieb auch zu einer signifikanten Lasterhöhung beiträgt. Allerdings hat hier der intelligente Lademechanismus einen kaum messbaren Effekt auf die Spitzenlast. Dies liegt insbesondere unter den gegebenen Randbedingungen, dass zwar 9 Flotten mit Elektrofahrzeugen ausgestattet sind, allerdings nur ein Gewerbe auch über beides, eine PV-Anlage und Elektrofahrzeuge, verfügt.

Tabelle 15: Übersicht Erhöhung Spitzenlast durch Elektromobilität für alle drei Ortsnetztypen im Vergleich

		Referenzfall: Ohne Elektromobilität	Mit Elektromobilität ungesteuert		Mit Elektromobilität gesteuert	
		Häufigkeit hoher Lasten (>80%)	Max. Lasterhöhung	Häufigkeit hoher Lasten (>80%)	Max. Lasterhöhung	Häufigkeit hoher Lasten (>80%)
Gewerbe	Sommer	9,50 h	31,0%	10,50 h	18,0%	11,00 h
	Winter	11,50 h	15,0%	13,00 h	9,0%	12,50 h
Landwirtschaft	Sommer	22,25 h	0,0%	22,25 h	0,0%	22,25 h
	Winter	8,25 h	21,0%	8,50 h	15,0%	8,25 h
Stadt	Sommer	23,00 h	27,0%	25,25 h	27,0%	25,00 h
	Winter	22,25 h	18,0%	23,50 h	18,0%	23,25 h

Die folgende Abbildung 46 zeigt die Unterschiede in Bezug auf die Lasterhöhung zwischen ungesteuertem und gesteuertem Laden in dem simulierten Gewerbegebiet in 2030.

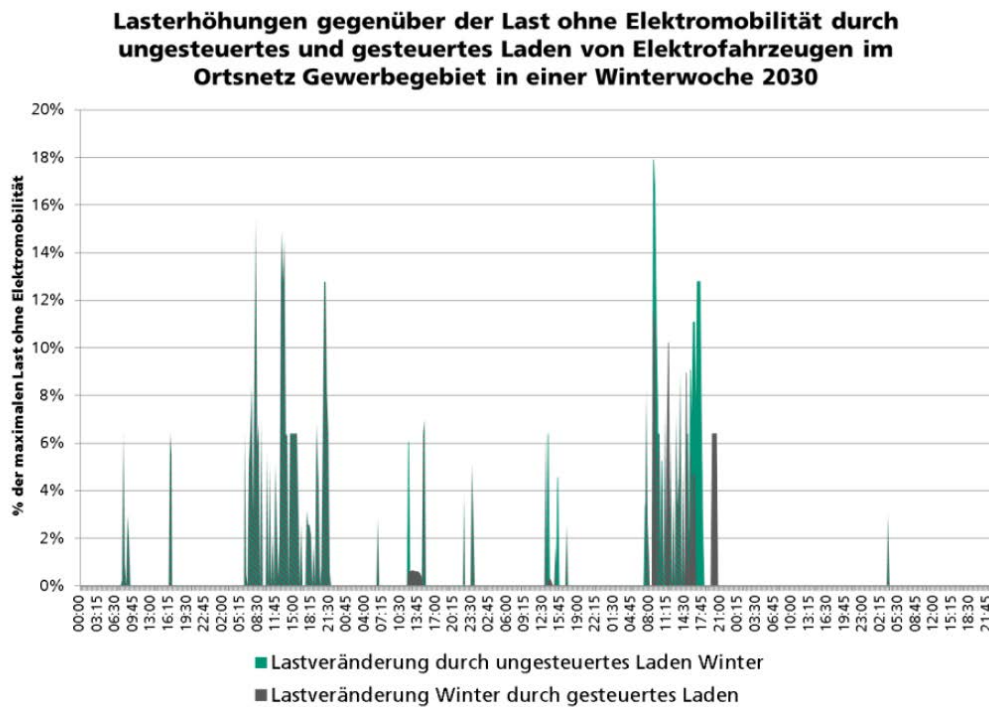



Abbildung 46: Lasterhöhung an der Ortsnetzstation im Gewerbegebiet im Winter bei ungesteuertem und gesteuertem Laden

Beantwortung der 3. Leitfrage

Die Simulation kommt unter den gegebenen Annahmen zu dem Ergebnis, dass die Ortsnetzstation im Gewerbegebiet durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen nicht überlastet wird. Dieses Ergebnis wurde unter optimistischen, aber realistischen

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Annahmen entwickelt. Auch wenn man davon ausgeht, dass alle Fahrzeuge im Flottenbetrieb elektrisch betrieben werden, ändert dies nicht das Ergebnis. Allerdings sind diese Ergebnisse unter den genannten Einschränkungen zu interpretieren. Die Spitzenlast wird im Gewerbegebiet durch ungesteuertes Laden maximal um 31% erhöht. Bei gesteuertem Laden kommt es lediglich zu einer Erhöhung um maximal 27%. Diese Werte variieren stark zwischen den betrachteten Ortsnetztypen. In den Ortsnetzen Land-wirtschaft und Stadt kommt es in der Simulation unter den gegebenen Annahmen ebenfalls nicht zu einer Überlastung.

1.3.5 Schlussfolgerungen


Die Ergebnisse der Untersuchung belegen für die untersuchten Ortsnetze, dass die Integration von Elektromobilität im gewerblichen Flotteneinsatz in Bezug auf die Last an der Ortsnetzstation bis 2030 unkritisch erscheint. Selbst in dem unrealistischen Fall, dass 100% der Flottenfahrzeuge in einem Gewerbegebiet durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden, konnte keine Überlastung der Ortsnetzstation beobachtet werden.

Einschränkend muss hier hervorgehoben werden, dass keine Spannungsbandverletzungen untersucht wurden. Diese sind jedoch auch eher durch einen zunehmenden Anteil von dezentraler Erzeugung, insbesondere PV, zu erwarten. Elektrofahrzeuge werden hier weniger kritische Effekte haben.

Für ein optimistisches Szenario, dass im Bereich der Elektromobilität die Zielmarke von 6 Millionen Fahrzeugen bis 2030 erreicht wird und die installierte PV-Kapazität etwa 90 GW beträgt, kommt die Simulation zu den folgenden Ergebnissen.

Für das optimistische Szenario zeigte sich zunächst, dass durch die Integration von Elektrofahrzeugen im gewerblichen Flotteneinsatz die Spitzenlast um maximal 18% bei ungesteuertem Laden (11 kW Ladeleistung je Fahrzeug) ansteigt.


Auffällig ist, dass die gewerblich genutzten Fahrzeuge in der Simulation auch bei ungesteuerter Ladestrategie (Ladung nach letzter Fahrt am Tag) einen recht hohen Anteil ihres Ladestroms von PV-Anlagen beziehen, die in dem jeweiligen Ortsnetz vorhanden sind. Bis zu 55% des gesamten Ladebedarfs einer gewerblichen Flotte können durch lokal in der Nachbarschaft erzeugten Strom in einer simulierten Sommerwoche gedeckt werden. Zusätzlich zeigte sich an Gewerbestandorten, die sowohl über eine PV-Anlage als auch Elektrofahrzeuge in der Flotte verfügen, dass hier die eigene PV-Anlage bis zu 30% des gesamten ungesteuerten Ladebedarfs der Elektrofahrzeuge in einer Sommerwoche decken kann. In der simulierten Winterwoche reduziert sich witterungsbeding der Beitrag der PV-Anlagen zum Ladestrom der Elektrofahrzeuge im Gewerbegebiet auf unter 10%.

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

In einem landwirtschaftlich geprägten Ortsnetz ist das Potenzial für Photovoltaik-Anlagen hoch, so dass hier die Simulationen für eine Sommerwoche in 2030 auf einen PV-Anteil an der ungesteuerten Ladung von Elektrofahrzeugen von 70-85% kommen. In einem eher städtisch geprägten Ortsnetz ist eine wesentlich geringere PV-Kapazität zu erwarten, so dass hier der Ladebedarf der gewerblich genutzten Elektrofahrzeuge zu ungefähr 100% durch Strom aus der Mittelspannungsebene bezogen wird. Zwar kann dieser ebenfalls einen signifikanten Anteil an erneuerbaren Kapazitäten in 2030 aufweisen, jedoch wurde diese Netzebene nicht mehr in der Simulation betrachtet.

Durch einen relativ unkomplizierten intelligenten Lademechanismus konnten die Anteile der eigenen PV-Erzeugung (soweit vorhanden) am gesamten Ladebedarf der Flotte teilweise um das 3-4 fache auf nahezu 100% erhöht werden. Dieser Effekt stellte sich sowohl in dem betrachteten Gewerbe und landwirtschaftlich geprägten Netzgebiet ein. Lediglich in dem städtisch geprägten Ortsnetz konnte der intelligente Lademechanismus nur eine geringe Steigerung (<5%) des eigenerzeugten PV-Anteils an der Ladung der Elektrofahrzeuge erwirken.

Aufgrund der Differenz zwischen den Stromgestehungskosten der PV-Anlagen in 2030 (zwischen 6 und 9 €Cent jekWh) und den Strombezugskosten für Gewerbekunden in 2030 (etwa 25 €Cent jekWh) ergibt sich eine Kosteneinsparung durch den intelligenten Lademechanismus von bis zu 30€ pro Fahrzeug pro Jahr. Fraglich ist, ob dieser (eher geringe) finanzielle Anreiz ausreicht, um einen intelligenten Lademechanismus auf gewerblicher Ebene einzuführen. Dies konnte im Rahmen der vorliegenden Studie nicht geklärt werden.

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

1.4 Solarkatater und Jahresganglinien der PV-Stromerzeugung für beispielhafte Ortsnetze

In diesem Bericht wird dargestellt, wie Jahresganglinien mit einer Auflösung von 15-Minuten-Intervallen für die Einspeisung von Strom aus Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) ermittelt wurden. Es wurden fünf Beispielgebiete definiert, die von ihrer Größe her jeweils ein Ortsnetz repräsentieren und von der Nutzungsstruktur typisch für die Kategorien „ländlich“, „städtisch“, „Gewerbe“ sowie „Wohnen“ sind.

Die Gebiete sind auf der folgenden Abbildung dargestellt:

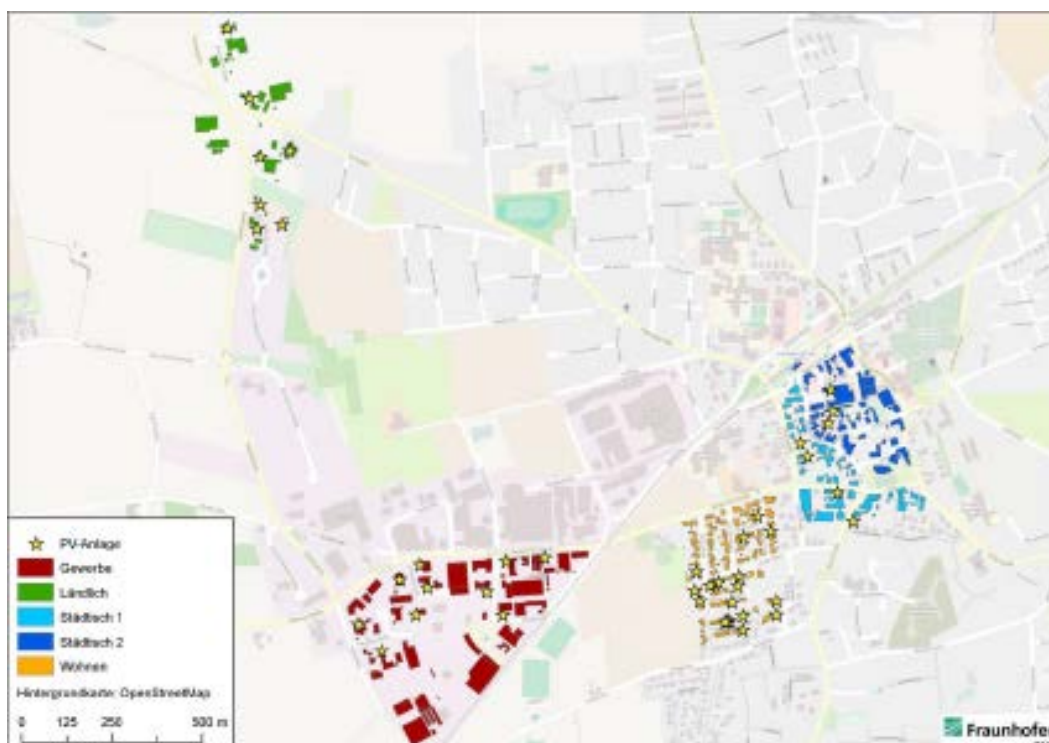



Abbildung 47. Beispielhafte Gebiete

In einem ersten Schritt wurde ein Solarpotenzialkataster für sämtliche Gebäude innerhalb der Untersuchungsgebiete erstellt. Dieses enthält insbesondere Angaben zur Eignung der Dachfläche, zu ihrer Größe sowie zu Ausrichtung und Neigung. In einem zweiten Schritt wurden die zu erwartenden Leistungen und Erträge dieser Anlagen in 15-Minuten-Intervallen abgeleitet, indem Strahlungsdaten aus einem Testreferenz-jahr des Deutschen Wetterdienstes aufbereitet wurden. Somit stehen für alle geeigneten Dachflächen Jahresganglinien zur Verfügung.

Schließlich wurden drei Szenarien hinsichtlich des Zubaus an PV-Anlagen für das Jahr 2030 (pessimistisch, durchschnittlich, optimistisch) entwickelt. Neben den bereits

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

bestehenden PV-Anlagen wurden in den Beispielregionen entsprechend der Szenarien weitere Gebäude ausgewählt und ihnen wurde eine PV-Anlage zugewiesen. Somit kann die Belastung der Ortsnetze durch PV-Einspeisung sowohl für den heutigen Stand als auch in drei Szenarien für 2030 abgebildet werden.

Die in Abbildung 47 gezeigten PV-Standorte repräsentieren die Solaranlagen im Szenario drei.

Dieser Bericht fasst zusammen wie für die fünf auf der folgenden Abbildung 48 zu sehenden beispielhafte Gebiete, die jeweils ein typisches elektrisches Ortsnetz repräsentieren, Jahresganglinien der PV-Stromerzeugung für typische Jahresverläufe der Sonneneinstrahlung erstellt wurden. Diese wurde einerseits für die bereits bestehenden PV-Anlagen und andererseits für drei Szenarien mit unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich des Zubaus weiterer PV-Anlagen ermittelt.

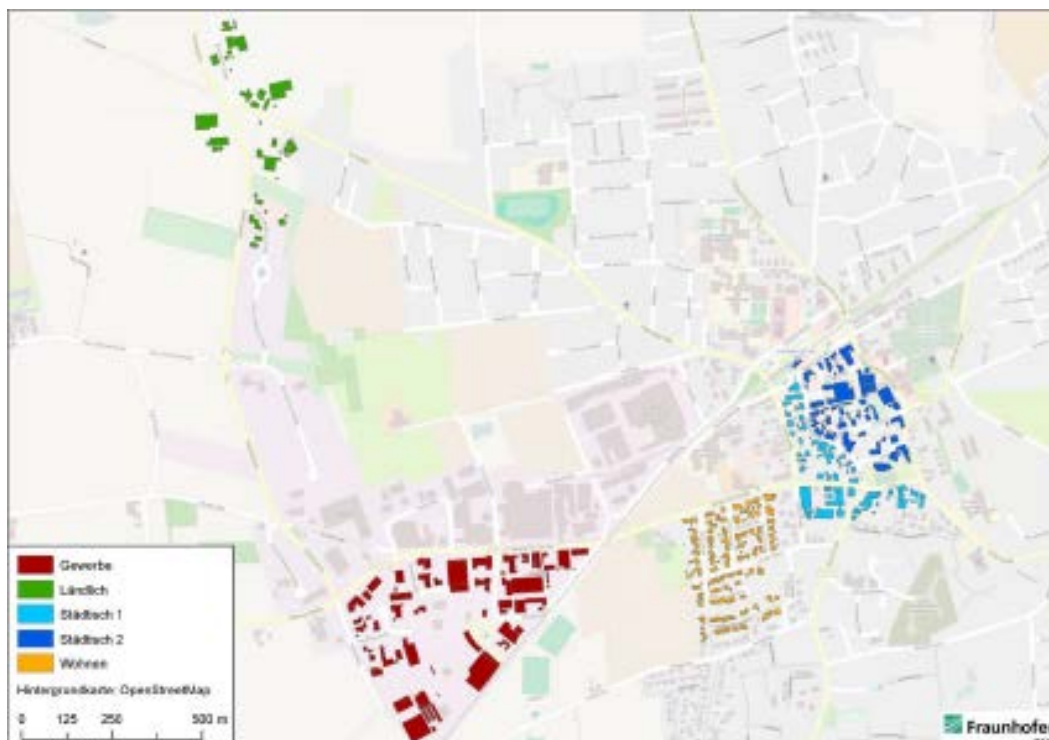



Abbildung 48: Beispielregionen in Ganderkesee

Die Gebiete wurden so ausgewählt, dass sie von Ihrer Größe ungefähr der eines üblichen Ortsnetzes entsprechen und von der Nutzungsart den typischen Siedlungstypen „ländlicher Bereich“, „Gewerbe“, „Wohnen“ und „verdichteter Bereich/städtisch“ zugeordnet werden können. Die ausgewählten Gebiete setzten sich im Einzelnen wie folgt zusammen:

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	


- Ländlicher Bereich (9 Hauptgebäude, 38 Nebengebäude)
- Gewerbe (31 Hauptgebäude, 109 Nebengebäude)
- Wohnen (100 Hauptgebäude, 161 Nebengebäude)
- Verdichteter Bereich / Städtisch 1 (43 Hauptgebäude, 65 Nebengebäude)
- Verdichteter Bereich / Städtisch 2 (43 Hauptgebäude, 72 Nebengebäude)

Der Kern des Forschungsprojektes ist die exemplarische Untersuchung anhand eines Land-kreises, ob die Elektromobilität im Rahmen des Lastmanagements eine Speicherfunktion übernehmen kann, oder ob durch gezielte Steuerung der Ladung die lokale Netzüberlastung sogar vermieden werden kann. Die hier beschriebene Aufgabe des Bremer Energie Instituts besteht in der Erarbeitung einer GIS-Datenbank für den untersuchten Landkreis.

Die Datenbank stellt den aktuellen Stand bezüglich der räumlichen Verteilung von Photovoltaikanlagen und deren zeitlich variierender Einspeisung dar. Weitere Arbeitspakete befassen sich mit der Einspeisung von Windenergie und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sowie der Netzlast, wobei auch hier nach der räumlichen Verteilung und der zeitlich variierenden Last, je nach Nutzungsart (z.B. Haushalte, Hotels, Landwirtschaftliche Betriebe etc.) differenziert wird. Aufbauend auf dieser Bestandsanalyse werden verschiedene Szenarien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Untersuchungsregion entwickelt. Diese Datenbank dient als Input für ein Simulationsmodell des OFFIS.

Auf den Ergebnissen dieses Simulationsmodells baut das zweite Arbeitspaket des Bremer Energie Instituts auf in dem eine Bewertung des energiewirtschaftlichen Potentials eines erweiterten Flotteneinsatzes von Elektrofahrzeugen im ländlichen Raum vorgenommen wird.

Im dritten Arbeitspaket des Bremer Energie Instituts wird die ökonomische Perspektive aufgegriffen. Als Ergänzung zur Bewertung des Potentials von Elektromobilität zur Effizienzsteigerung der Verteilnetze und zur Verbesserung der Integration von dezentraler erneuerbarer Energieerzeugung werden innovative Tarif- und Bepreisungsmodelle betrachtet. Diese setzen ökonomische Anreize für das Lade-/Entladeverhalten der Fahrzeuge und bestimmen damit die Realisierung des technischen Potentials. Dabei spielen vor allem örtlich differenzierte Anreize seitens des Netzbetreibers und der Energieversorger zur effizienten Steuerung der Fahrzeugflotten im Hinblick auf die Integration von zusätzlicher erneuerbarer Erzeugung und die Vermeidung von Netzinvestitionen eine Rolle. Analyse des Solarpotenzials

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

1.4.1 Analyse des Solarpotenzials

Die Analyse des Solarpotenzials wurde mit Hilfe eines Geographischen Informationssystems (GIS) durchgeführt. Als Ergebnis dieser Analyse steht ein Solarpotenzialkataster für das Untersuchungsgebiet⁶. In ihm sind für sämtliche Gebäude Angaben zur Eignung der Dachfläche, zur Größe der potenziellen PV-Modulflächen, zu ihrer Ausrichtung und Neigung sowie zum zu erwartenden Stromertrag hinterlegt.

Aus dieser Datengrundlage wurden die Potenzialflächen für PV-Anlagen für die Szenarien entnommen. Die Potentialflächen für PV-Anlagen wurden dabei jeweils einem existierenden Stromanschluss zugeordnet. Da sich Potentialflächen sowohl auf größeren Gebäuden als auch auf kleinen Gebäuden befinden, wurden die Gebäude in Haupt- und Nebengebäude unterschieden, da davon ausgegangen wird, dass sich in den Hauptgebäude der Anschluss an das Stromnetz befindet und über diese Gebäude sämtlicher Strom, der mit PV-Anlagen produziert wird, ins Netz eingespeist wird. Die Nebengebäude (z.B. Garagen oder Lagerhallen) werden daher mit ihrem Potenzial den Hauptgebäuden zugerechnet.

1.4.1.1 Datengrundlage

Als Datengrundlage für das Solarpotenzialkataster dienen hochauflösende Laserscanningdaten, die Hausumringe der Gebäude im Untersuchungsgebiet sowie der langjährige Mittelwert der Globalstrahlung im Untersuchungsgebiet.

Die Laserscanningdaten liegen in einem Digitalen Oberflächenmodell (DOM) mit einer Auflösung von 4 Punkten/m² vor, die Befliegung fand im Jahr 2011 statt. Die Gebäudeumringe wurden aus der Automatisierten Liegenschaftskarte (ALK) entnommen und geben die Gebäudeaußenmauern an. Auf Abbildung 49 sind das DOM sowie die Hausumringe zu sehen. Analyse des Solarpotenzials

⁶ Es ist zu beachten, dass ein Solarpotenzialkatasters lediglich einen ersten Überblick über das Potenzial von Photovoltaik-Anlagen in einem Gebiet geben kann. Da die Berechnung automatisiert abläuft und vereinfachende Annahmen getroffen werden müssen, ersetzt sie keine Energieberatung, kann aber sehr wohl Anhaltspunkte dazu liefern, wie groß das Potenzial für PV-Anlagen auf einzelnen Dächern ist

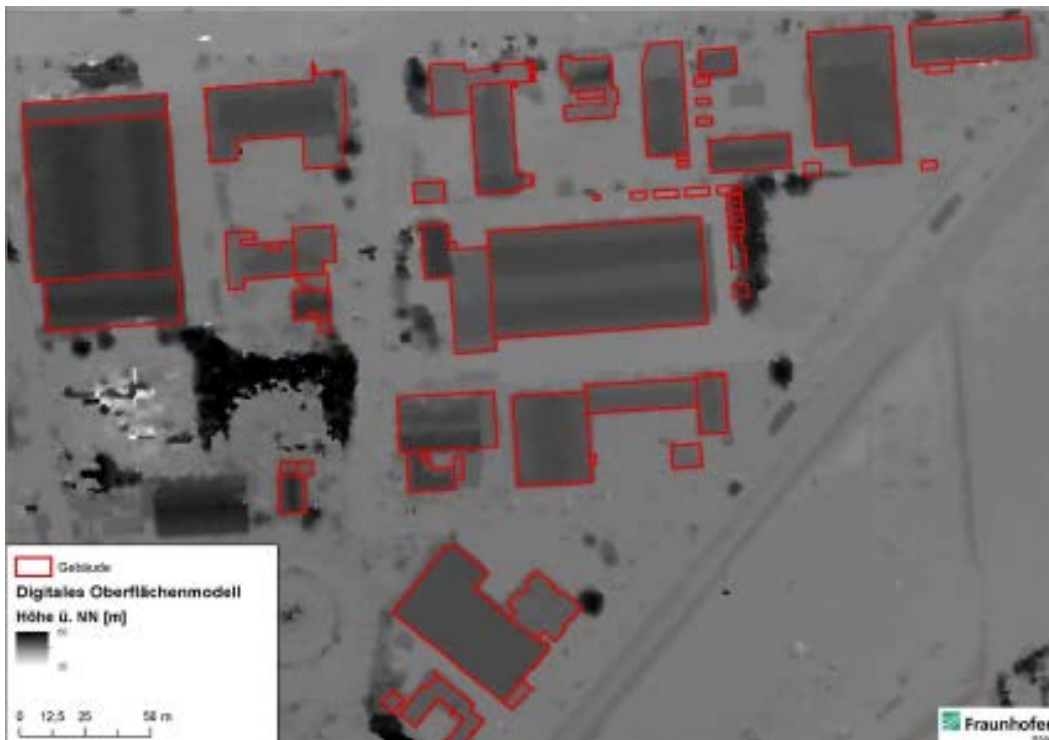


Abbildung 49: Digitales Oberflächenmodell und Gebäudeumringe

Der Deutsche Wetterdienst gibt für die Jahre 1981 bis 2010 einen Mittelwert der Globalstrahlung zwischen 961 und 980kWh/m²a für eine ebene Fläche für das Gebiet um Ganderkesee an (DWD, 2011a). Als konservative Schätzung wird für die weiteren Berechnungen von einem Wert von 960kWh/m²a ausgegangen. Der Globalstrahlungswert von 960kWh/m²a für ebene Flächen entspricht einer maximalen Einstrahlung von 1.133kWh/m²a auf einer für die Nutzung von Photovoltaik idealen Fläche, also einer Fläche mit einer Neigung von 30° und einer Ausrichtung nach Süden (Energie Agentur NRW, 2012).

1.4.1.2 Berechnung der Einstrahlungswerte

Die Berechnung der Einstrahlungswerte erfolgt mit der Funktion Area Solar Radiation im Programm ArcGIS. In Abbildung 50 ist das Ergebnis dieser Berechnung für ein Beispielgebiet zu sehen. Mit Hilfe des Programms wird aus einer Rasteroberfläche (in diesem Fall dem DOM) für jeden Punkt die Solare Einstrahlung (getrennt nach diffuser und direkter Strahlung) unter Einbeziehung der Umgebung berechnet (ESRI, 2012).
Analyse des Solarpotenzials

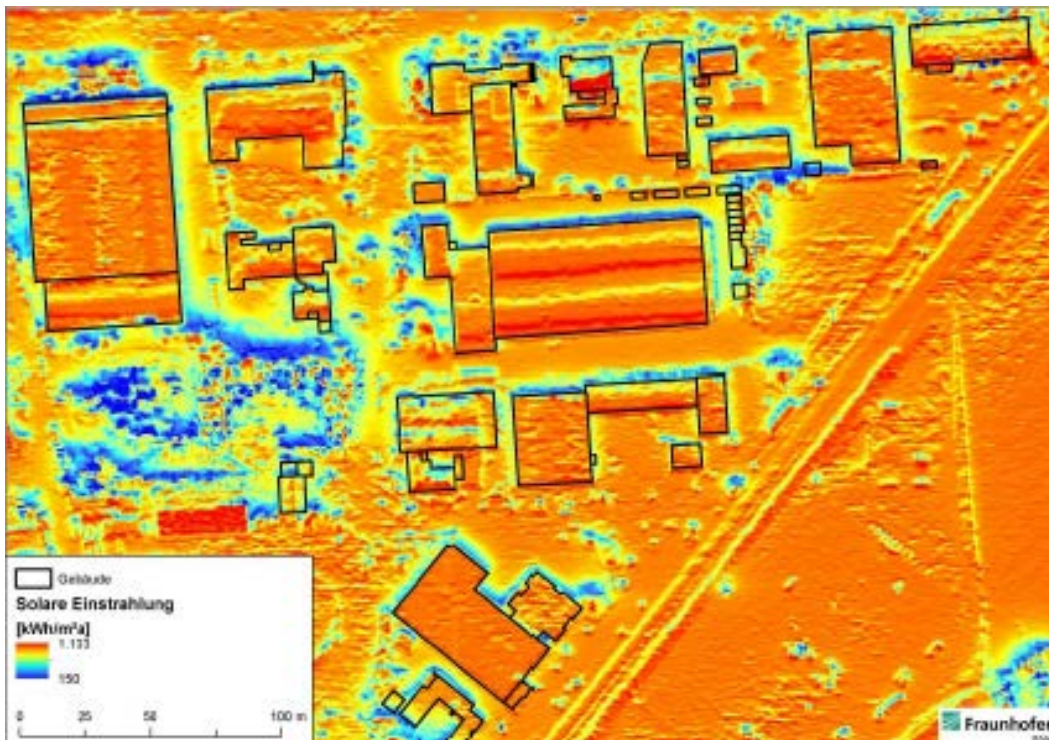


Abbildung 50: Ergebnis der Einstrahlungsanalyse


Es ist gut zu erkennen, dass die höchsten Werte auf der Südseite von Gebäuden ermittelt werden, während die Nordseite der Gebäude und die durch Gebäude oder Vegetation abgeschattete Bereiche wesentlich geringere Einstrahlungswerte aufweisen.

1.4.1.3 Kriterien zur Berechnung der Potenziale

Zur Ermittlung des Solarpotenzials aller Gebäude im Untersuchungsgebiet werden einige Annahmen getroffen.

Die erste Annahme ist, dass bei Flachdächern eine Aufständigung der Module bis zur optimalen Neigung bei einer Ausrichtung nach Süden vorgenommen wird. Daher wird davon ausgegangen, dass sich Flachdächer sehr gut für PV-Anlagen eignen, solange sie nicht verschattet sind. Aufgrund der Aufständigung der Anlagen auf Flachdächern können jedoch lediglich 40% der Dachfläche für PV-Anlagen genutzt werden, die einzelnen Module würden sich ansonsten gegenseitig verschatten (Stadt Wiesbaden, 2012; Stadtwerke Schwerte online, 2012; HSK 2011). Die Fläche, die für die Installation von 1kWp benötigt wird, ist daher 2,5-mal größer als die Dachfläche eines ideal geneigten Daches.

Eine weitere Annahme, die getroffen wird, bezieht sich auf den durchschnittlichen Modulwirkungsgrad. Dieser hat sich für Solarmodule mit multikristallinen Siliziumzellen

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

laut (BINE, 2012) in den Jahren von 2003 bis 2010 von 12,0% auf 13,5% gesteigert. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung des Modulwirkungsgrades von 0,21%. Bei gleichbleibenden Wirkungsgradsteigerungen würde sich der durchschnittliche Modulwirkungsgrad im Jahr 2011 auf 13,7 und im Jahr 2030 auf 17,8% erhöhen. Da die Mehrzahl der Bestandsanlagen im Jahr 2011 zugebaut wurden, wird für die Bestandsanlagen ein Modulwirkungsgrad von 13,7% angenommen. Für die Szenarien bis 2030 wird für den Zubau ein Modulwirkungsgrad von 15,8% angenommen (Mittelwert der Jahre 2011 bis 2030).


Weiterhin wird der Systemwirkungsgrad der gesamten PV-Anlagen, welcher das Verhältnis des Nutzertrages zur Einstrahlsumme auf die Generatorfläche beschreibt [Wirth, 2012], also Verluste in der Verkabelung und im Wechselrichter mit berücksichtigt, mit einer Performance Ratio von 87,75% abgeschätzt. Der Systemwirkungsgrad für Bestandsanlagen ergibt sich somit zu rund 12,0%, während für den Zubau bis 2030 ein Systemwirkungsgrad von 13,8% verwendet wird.

Aus dem Systemwirkungsgrad von 12% ergibt sich ein Ertrag von 0,12kWp pro m², woraus eine Dachfläche von 8,3 m² pro kWp resultiert. Aufgrund der Verschattung entspricht dies bei Flachdächern einer benötigten Grundfläche von 20,75 m². Weiterhin wird davon ausgegangen, dass Anlagen unter 2kWp nicht wirtschaftlich sind. Daher wird als Mindestgröße für zusammenhängende Dachflächen bei geneigten Dächern 17 m² und bei Flachdächern 42 m² angenommen. Die Dachflächen können dabei über Gebäudegrenzen hinweggehen, jedoch nicht über Adressgrenzen. Damit können Flächen, die sich zum Beispiel aus Haus- und Garagendach zusammensetzen gezählt werden, allerdings keine Flächen, die sich über die Grenzen von beispielsweise Reihenhäusern erstrecken, da die Wahrscheinlichkeit hoch ist, dass es sich um unterschiedliche Eigentümer handelt.

1.4.1.4 Berechnung der Modulfläche

Die Größen der Potenzialflächen, die im GIS berechnet werden, beziehen sich auf eine ebene Fläche und beziehen keine Störfaktoren mit ein. Um die Modulfläche zu berechnen werden zwei Korrekturen vorgenommen.

Zum einen bezieht die Analyse im GIS die Dachneigung zwar in der Berechnung der solaren Einstrahlung mit ein, die Flächengröße, die ausgegeben wird, entspricht jedoch einer ebenen Fläche. Daher wird für jede Potenzialfläche auf einem geneigten Dach die Neigung ermittelt und die Fläche wird in eine geneigte Fläche umgerechnet. Für Flachdächer wird von einer Neigung von 30° für die Modulflächen ausgegangen.

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Die zweite Korrektur bezieht sich darauf, dass anhand des DOM keine Störfaktoren, wie Dachfenster, Schornsteine oder kleine Dachflächen die nicht nutzbar sind, erkannt werden können. Um dieser Tatsache gerecht zu werden, werden von den geeigneten Modulflächen 20% abgezogen [Lödl et al, 2010].

Die potenziellen Modulflächen setzen sich damit aus der im GIS ermittelten Fläche (Fläche mit einer Globalstrahlung > 906kWh/m²a), korrigiert um die Dachneigung sowie reduziert um Störfächen zusammen.

1.4.1.5 Ergebnisse der Berechnung

Zunächst wird für alle Dachflächen die Einstrahlung berechnet. Anschließend werden die Dachflächen hinsichtlich ihrer Eignung in die in der folgenden Tabelle 16 dargestellten vier Klassen unterteilt:

Tabelle 16: Klassifizierung der Dachflächen

	Einstrahlung in kWh/m²a	Einstrahlung in % der maximal möglichen Ein- strahlung (Südausrich- tung; 30° Neigung)	Kommentar
Sehr gut geeig- net	1.076 – 1.133	95 – 100	Flachdächer mit einer Fläche > 42 m ²
Gut geeignet	1.020 – 1.075	90 – 95	
Bedingt geeig- net	906 – 1.019	80 – 90	
Nicht geeignet	< 905	< 80	Dachflächen mit einer Fläche < 17 m ² bei geeigneten Dächern bzw. < 42 m ² bei Flachdächern

Für jede Dachfläche, die potenziell geeignet ist, werden in einer Datenbank die folgenden Attribute bereitgestellt:

- Eignung (sehr gut, gut, bedingt)
- Fläche (zusammenhängende geeignete Dachfläche in m²)
- Modulfläche (geeignete und um Störfaktoren reduzierte Fläche in m²)
- Einstrahlungswert (Globalstrahlungsenergie in kWh/m²a der jeweiligen geeigneten Dachfläche)
- Stromertrag (möglicher Stromertrag in kWh/a bei einem Systemwirkungsgrad von 13,8%)

Der Stromertrag wird berechnet, indem die Modulfläche mit dem Einstrahlungswert und dem Systemwirkungsgrad multipliziert wird.

Abbildung 51 zeigt beispielhaft einige Gebäude und ihre Potenzialflächen. Es ist gut zu erkennen, dass insbesondere nach Süden ausgerichtete Flächen ein gutes bis sehr gutes Potenzial aufweisen.

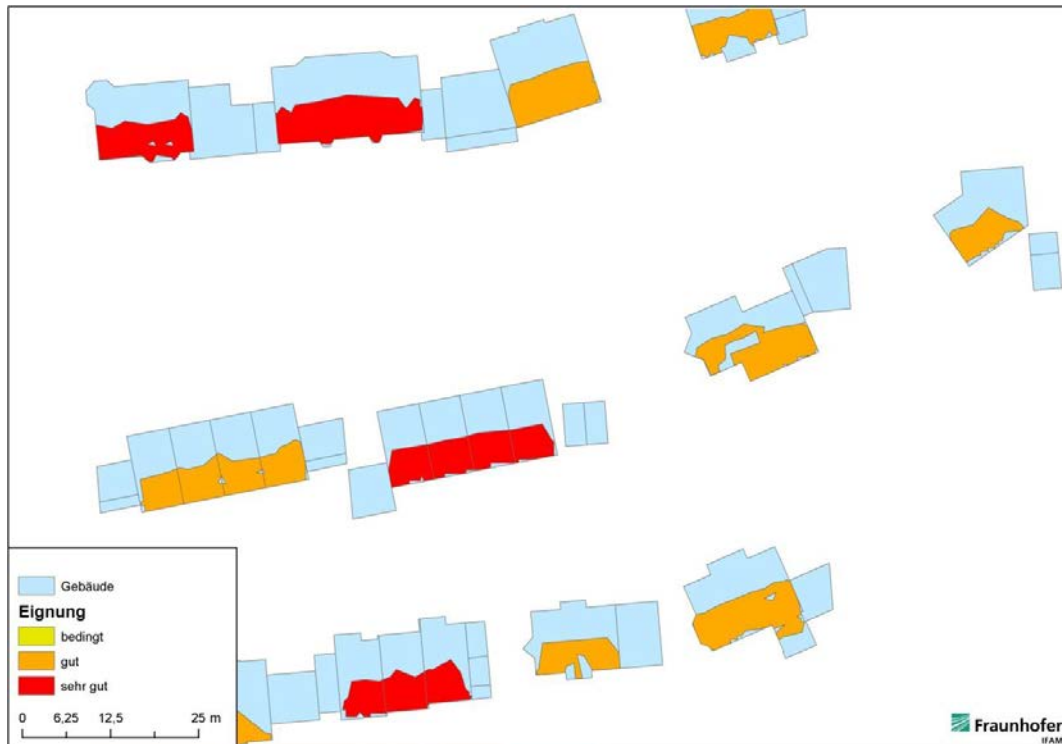


Abbildung 51: Gebäude und ihre Potenzialflächen Analyse des Solarpotenzials

1.4.1.6 Ergebnisse der Solarpotenzialanalyse

Die folgende Tabelle 17 zeigt die zusammengefassten Ergebnisse (maximal mögliche Modulfläche und daraus resultierender Ertrag) der Solarpotenzialanalyse für die einzelnen Beispielregionen.

Tabelle 17: Zusammengefasste Ergebnisse der Solarpotenzialanalyse für die Beispielregionen

Eignung		Sehr gut	Gut	Bedingt	Gesamt
Wohnen	Modulfläche [m ²]	191	2.951	1.012	4.154
	Ertrag [MWh/a]	26	641	143	810
Ländlich	Modulfläche [m ²]	437	1.787	2,053	4.277
	Ertrag [MWh/a]	59	222	244	525
Städtisch 1	Modulfläche [m ²]	317	687	1.021	2.024
	Ertrag [MWh/a]	43	85	122	251
Städtisch 2	Modulfläche [m ²]	1.051	478	1.205	2.734
	Ertrag [MWh/a]	143	59	143	346
Gewerbe	Modulfläche [m ²]	10.078	440	2.531	13.049
	Ertrag [MWh/a]	1.370	55	300	1.725

Die Abbildung 52 gibt einen Überblick über die Eignung zur Installation von PV-Anlagen aller Gebäude in allen fünf Beispielregionen. Daneben wird die Eignung auch für die angrenzenden Gebäude dargestellt, denn im Zuge der Berechnung der Globalstrahlung wurde die nähere Umgebung mit einbezogen.

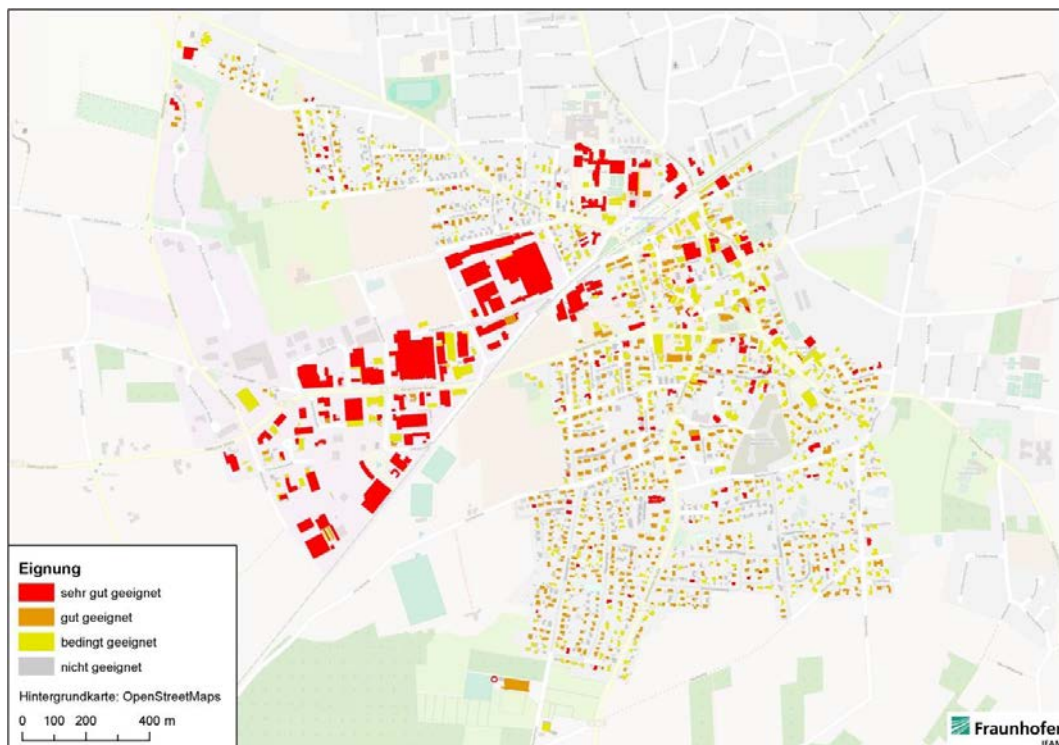


Abbildung 52; Ergebnisse der Ermittlung des PV-Potenzials im Untersuchungsgebiet

1.4.2 Ermittlung der Erzeugungs-Ganglinien

Auswahl und Annahmen für Strahlungswerte

Als Strahlungsdaten stehen vom Deutschen Wetterdienst (DWD) Stundenwerte der diffusen und direkten Strahlung eines Testreferenzjahres für 15 Regionen in Deutschland zur Verfügung (DWD, 2011b). Ganderkesee liegt im Bereich der Region 3 (Nordwestdeutsches Tiefland). Die zugehörige Wetterstation liegt in Hamburg – Fuhlsbüttel. Die Daten dieser Station werden ergänzt von Strahlungsdaten der Wetterstationen in Schleswig und Boi-zenburg₂.

Da für die Simulation Viertelstundenwerte gefordert sind, wurden mit den Stundenwerten des Deutschen Wetterdienstes Zwischenwerte interpoliert. Dabei wurde ein Algorithmus entwickelt, der für jede Stunde des Tages sowohl den vorhergehenden als auch den nach-folgenden Stundenwert berücksichtigt, für die direkte Strahlung über den Tag einen ins-gesamt sinusförmigen Strahlungsverlauf ergibt und in der Summe der vier Stundenwerte jeweils wieder den Stundenwert der DWD-Daten ergibt.

Die Richtung der direkten Strahlung wurde, ebenfalls für den Standort Hamburg und für jede Viertelstunde des Jahres berechnet. Als Ergebnis stand nun eine Excel Tabelle, in der für jede Viertelstunde eines Testreferenzjahres die Strahlungsstärke der

Globalstrahlung, sowie Stärke und Richtung der direkten Sonneneinstrahlung (in W/m²) bereitsteht.

1.4.3 Berechnung der PV-Leistung und Erträge

Für den Jahresertrag der PV-Anlagen ist neben der Strahlungsstärke auch der Winkel zwischen Sonneneinstrahlung und der PV-Anlagen zu jeder Zeit des Jahres ausschlaggebend. Da es wegen der unterschiedlichen Gebäude und deren Orientierung eine Vielzahl von möglichen Orientierungen der PV-Flächen gibt, die wegen der großen Anzahl an Viertelstundenintervallen im Modell nicht alle abgebildet werden können, wurden die Orientierungen der PV-Potentialflächen in 36 Klassen unterteilt (sieben Bereiche für unterschiedliche Himmelsrichtungen mal fünf Bereiche für unterschiedliche Dachneigungen plus eine Klasse für Flachdächer). Die 36 Klassen für die Dachorientierungen sind in der folgenden Tabelle 18 dargestellt:

Tabelle 18: Klassifizierung der Ausrichtung der Potentialflächen

Himmelsrichtung		Neigung					
		30° (Flachdach)	5° - 22,5°	22,5° - 37,5°	37,5° - 50°	50° - 60°	über 60°
Süden	175° - 185°	1	2	9	16	23	30
	185° - 210°		3	10	17	24	31
Südwesten	210° - 240°		4	11	18	25	32
	240° - 270°		5	12	19	26	33
Südosten	150° - 175°		6	13	20	27	34
	120° - 150°		7	14	21	28	35
	90° - 120°		8	15	22	29	36

Für jede dieser Potentialflächenklasse wurde nun für jede Viertelstunde des Jahres die Strahlungsenergie (Summe aus direkter und diffuser Strahlung) berechnet.

Die Summe über alle Viertelstundenwerte des Jahres ergibt die jährliche Einstrahlung. Die folgende Abbildung 53 stellt die Einstrahlung aller Dachorientierungsklassen in Abhängigkeit von der bestmöglichen Einstrahlung in Prozent dar:

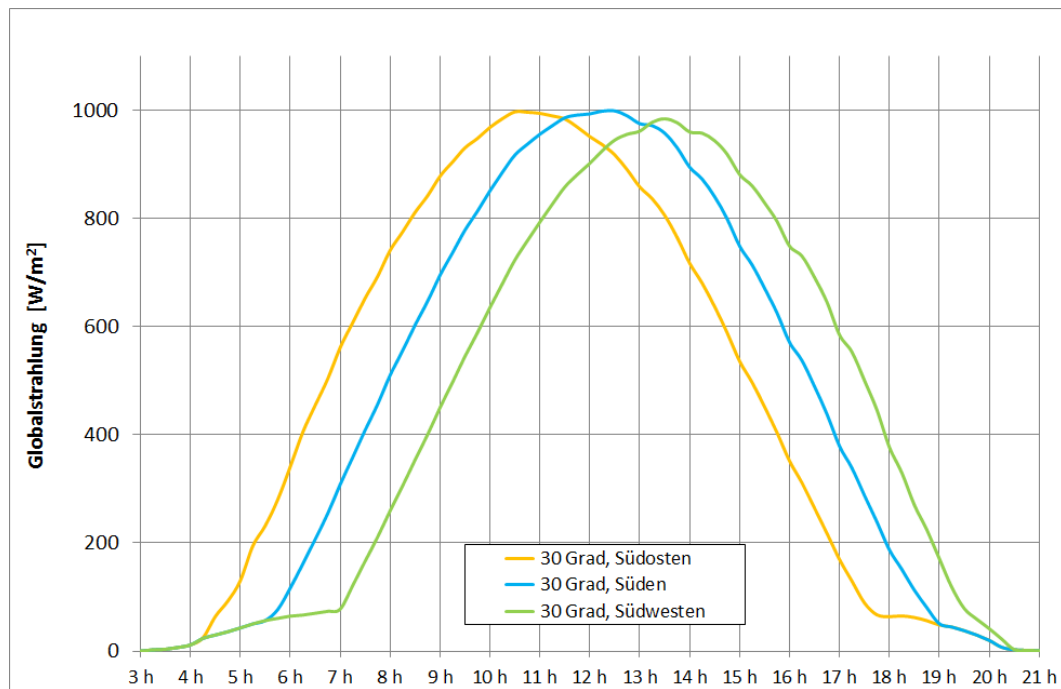


Abbildung 54: Verlauf der Globalstrahlung an einem Sommertag für verschiedene Dachorientierungen

Die Abbildung 54 zeigt, dass die südöstliche Dachorientierung in den Morgenstunden zuerst (gegen 4:20h) von der Sonne beschienen wird, während die südwestliche Dachorientierung bis etwa 7h morgens überwiegend durch diffuses Licht beschienen wird. Die Abbildung zeigt außerdem, dass der Zeitpunkt der maximalen Einstrahlung von der Dachorientierung abhängt.

In den folgenden beiden Abbildungen sind die Anzahl (Abbildung 55) sowie die Gesamtfläche (Abbildung 56) aller Potentialflächen für jede Orientierungsklasse dargestellt:

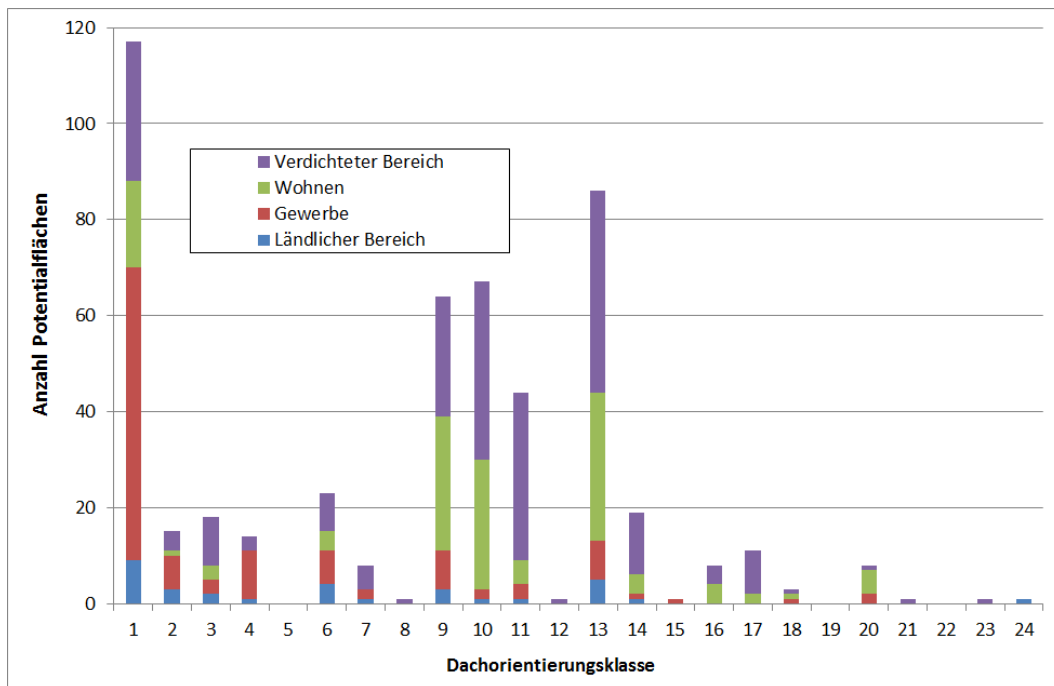


Abbildung 55: Anzahl der Potentialflächen nach Dachorientierungsklasse

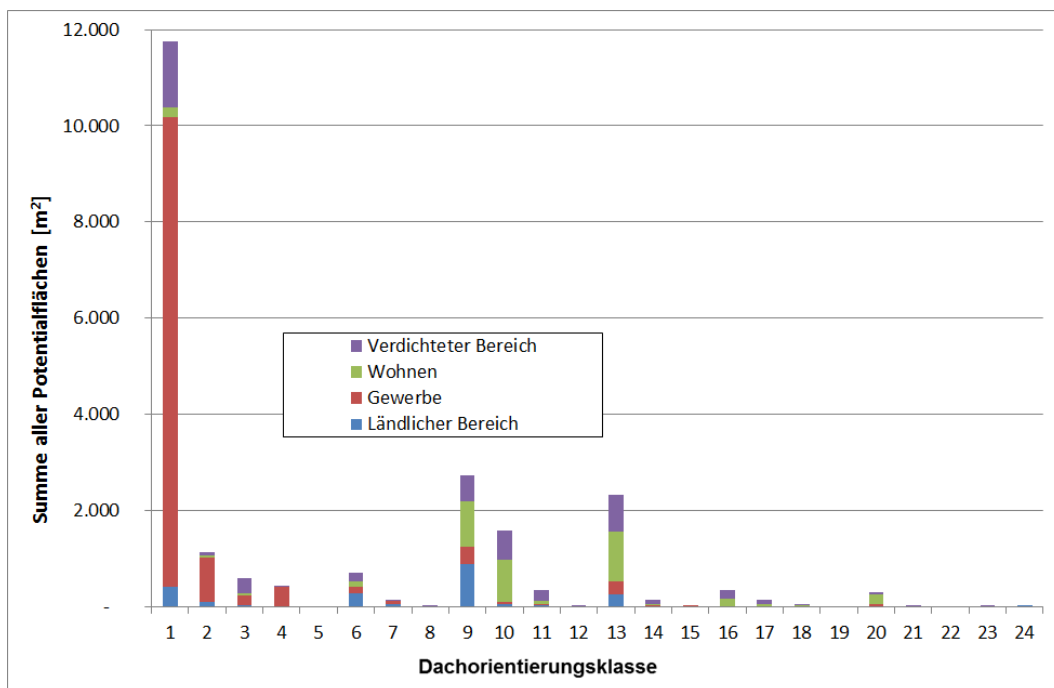



Abbildung 56: Summe aller Potentialflächen nach Dachorientierungsklasse

Beim Vergleich beider Abbildungen ist gut zu sehen, dass es zwar in der Größenordnung etwa gleich viele geeignete Dachflächen in den Ortsnetzen „Verdichteter Bereich“, „Wohnen“ und „Gewerbe“ gibt, der Schwerpunkt der Fläche –

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

und damit der möglichen installierten Leistung – aber im Bereich Gewerbe liegt und hier auf den Flachdächern (siehe Dachorientierungsklasse 1).

In einem weiteren Schritt wurde nun der Stromertrag aller bestehenden bzw. auf allen geeigneten Dachflächen theoretisch möglichen PV-Anlagen, ebenfalls für jede Viertelstunde des Testreferenzjahres, sowie die Jahressumme berechnet. Dieses erfolgte indem die Dachorientierungsklasse für jede Dachfläche mit einer bestehenden oder theoretisch möglichen PV-Anlage Anlage bestimmt wurde und sodann die Einstrahlungswerte dieser Dachorientierungsklasse mit der Fläche und dem Systemwirkungsgrad multipliziert wurde. Als Systemwirkungsgrad wurde dabei pauschal ein Wirkungsgrad von 12% für die Bestandsanlagen und 13,8% für zukünftig gebaute Anlagen angenommen⁷.

1.4.4 Ergebnisse und Szenarien

1.4.4.1 Bestandsanlagen

Die in den fünf beispielhaften Ortnetzen bestehenden PV-Anlagen (Stand Oktober 2011) sind in der folgenden Abbildung 57 dargestellt:

⁷ Die Abhängigkeit des Wirkungsgrades durch die von Wind und die Sonneneinstrahlung beeinflusste Modultemperatur wurde vernachlässigt und der Systemwirkungsgrad als Jahresmittelwert betrachtet

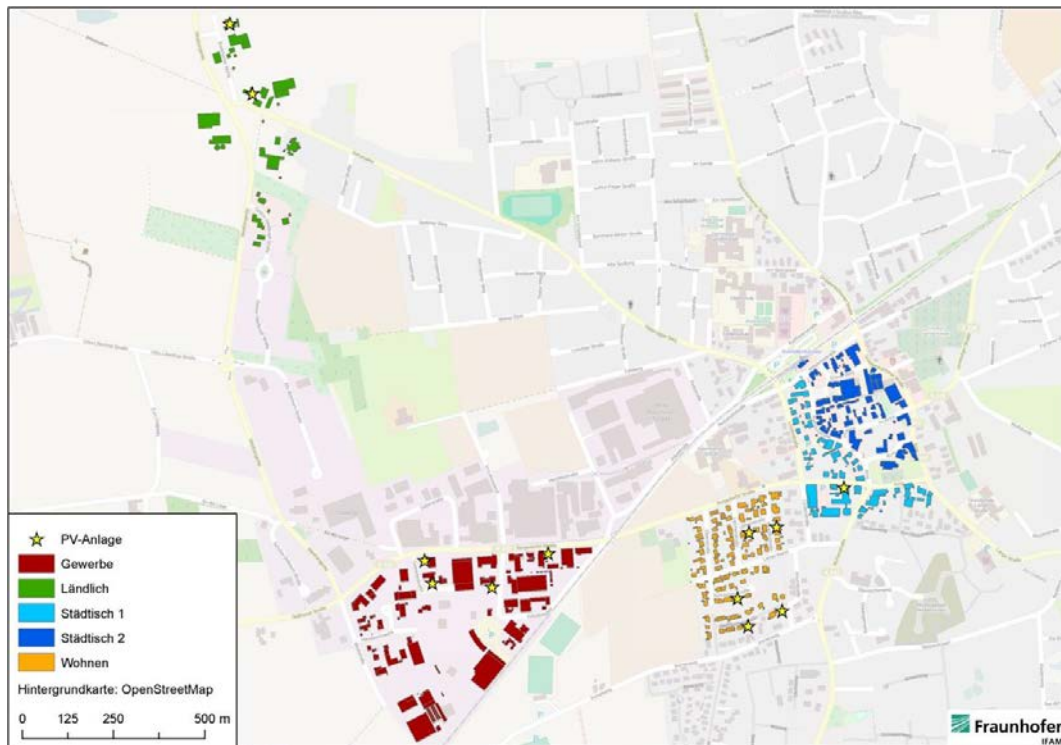


Abbildung 57: PV-Bestandsanlagen

Es existieren insgesamt 12 Anlagen mit folgenden Leistungen und Jahreserträgen (Prognose im Testreferenzjahr):

Tabelle 19: Bestandsanlagen⁸

	Anzahl	Fläche [m ²]	Leistung [kW]	Ertrag [MWh/a]
Ländlicher Bereich	2	740	92	85
Gewerbe	4	866	108	103
Wohnen	5	302	38	36
Verdichteter Bereich / Städtisch 1	1	40	5	4
Verdichteter Bereich / Städtisch 2	0	0	0	0

Die mit Hilfe des Testreferenzjahres ermittelte Prognose des Stromertrages für jede Viertelstunde des Jahres für jede Anlage ist in der Datenbank enthalten.

1.4.4.2 Szenarien

Um eine Einschätzung zu bekommen, wie sich der Bestand an PV-Anlagen in den untersuchten fünf beispielhaften typischen Ortsnetzgebieten bis 2030 entwickeln könnte, wurden die in der folgenden Tabelle 20 dargestellten Zubau-Szenarien für ganz Deutschland auf die fünf betrachteten Gebiete übertragen, indem angenommen wurde, dass der Zubau in jedem der fünf Gebiete prozentual wie im Bundesdurchschnitt erfolgt⁹. Von den zahlreichen Zubau-Prognosen für Deutschland wurden ein pessimistisches, ein durchschnittliches und ein optimistisches ausgewählt

⁸ Stand Juli 2012

⁹ Da es im „Städtischen Bereich 2“ keine Bestandsanlage gibt, wurde der prozentuale Zubau des Gebietes „Städtischer Bereich 1“ auf beide städtische Bereiche verteilt

Tabelle 20: Zubau-Faktoren der verschiedenen Szenarien

	Name, Quelle des Szenarios	Installierte Leistung 2030, in Deutschland [GW _p]	Zubau-Faktor, [Leistung 2030 / Bestandsleistung]
Bestand⁵	nach (BNetzA 2012)	29,8	
Pessimistisch	Obergrenze für PV-Ausbau (EEG 2012)	52,0	1,74
Durchschnittlich	Szenario 2011A nach (Nitsch et al 2011)	61,0	2,05
Optimistisch	Dynamisches Szenario nach (Roland Berger 2010)	90,0	3,02

Die zuzubauenden PV-Anlagen wurden ausgewählt, indem solange geeignete Dachpotentialflächen dazu genommen wurden bis der Zubau-Faktor erreicht wurde. Dabei wurden immer alle Potentialflächen die einem Stromanschluss zugeordnet sind zusammengelassen und die Auswahl erfolgte so, dass der Zubau-faktor Möglichst genau erreicht wurde. Die Ergebnisse sind in den folgenden Unterkapiteln dargestellt.

1.4.4.3 Szenario 1 – Pessimistisch

Die PV-Anlagen die auf den ausgewählten Dachflächen in den fünf beispielhaften Ortnetzen für das Szenario 1 zu installieren wären, sind in der folgenden Abbildung 58 dargestellt:

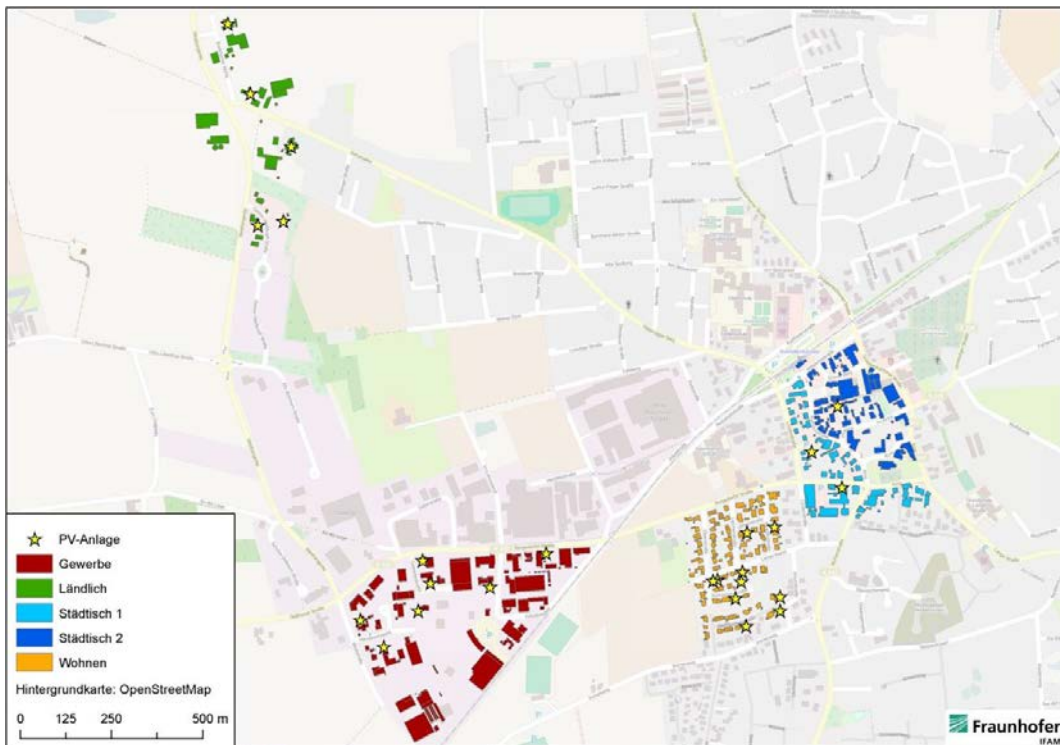


Abbildung 58: 12: PV-Anlagen in Szenario 1

Die im Jahr 2030 bestehenden Anlagen nach Szenario 1 summieren sich auf 25 Anlagen mit folgenden Leistungen und Jahreserträgen (Prognose im Testreferenzjahr):

Tabelle 21: Anlagen nach Szenario

	Anzahl	Fläche	Leistung [kW]	Ertrag [MWh/a]
Ländlicher Bereich	5	1.285	168	158
Gewerbe	7	1.451	189	183
Wohnen	10	486	63	61
Verdichteter Bereich / Städtisch 1	2	54	7	6
Verdichteter Bereich / Städtisch 2	1	14	2	2

1.4.4.4 Szenario 2 – Durchschnittlich

Die PV-Anlagen die auf den ausgewählten Dachflächen in den fünf beispielhaften Ortsetzungen für das Szenario 2 zu installieren wären, sind in der folgenden Abbildung 59 dargestellt:

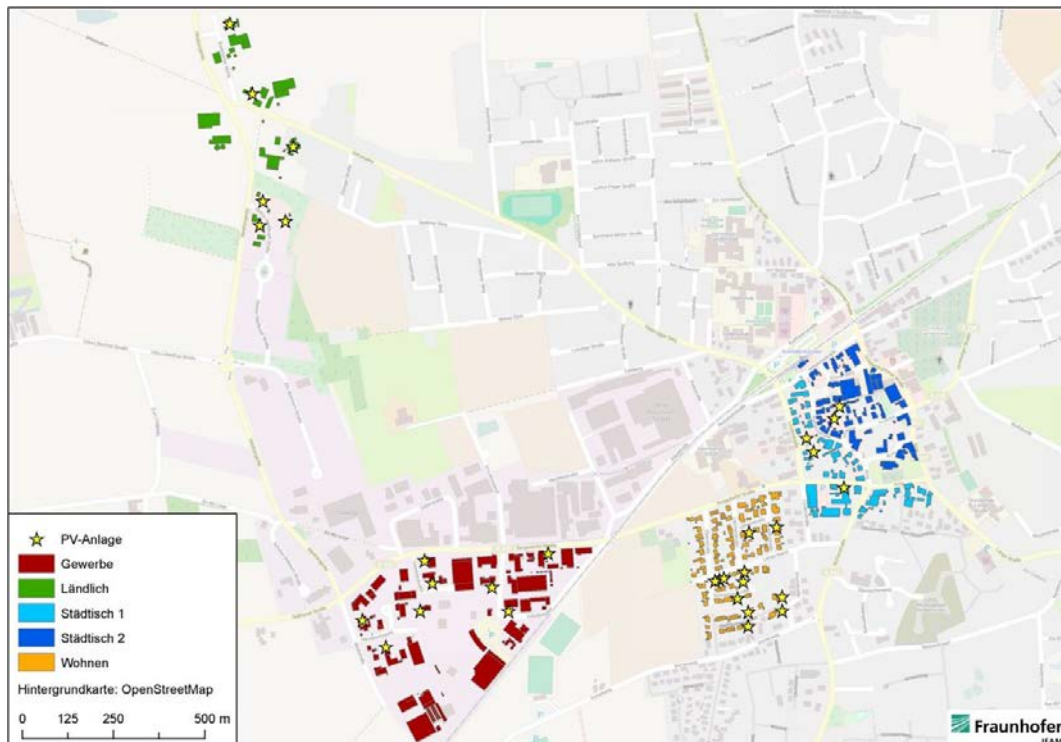


Abbildung 59: PV-Anlagen in Szenario 2

Die im Jahr 2030 bestehenden Anlagen nach Szenario 2 summieren sich auf 31 Anlagen mit folgenden Leistungen und Jahreserträgen (Prognose im Testreferenzjahr):

Tabelle 22: Anlagen nach Szenario 2

	Anzahl	Fläche	Leistung [kW]	Ertrag [MWh/a]
Ländlicher Bereich	6	1.314	172	178
Gewerbe	8	1.691	222	226
Wohnen	12	594	78	90
Verdichteter Bereich / Städtisch 1	3	62	8	8
Verdichteter Bereich / Städtisch 2	2	24	3	3

1.4.4.5 Szenario 3 – Optimistisch

Die PV-Anlagen die auf den ausgewählten Dachflächen in den fünf beispielhaften Ortnetzen für das Szenario 3 zu installieren wären, sind in der folgenden Abbildung 60 dargestellt:

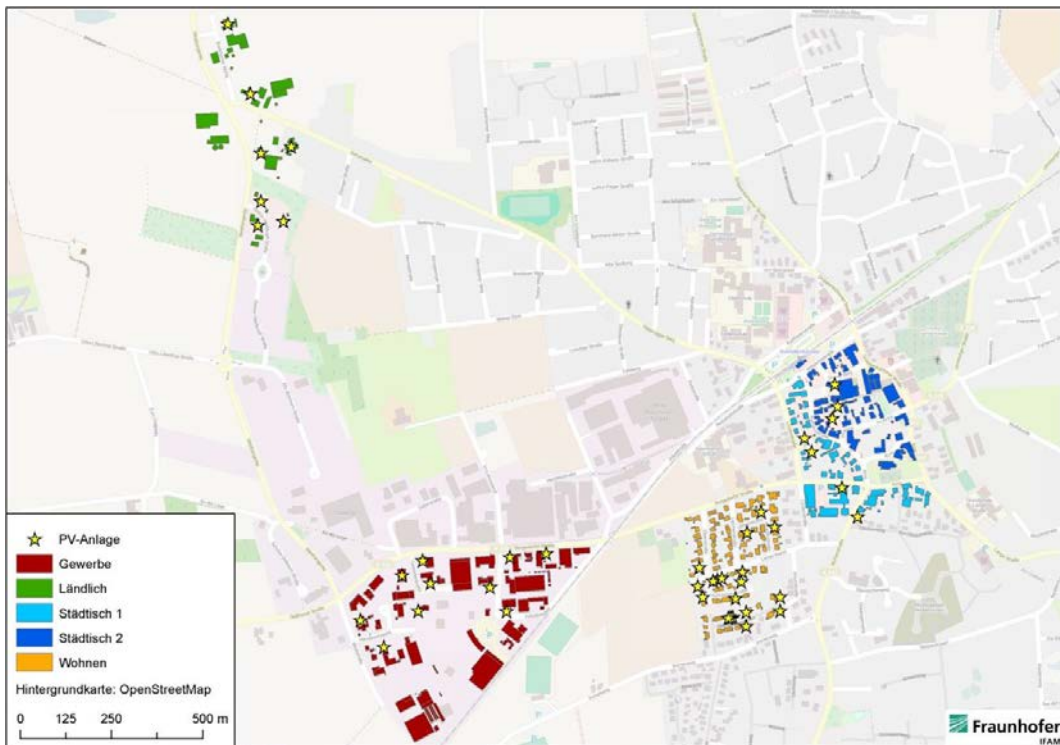



Abbildung 60: PV-Anlagen in Szenario 3

Die im Jahr 2030 bestehenden Anlagen nach Szenario 3 summieren sich auf 43 Anlagen mit folgenden Leistungen und Jahreserträgen (Prognose im Testreferenzjahr):


Tabelle 23: Anlagen nach Szenario 3

	Anzahl	Fläche	Leistung [kW]	Ertrag [MWh/a]
Ländlicher Bereich	7	2.802	377	387
Gewerbe	10	2.433	325	305
Wohnen	19	854	114	126
Verdichteter Bereich / Städtisch 1	4	77	10	10
Verdichteter Bereich / Städtisch 2	3	39	5	6


Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

1.5 Literaturverzeichnis

- [BCG 2013] Boston Consulting Group: Trendstudie 2030+
Kompetenzinitiative Energie des BDI, 2013, Berlin
- [BINE 2012] Willeke, G. et al.: „Photovoltaik - Innovationen, Neue
Konzepte und Produktionstechniken für Solarzellen und
Module“. BINE In-formationsdienst, Karlsruhe, 2012.
- [BNetzA 2012] http://www.bundesnetzagentur.de/cdn_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html#doc405794bodyText3, siehe
„Daten-meldungen“ sowie „EEG-Vergütungssätze“,
abgerufen im Juli 2012.
- [Buchmann/Gabriel 2011] Buchmann, M.; Gabriel, J.: Elektromobilität und Offshore-
Windenergie - Untersuchung der Interdependenzen,
Teilbericht im Rahmen der Modellregion Elektromobilität
Bremen/Oldenburg, 2011, Bremer Energie Institut
- [dena 2012] dena: dena Verteilnetzstudie – Ausbau- und
Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis
2030, 2012, Berlin
- [DWD 2011a] „Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland –
Mittlere Jahressummen, Zeitraum 1981 bis 2010“. URL:
http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Solarenergie/Straka_Mittel_8110,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Straka_Mittel_8110.pdf, abgerufen am 21.03.2012
- [DWD 2011b] Aktualisierte und erweiterte Testreferenzjahre von
Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige
Witterungsverhältnisse. Offenbach, 2011

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

- [IE 2012] Schiffler A.; Gansler, J.: Regionale Strompreis-Unterschiede in Deutschland, Kurzgutachten, Leipziger Institut für Energie, 2012, Leipzig
- [ISE 2013] Fraunhofer ISE: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, 2013, Freiburg
- [Lödl et al. 2010] Lödl, M., G. Kerber, Prof. Dr. R. Witzmann, Dr. C. Hoffmann & Dr. M. Metzger 2010: Abschätzung des Photovoltaik-Potenzials auf Dachflächen in Deutschland. URL: http://www.hsa.ei.tum.de/Publikationen/2010/2010_Loedl_Kerber_Wi_Graz.pdf, abgerufen am 04.12.2012,
- [Nitsch et al 2010] Nitsch, J. et al: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ Schlussbericht für das Bundesministerium für Umwelt
- [NPE 2012] Nationale Plattform Elektromobilität: Dritter Fortschrittsbericht, 2012, Berlin
- [Roland Berger 2010] Roland Berger Strategy Consultants, Prognos AG für den Bundesverband Solarwirtschaft: „Wegweiser Solarwirtschaft, PV-Roadmap 2020“. München/Berlin, 2011
- [Stadt Wiesbaden 2012] Methodik. URL: <http://www.wiesbaden.de/leben-in-wiesbaden/umwelt/energie/methodik.php>, abgerufen am 10.04.2012
- [Stadtwerke Schwerte online 2012] „Solarkataster“ URL: <http://www.ruhrpower.de/alles-ueber-uns/nicht-reden-machen/solarkataster/>, abgerufen am 10.04.2012
- [van Kempen 2014] Christian van Kempen, „Automatisierung eines 2nd-Life Batterie Containers“, Hochschule Hannover, Fakultät 1: Elektro- und Informationstechnik, Studiengang: Prozessautomation und Informationstechnik, Bachelorarbeit, durchgeführt am Fraunhofer Institut IFAM in Bremen, 2014

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

[Wirth 2012]

Wirth, H. „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg, 2012.

2 Die wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Da die Fahrzeuge und die Ladeinfrastruktur, die in diesem Projekt genutzt wurden bereits für die Projekte in der ersten Phase der Modellregion beschafft wurden, sind in diesem Projekt nur Personal und Reisekosten angefallen. Die Verteilung der Personalkosten auf die einzelnen Arbeitspakete und die Jahrescheiben sind in Tabelle 24 aufgeführt, der Gesamtaufwand in Tabelle 25.

Tabelle 24: Personalkosten der wissenschaftlichen und technischen Mitarbeiter aufgeschlüsselt nach den Arbeitspaketen


Arbeitspaket	Titel	2012 PM	2013 PM	2014 PM
1	Angewandte Elektromobilität	34	27	14
2	Technologiekonzepte	19	17	2
3	Mobilitätseffekte	-	2	5
	Gesamt:	53	46	21

Tabelle 25: Übersicht der Personalkosten

Wissenschaftler / Techniker	120 PM
Studentische Hilfskräfte	4.899 Std

3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Von der Durchführung des Vorhabens gingen maßgebliche Impulse aus die speziell die in der Region ansässige Unternehmen auf den immer noch neuen Markt der Elektromobilität vorbereiten. Die enge Vernetzung im Rahmen der Aktivitäten der

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Modellregion Elektromobilität Bremen/Oldenburg ermöglicht die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit von ansässigen Unternehmen.

Alle diese Aktivitäten zielen auf eine nachhaltige Etablierung der verschiedenen, im Vorhaben angestoßenen Projekte und Konzepte zur Nutzung von Elektromobilität in der Modellregion ab. Zusätzlich zu dem durch die Modellregion generierten kurzfristigen wirtschaftlichen Impuls werden die Unternehmen aus der Region so auch mittel- bis langfristig profitieren, vor allem durch den Export der in der Modellregion entwickelten erfolgreichen Konzepte in andere Regionen (national und international). Dies trägt kurzfristig zur Stabilisierung der regionalen Beschäftigung bei und wird zukünftig durch die Erschließung neuer Märkte für Unternehmen positive Effekte auf den regionalen Arbeitsmarkt haben.

4 Voraussichtlicher Nutzen, Verwertbarkeit der Ergebnisse


Für den Erfolg der wissenschaftlich-technischen Ergebnisse steht die hohe wissenschaftliche Qualifikation und einschlägige Erfahrung der beteiligten Institute und Unternehmen.

Für die beteiligten Forschungseinrichtungen bedeuteten die im Projekt erarbeiteten Ergebnisse einen deutlichen Ausbau des Know How im Bereich der Elektromobilität

Dies wird langfristig sowohl eine positive Auswirkung auf die Akquise von national- und international geförderten Drittmittelprojekten haben, als auch zu einem deutlichen Personalaufwuchs führen und damit hochqualifizierte Arbeitsplätze in der Region schaffen. Mittel- bis langfristig sind außerdem entsprechende Ausgründungen (Spin-Offs) aus den Forschungseinrichtungen zur wirtschaftlichen Verwertung von Projektergebnissen sehr wahrscheinlich.

5 Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Im unmittelbaren Fokus des hier vorgestellten Vorhabens sind während der Projektlaufzeit keine einschlägig relevanten neuen Ergebnisse von Dritter Stelle erzielt worden. Insbesondere wurden – nach bestem Wissen – keine Ergebnisse von dritter Stelle veröffentlicht, die den hier vorgestellten Ergebnissen widersprechen würden.

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	


6 Veröffentlichungen der Ergebnisse

Vom Fraunhofer IFAM wurden in diesem Projekt keine Veröffentlichungen in wissenschaftlichen Fachzeitschriften publiziert.

Gleichwohl wurde mit der Regionalen Projektleitstelle der Modellregion Elektromobilität Bremen/Oldenburg und mit anderen projektpartnern der Modellregion (insbesondere der Unternehmensinitiative Elektromobilität (UI ElMo)) wurde bei diversen Veranstaltungen die Inhalte des Projekts einer breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Die folgende Tabelle zeigt einen Ausschnitt der Veranstaltungen die von diesem Projekt unterstützt wurden:

Tabelle 26: Veranstaltungen und Medienberichte (Auszug)

Datum	Veranstalter/ Herausgeber	Veranstaltung/ Medium
06.10.2011	Nordwest Radio	Gesprächszeit mit Prof. Dr. Matthias Busse: Leitmarkt für Elektromobilität
11.10.2011	WeserKurier	Elektromobilität – Interview mit Prof. Dr.-Ing. Matthias Busse
16.10.2011	Personal Mobility Center Nordwest	31 Fahrzeuge starke Elektromobilitäts-Flotte geht an den Start
28.10.2011	WeserKurier	Elektromobilität: Bremen sucht neue Wege
05.11.2011	Weser Kurier	Elektroauto vier Tage im Test – wie alltagstauglich sind die Fahrzeuge im Stadtverkehr?
29.11.2011	BMVBS	Ergebniskonferenz „Elektromobilität in Modellregionen“
17.01.2012	Der Senator für Wirtschaft, Arbeit und Häfen	Pressemitteilung: Modellregion Elektromobilität Bremen/Oldenburg wird fortgesetzt
20.- 21.3.2012	Care North Tagung in Bremen	CARE- North Final Conference: Vorstellung der Modellregion Bremen-Oldenburg
15.-16. 6.2012	VDI	Tag der Technik 2012: Faszination Elektromobilität zu Lande, zu Wasser und in der Luft
13.7.2012	Citipost Nordwest	Übergabe eines Citroën Berlingo First Electric von der PMC eG an die Citipost Nordwest in Oldenburg.
19.7.2012	Nordwest Zeitung	Elektromobilität braucht neue Konzepte
29.8.2012	BSAG	Bremer Wissensbörse Elektromobilität
5.9.2012	Nordwest Zeitung	Bauhof bekommt Elektroauto

Abschlussbericht zum Fördervorhaben	Neue Mobilität im ländlichen Raum „Nemoland“	
	FKZ: 03EM0400A Laufzeit: 1.10.2011-30.06.2014	

Datum	Veranstalter/ Herausgeber	Veranstaltung/ Medium
6.9.2012	PMC, Fraunhofer IFAM	Chancen der Elektromobilität im betrieblichen Umfeld
16.9.2012	ADFC	Bremer Hochstraßentour
18.09.2012	Bremer Bürgerschaft	LowCAP Workshop
24.9.2012	Unternehmerinitiative Elektromobilität	Informationsveranstaltung UI EIMo
04.11.2012	Nordwest Zeitung	Umsteigen auf Elektroautos
04.11.2012	BILD Zeitung	Neue Generation von Elektroautos
04.11.2012	Weserkurier	Neue Initiative für Elektroautos
29.- 30.11.2012	University of Bremen/Jacobs University	Workshop: Future mobility. Theoretical, empirical and political aspects of the first stage of electric mobility evolution
14.5.2013	Automotive Nordwest	Veranstaltung " Elektromobilität am Fraunhofer IFAM und die Modellregion Elektromobilität Bremen/Oldenburg "
6.6.2013	Fraunhofer IFAM	Projektpartnertreffen Modellregion Bremen/Oldenburg
14.6.2013	Uni Bremen	Welttretttag
21.6.2013	Uni Bremen	Tag der offenen Tür an der Universität Bremen
1.8.2013	PMC	Übergabe E-Roller
22.8.2013	Unternehmerinitiative Elektromobilität	Infoveranstaltung im Focke Museum
12.- 13.10.2013	Stadt Bremerhaven	Bremerhavener Energietage
31.10.2013	Uni Bremen/IFAM	Workshop in Wildeshausen: Elektromobilität erreicht lokale Fuhrparks
9.11.2013	Schuppen Eins	Präsentation der Modellregion bei der feierlichen Eröffnung des Zentrums für Automobilkultur und Mobilität sowie am Tag der offenen Tür ebenda
4.-5. 2. 2014	Atlantic Konferenzzentrum Bremen	Elektromobilität vor Ort – Fachkonferenz für kommunale Vertreter zusammen mit NOW Roadshow
28.3.2014	Focke Museum bremen	Pressetermin zur Sonderausstellung Elektromobilität
30.3.- 6.7.2014	Focke Museum Bremen	Sonderausstellung zur Elektromobilität: Aufgeladen. Elektromobilität zwischen Wunsch und Wirklichkeit. Antrieb Zukunft. Elektromobilität auf der Spur
17.6.2014	Focke Museum	Vortrag Gerald Rausch: Modellregion Elektromobilität: Erfahrungen aus fünf Jahren Praxis