

DISSERTATION

Netzintegration von solarer elektrischer Mobilität – Auswirkungen auf das elektrische Energiesystem

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades
eines Doktors der technischen Wissenschaften unter der Leitung von

Em. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Günther Brauner
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Dipl.-Ing. Christoph Leitinger
Eferdinger Straße 62/3,
4600 Wels
Matr.-Nr.: 9925007

Hauptbegutachter: Em. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Günther Brauner
Zweitbegutachter: Ass.-Prof. Dr. Univ.-Doz. Udo Bachhiesl

Wien, am 21. September 2011

Kurzfassung

Die Herausforderungen in der Energiebereitstellung und im Energieverbrauch sind in den vergangenen Jahren stark von den Umweltauswirkungen und wirtschaftlichen Abhängigkeiten von erdölexportierenden Ländern geprägt. Die Weiterentwicklung im Energieeinsatz über sämtliche Bereiche baut darauf auf, verstärkt regionale und erneuerbare Quellen einzusetzen und den Bedarf effizient und nachhaltig zu gestalten. Ein bedeutendes Verbrauchssegment ist dabei der Verkehrssektor, in welchem die Vermeidung von CO₂-Emissionen ein besonderes Anliegen ist und der noch immer fast ausschließlich von fossilen Quellen abhängig ist.

Die vorliegende Arbeit befasst sich deshalb mit der zentralen Fragestellung, wie sich ein Wandel der Individualmobilität ausgehend von dem heute verfügbaren konventionellen Antrieb hin zu rein elektrischen Antrieben bei hoher Marktdurchdringung auf das elektrische Energiesystem auswirkt. Wesentlich ist dabei, wie der bisherige Leistungsverlauf des elektrischen Verbrauchs Änderungen erfahren wird und welche Maßnahmen zur Steuerung zur Verfügung stehen, insbesondere wenn erneuerbare Energien wie Photovoltaik zur Energiebereitstellung genutzt werden.

Hierfür wird das Nutzerverhalten von PKW im Individualverkehr tiefgehend analysiert, um das reale und tägliche Verhalten der Fahrzeuge betreffend das Fahren und das Parken an unterschiedlichen Standorten zu analysieren. Dadurch werden der Ladebedarf und potentiell sinnvolle Standorte für das Laden erhoben.

Aufbauend darauf lassen sich ungesteuerte Ladeprofile ableiten, die je nach Ausbaustufe der Ladeinfrastruktur unterschiedliche Gestalt annehmen. Die Summe von einzelnen Ladeprofilen ergeben Leistungsverläufe, die sich zukünftig im Nieder- bzw. Mittelspannungsnetz als zusätzliche Lasten einfügen werden.

Ein erarbeitetes Ermittlungsverfahren von Gleichzeitigkeitsfaktoren der elektrischen Last bei ungesteuerten Ladeprozessen, stellt einen besonderen Stellenwert dar. Es ermöglicht das Verhalten betreffend elektrische Spitzenleistung bei einer niedrigen wie auch einer hohen Anzahl an Elektrofahrzeugen beschreibbar zu machen.

Mit den Erkenntnissen aus den ungesteuerten Ladeprozessen, werden unterschiedliche Methoden einer Ladesteuerung diskutiert und eine Einteilung getroffen. Für erzeugungsorientierte Ladestrategien unter Nutzung erneuerbarer Energien werden aufbauend konkrete prognosefreie und prognosebehaftete Modell abgeleitet. In der prognosefreien Betrachtung erfolgt die Ladesteuerung der Zeitreihe des ungesteuerten Ladeprofiles folgend und in zwei Varianten (PV-Synchron, PV-Offset). Der Ansatz unter Nutzung von prognostizierten Erzeugungs- und Verbrauchswerten wendet ein lineares Optimierungsmodell an, welches die größtmögliche PV-Nutzung zum Laden der Elektrofahrzeuge vorsieht. Ausblickend werden Verbesserungsvorschläge der entwickelten Ladestrategien erörtert und die Frage der erforderlichen Ressourcen erneuerbarer Energien für die Zielsetzungen der Marktdurchdringung von Elektromobilität ermittelt.

Abstract

In recent years the challenges of energy supply and energy consumption were more and more characterized by environmental aspects and the existing dependency of petrol exporting countries. Further development in energy use over all segments is focused to apply regional and sustainable sources as well as increasing efficiency in energy use. Transportation is one major field of energy use, which has to get more sustainable and less dependent from fossil fuels, to reduce emissions and dependencies in general.

This work covers the central question of the impact to the electric power grid of changing from conventional to electric drive in the field of individual mobility. Important matters like the influence to the electric consumption profile and control measurements to avoid additional peak loads as well as to prefer renewable resources are treated.

One of the first steps is to analyze the user behavior of personnel cars concerning driving and parking times and durations to get realistic daily patterns of drivers' needs and potential locations of charging infrastructure.

Using different scenarios of increments of charging infrastructure, certain uncontrolled charging patterns are derived. The sum of these patterns results in a power profile, which will affect the medium and low voltage grid as additional load.

By applying a self developed procedure to derive simultaneity factors of electric load for uncontrolled charging, the resulting peak loads for specified numbers of electric vehicles can be calculated.

The results of uncontrolled charging cycles are utilized for the discussion and development of different control methods. For supply oriented charging strategies (using renewable energies), models with and without forecasts are derived. The forecast free system takes the charge control mechanism according to the time series of the uncontrolled charging profile in two different ways into account (PV-Synchronous, PV-Offset Charging).

The approach using prognosis of energy supply and charging needs operates with a linear optimization model, which should deliver the highest share of direct use of photovoltaic for charging of electric vehicles.

Finally suggestions for improvement of the developed charging strategies are raised and the needed amount of renewable sources for the objective target of e-mobility market penetration is determined.

Vorwort

Das Vorwort möchte ich dazu verwenden um auf die Zeit meiner wissenschaftlichen Arbeit am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (vormals Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft) zurückzublicken und meinen Wegbegleitern zu danken.

Wie auch der Name des Instituts, veränderte sich im Laufe der Jahre der Schwerpunkt meiner persönlichen Forschungsarbeiten. Ausgehend von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien, der in der Mobilität genutzt werden könnte, entstand im Jahr 2007 eine neue Euphorie rund um die Elektromobilität, die Professor Brauner früh erkannte und für die Forschung in diesem Bereich am Institut den Grundstein legte. Das Forschungsgebiet konnte dermaßen aufgebaut werden, sodass zahlreiche Diplomarbeiten dazu entstanden und für drei Assistenten ein äußerst spannendes Tätigkeitsfeld bot und fortfahrend bietet.

Für die Erstellung der Dissertation braucht es aber neben einem interessanten Themenfeld aber noch weitere Zutaten. Ein Konzept, methodische Ansätze, Kreativität und eine gute Datenbasis. Erst wenn all die Komponenten zusammengesammelt sind, kann meines Erachtens eine Dissertation zügig voranschreiten. So habe ich es zumindest erlebt.

Aber selbst dann ist noch nicht alles zusammengetragen, denn ohne inhaltlichen Austausch und Diskussionen, aufmunternde Worte und Durchhaltevermögen, wäre die Arbeit nicht möglich gewesen.

Aus diesem Grunde möchte ich mich herzlich bei Herrn em.Univ.-Prof. Dr.Ing. Günther Brauner für die wissenschaftliche Begleitung meiner Arbeit und die gedeihlichen Rahmenbedingungen am Institut bedanken. Für die freundliche Übernahme der Zweitbegutachtung danke ich Ass.Prof. Dr. Univ.-Doz. Udo Bachhiesl.

Besonderer Dank ergeht an meine Kollegen Andreas Schuster und Markus Litzlbauer, mit denen es eine große Freude war, die zentralen Fragestellungen in unserer Forschungsgruppe zu lokalisieren und sukzessive zu erarbeiten. Ich wünsche ihnen auf diesem Wege das Beste für das Vorwärtskommen ihrer Arbeiten. Ebenso möchte ich diesbzgl. alle Assistenten der Arbeitsgruppe Elektrische Anlagen mit einschließen und für das angenehme Klima danken.

Abschließend danke ich meiner ganzen Familie, meinen Eltern und Geschwistern für die warmherzige Unterstützung entlang meines Dissertationsweges.

Christoph Leitinger

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	2
1.2	Problemstellung und Zieldefinition	2
1.3	Gliederung der Arbeit	3
2	Ausgangssituation und Einführung in die Elektromobilität	4
2.1	Erwartungen an Elektromobilität	4
2.1.1	Emissionsreduktionen	4
2.1.2	Unterstützung des Energiesystems	5
2.2	Rahmenbedingungen für Analysen	5
2.2.1	Elektrische Fahrzeuge, Batterieeigenschaften und Ladekennlinien	6
2.3	Fahrverhalten und Verkehrsdaten	9
2.3.1	Datengrundlagen	9
2.3.2	Nutzerverhalten	11
2.3.3	Standverhalten	14
2.4	Einbindung in das Energiesystem	17
2.4.1	Ladeleistung und Ladegeräte	17
2.5	Zusammenfassung	20
3	Einfache Leistungsprofile und Gleichzeitigkeitsfaktoren	21
3.1	Methodischer Zugang: Top-Down vs. Bottom-Up	21
3.2	Leistungsprofile des ungesteuerten Ladens	22
3.2.1	Lastprofilbildung über verschiedene Standorte	24
3.2.2	Energetische Betrachtung der Standorte	25
3.2.3	Wochentagsabhängigkeit	27
3.2.4	Leistungsabhängigkeit	27
3.3	Modellvergleiche	28
3.4	Gleichzeitigkeiten von Lastprofilspitzen	30
3.4.1	Ziel und Referenz der Berechnungen	30
3.4.2	Methodik der Gleichzeitigkeitsberechnung	31
3.4.3	Analyse betreffend Ladeinfrastruktur- und Ladeleistungsunterschiede	32
3.4.4	Vergleich mit konventionellen Haushaltsgerätegruppen	34
3.5	Zusammenfassung	36

4	Ladesteuerung und Ladestrategien	37
4.1	Gründe und Anreize für Ladesteuerung	37
4.2	Steuermechanismen - Arten der Beeinflussbarkeit von Ladeprofilen.....	38
4.3	Einzel- versus Kollektivbetrachtung	39
4.4	Einteilung von Ladesteuerungsvarianten	41
4.5	Zusammenfassung	43
5	Erzeugungsorientiertes Laden mit Photovoltaik-Nutzung	44
5.1	Voraussetzungen für Ladesteuerung mit hoher PV-Nutzung.....	44
5.2	Varianten der direkten Kopplung von Erzeugung und Verbrauch.....	44
5.3	Modellkonfiguration gemäß Variante "zeitliche/örtliche Kopplung"	46
5.4	Begriffsklärung der Kennwerte	48
5.5	Vorgehensweise der entwickelten Ladestrategien.....	49
5.5.1	PV-Synchron-Laden.....	50
5.5.2	PV-Offset-Laden	50
5.5.3	Ergebnisvergleich der Steuerkonzepte im bilanzierten Zustand.....	51
5.6	Sensitivitätsanalysen der erzeugungsorientieren Ladestrategien.....	53
5.6.1	Wichtigste Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen.....	53
5.7	Zusammenfassung	58
6	Modell zur Optimierung der Ladestrategie zur PV-Nutzung	59
6.1	Einleitung.....	59
6.2	Methodische Vorgehensweise	60
6.3	Mathematische Beschreibung der linearen Optimierung	63
6.3.1	Gleichungen der Optimierung	63
6.3.2	Einfacher Optimierungsansatz.....	63
6.3.3	Optimierungsansatz mit Mindestwertehaltung	65
6.4	Modellkonfiguration für Optimierung	66
6.5	Fallunterscheidungen und Optimierungsergebnisse	67
6.5.1	Fall 1: Einzelfahrzeugbetrachtung mit realem Fahrprofil	68
6.5.2	Fall2: Einzelfahrzeugbetrachtung mit gemitteltem 20-Tage-Profil	69
6.5.3	Fall3: Summenbetrachtung mit NÖ-Verkehrsdatenstamm.....	71
6.6	Weiterführende Überlegungen.....	73
6.7	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	74
7	Abschließende Betrachtungen der Ladestrategiemodelle	75

7.1	Vergleich Zeitreihenanalyse vs. Optimierungsansatz	75
7.2	Erforderliche Ressourcen für nachhaltige Elektromobilität	76
8	Zusammenfassung	78
9	Literaturverzeichnis	81
10	Abkürzungsverzeichnis	85
11	Anhang	86
11.1	Ergänzungen zu Abschnitt 5.6	86
11.2	Gleichungen für den Optimierungsprozess des Nachtladens.....	86
11.3	Umsetzung der Optimierung mit Mindestwertehaltung.....	88

1 Einleitung

Die elektrische Energieversorgung der Zukunft wird vor zahlreiche Aufgaben und Herausforderungen gestellt. Neben dem Auftrag der ausreichenden, sicheren und kostengünstigen Versorgung, sind folgende Themen vorausblickend zu erwarten:

- Zum einen gilt es den Kraftwerkspark, der sich der Lebensdauergerne nähert, sukzessive zu erneuern und kontinuierlich nachhaltiger zu gestalten.
- Genauso sind die elektrischen Netze (in sämtlichen Spannungsebenen) zu erneuern und Engpässe, die unter anderen zunehmend durch verteilte regenerative Erzeuger entstehen, zu vermeiden.
- Ein ständig wachsender Anteil an dezentralen erneuerbaren Energieanlagen mit allen Anforderungen der Leistungsregelung bis hin zu Schutzaspekten ist in das Versorgungssystem aufzunehmen.
- Die Entwicklung zu intelligenten Netzen, die eine effiziente Nutzung und zeitliche Steuerung der Erzeugung und des Verbrauchs ermöglichen, wird zunehmend Bedeutung erlangen.
- Der Weg Richtung steuerbarer Gebäude (Smart Building, Smart Home) ist vorgezeichnet und eine engere Kopplung des elektrischen und thermischen Energiebedarfs ein realistisches Szenario der Zukunft.
- Neue Verbrauchsfelder wie die Elektromobilität ergänzen die Liste der Dienstleistungen, welche die elektrische Energieversorgung zu bedienen hat.

Bezugnehmend auf den zuletzt angeführten Punkt, ist festzustellen, dass der Elektromobilität eine vielversprechende Zukunft eingeräumt wird, aber auch an sie hohe Erwartungen gestellt werden. Zum einen wird eine Lösung der CO₂-Problematik im Verkehr erhofft. Zum anderen sollen die Fahrzeugbatterien die elektrischen Netze von morgen entlasten, in dem die Fahrzeugbatterien eine Speicheraufgabe übernehmen. Weitere Überlegungen gehen bis zu Szenarien, welche die elektrischen Netze durch die Einspeisung von Regelenergie positiv unterstützen.

Elektromobilität erlebte in den vergangenen Jahrzehnten wiederholt Höhen und Tiefen. Die Zeichen, die dafür sprechen, dass die Erfolgchancen diesmal höher stehen, eine bleibende Wirkung und nachhaltige Entwicklung der Elektromobilität zu nehmen, sind vorhanden. Die Batterietechnologie hat unter anderem durch die Entwicklungen der Unterhaltungselektronik wesentliche Entwicklungssprünge gemacht. Die CO₂-Problematik ist präsenter denn je, die politischen Anstrengungen und Ziele konkreter und intensiver. Aber ein möglicherweise entscheidender Unterschied zu den vorangegangenen Höhenflügen der Elektromobilität in den vergangenen Jahrzehnten ist der zunehmende und signifikante Teil fluktuierender erneuerbarer Energien aus Wind und Photovoltaik, die zur Ausregelung und effizienten Nutzung ohne Vergeudung große Energiepeicher benötigen. Neben

Pumpspeicherkraftwerken wird erwartet, dass ein großes Pool an Elektrofahrzeugen diesen steuerbaren Speicher mit besonderen Rahmenbedingungen darstellen kann.

1.1 Motivation

In diesem Zusammenspiel aus erneuerbaren Energien und Elektromobilität ergeben sich technische, bislang ungeklärte Fragestellungen. Das neue Verbrauchsfeld Elektromobilität wird sich einerseits durch einen neuen, zusätzlichen tageszyklischen Lastgang ins Energiesystem einfügen und in erster Linie die lokalen Niederspannungsnetze zusätzlich belasten, sodass die Reserve zur maximalen Belastungsgrenze der Betriebsmittel weiter reduziert wird. Andererseits wird in optimistischen Schätzungen ein planbares Speicherpotential attestiert, welches im Tagesverlauf für Steuerzwecke des Verbrauchs eingesetzt werden kann. Eine weitere Option stellt die Verwendung als Regelenergie dar, sodass für kurze Zeitintervalle Leistungen aus den Fahrzeugbatterien in das elektrische Netz geliefert werden soll.

Der Anreiz besteht darin, einige der vielen offenen Fragen detailliert zu analysieren und Lösungen und Algorithmen für die Netzintegration der Elektromobilität zu entwickeln, die die verkehrs- und nutzerrelevanten Bedürfnisse erfüllen und den Anforderungen des elektrischen Netzes unter Berücksichtigung fluktuierender erneuerbarer Energien ebenso entsprechen.

1.2 Problemstellung und Zieldefinition

Mit dem umfassenden Eintreten der Elektrofahrzeuge ins elektrische Netz entsteht ein absolut neues Verbrauchssegment, welches bislang nicht elektrisch versorgt wurde. Dieses zu beschreiben und andererseits bislang nicht durch reale Messungen abgleichen zu können, ist eine Herausforderung für sich. Deswegen ist die Abbildung der Elektromobilität als Verbrauchsgruppe im elektrischen Netz eine erste zentrale Aufgabe.

Im darüber hinaus gehenden Schritt ist das Steuern des Ladeprozesses von Bedeutung und von zahlreichen Parametern abhängig. Beispielsweise variieren der Ausbau der Ladeinfrastruktur (Ladestellen), der Ladeleistungen und der Konfiguration der Fahrzeugbatterien wie auch die zurückgelegten Fahrprofile das Erfordernis des Steuerns. Erzeugungsseitig stellt die fluktuierende erneuerbare Energie, mittels derer die Ladung der Elektrofahrzeuge erfolgen soll, eine weitere Rahmenbedingung des Systems dar.

Ziel ist es, ein verifiziertes Abbild des zukünftigen Stromverbrauchs der Elektromobilität zu erlangen. Weiters sind Methoden für eine netzfreundliche Integration von Elektromobilität und Photovoltaik in das elektrische Netz zu erarbeiten. Es werden dazu die Ladestrategien und erforderlichen Parameter detailliert diskutiert und ein Optimierungsmodell entwickelt, welches die direkte Nutzung erneuerbarer Energien – konkret der Photovoltaik – für die Elektromobilität bestmöglich unterstützt.

1.3 Gliederung der Arbeit

Die Arbeit gliedert sich in weitere sieben Abschnitte:

Eingangs wird ein Überblick über die Ausgangssituation und die Rahmenbedingungen der Elektromobilität erarbeitet. Dies beinhaltet einen wichtigen Seitenblick auf den Verkehrssektor, die Abklärung von Voraussetzungen im Energiesystem und Definition der Varianten, die in der Arbeit systematisch behandelt werden.

In den darauffolgenden Abschnitten stehen der Ladeprozess in seiner ungesteuerten Form sowie die Steuerbarkeit der Ladeprozesse im Mittelpunkt. Unter anderem werden die Anreize für die Ladesteuerung wie auch die damit verknüpften Erwartungen geklärt.

Abschnitt 5 wird sich konkret mit der ausgewählten, erzeugungsorientierten Ladestrategie unter Photovoltaiknutzung beschäftigen und zwei entwickelte Konzepte präsentieren. Dabei werden die Kennwerte des Deckungsgrads bzw. des Integrationsgrads¹ für mehrere Varianten erhoben, die mittels Zeitreihenanalysen ermittelt wurden.

Wie Kapitel 5 ist auch Abschnitt 6 Kernbereich der Arbeit, in dem nun ein Optimierungsmodell des Ladeprozesses unter Photovoltaiknutzung für die Elektromobilität erarbeitet und erprobt wird.

Abschnitt 7 geht auf den Vergleich der Modelle der Ladesteuerungsmodelle ein und diskutiert ausblickgebend die Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Ladestrategien sowie die Ressourcenfrage der erneuerbaren Energien für Elektromobilität.

In der Zusammenfassung werden abschließend die Ergebnisse und Erkenntnisse der Arbeit in kompakter Form ausgeführt.

¹ Die Definition der Kennwerte erfolgt in Abschnitt 5.

2 Ausgangssituation und Einführung in die Elektromobilität

2.1 Erwartungen an Elektromobilität

2.1.1 Emissionsreduktionen

Aufgrund des steigenden Energieverbrauchs und der wachsenden Emissionen schädlicher Treibhausgase, werden Maßnahmen erforderlich, die dieser Entwicklung entgegen wirken. Werden die CO₂-Emissionen nach Sektoren betrachtet, so zeigt sich eine Aufteilung wie folgt auf Industrie, Energieversorgung, Kleinverbraucher sowie Verkehrssektor Abbildung 1. Der Verkehrssektor besitzt zum ohnedies sehr hohen Anteil von etwa 30 % auch das Merkmal, dass in diesem Segment die Emissionen weiterhin am stärksten in der langjährigen Entwicklung ansteigen. Der Handlungsbedarf ist somit in diesem Bereich am stärksten gegeben.

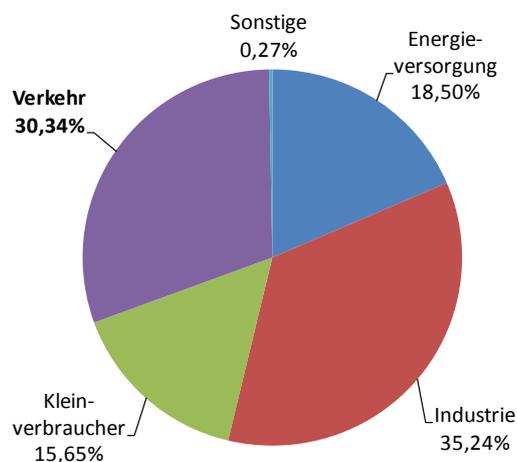


Abbildung 1: CO₂-Emissionen nach Sektoren der Verursacher 2008, Quelle: Umweltbundesamt 2010

Bei weiterer Aufschlüsselung des Verkehrssegments in die unterschiedlichen Transportmittel, zeigt sich wiederum, dass Personenkraftwagen und Zweiräder knapp 60% des Energieverbrauchs verursachen. Im Jahr 2005 betrug der gesamte Treibstoffverbrauch in Österreich 5,36 Mrd. Liter oder umgerechnet 93 TWh Energieinhalt. Der Anteil des PKW-Verkehrs machte somit etwa 55 TWh aus, also ähnlich viel Energie, wie österreichweit in einem Jahr insgesamt für Stromdienstleistungen verbraucht wird. Somit ist der Schwerpunkt zur Verbesserung der Emissionsbilanz im Speziellen auf die Personenkraftwagen, die im privaten Individualverkehr genauso wie im Flottenbetrieb von Unternehmen im Einsatz sind, zu setzen.

Die alternativen, technologischen Konzepte für einen effizienteren Einsatz der Energieumsetzung im Verkehrssektor sind in diverser Fachliteratur dargestellt und sind in ihrer Gesamtheit nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit. Eines dieser Konzepte ist jedoch die Elektromobilität, also elektrische Fahrzeuge im Straßenverkehr, auf deren Anwendung in weiterer Folge der Fokus gelegt wird.² Neben dem deutlich geringeren Energiebedarf

² Für die Kernfragestellungen der Arbeit spielt der Energiebezug für diese Fahrzeuge aus dem elektrischen Netz eine bedeutende Rolle. Aus diesem Grund werden die Untersuchungen auch vorwiegend mit der Maximalvariante - den rein-elektrischen Fahrzeugen - durchgeführt.

aufgrund erhöhter Effizienz und reduzierten Emissionsbelastungen sind auch weitere positive Nebeneffekte wie Lärmreduktion erfolgsversprechende Mehrnutzen dieses Entwicklungspfades.

2.1.2 Unterstützung des Energiesystems

Neben dem direkten Nutzen durch die Effizienzverbesserung der Elektrofahrzeuge und den verkehrsorientierten Veränderungen, wird von der Elektromobilität auch vielfach ein Nutzen für das elektrische Energiesystem hervorgehoben.

- Zum einen wird der Einsatz erneuerbarer, lokaler Energiequellen zu einer verringerten Importabhängigkeit anderer Energieträger führen.
- Der Fahrzeugspeicher ermöglicht neue Potenziale im Bereich der Lastanpassung (Demand Side Management), da dieser bei langen Standzeiten nicht unmittelbar, sondern angepasst durch intelligente Prozesse geladen werden kann.
- Sollten die Entwicklung der Batterien große Verbesserungen erzielen, ist eine Nutzung der gespeicherten Energie für Regelungszwecke nicht nur als gesteuerter Verbraucher sondern sogar als Einspeiser in das elektrische Netz denkbar (Vehicle-to-Grid-Konzept).

Neben diesen Vorteilen ist zu berücksichtigen, dass a priori dennoch beim Ladeprozess eine hohe Gleichzeitigkeit der Fahrzeuge zu erwarten ist. Um die Systemeffekte der Elektromobilität für das Energiesystem ernten zu können, ist eine hohe Durchdringung des Fahrzeugbestandes erforderlich. Für die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen sei an dieser Stelle auf Literatur [1] verwiesen.

Zahlreiche technische Aspekte zu diesem Themenbereich werden in dieser Arbeit ausführlich erarbeitet und geklärt.

2.2 Rahmenbedingungen für Analysen

Das umfassende Gebiet der Mobilität und des Energiesystems erfordert den Fokus der Arbeit zu schärfen und die behandelten Bereiche einzugrenzen. Wie bereits im Abschnitt 1 erwähnt, wird die Netzintegration der Elektromobilität den zentralen Mittelpunkt darstellen. Es erfolgt die modellhafte Untersuchung des Verbrauchs des Elektromobilitätssegments in Form einer Punktbetrachtung³. Verteilte Netzanalysen sind nicht Gegenstand der Arbeit, weshalb die Methodik und Ergebnisse sich an der elektrischen Leistung orientieren und nicht andere Größen wie die Spannungshaltung einbeziehen. Weiters stehen auch bei den Steuermechanismen des Ladeprozesses die Leistungsbetrachtungen im Vordergrund. Folgende Elemente sind als Basis für die Modelle und Analysen erforderlich:

- Aussagen bzgl. Elektrofahrzeugen, Batterieeigenschaften und Ladekennlinien
- Verkehrsverhalten und -daten im Fahrbetrieb und Stillstand

³ Die Punktbetrachtung spezifiziert die Eigenschaft, Kollektive der Erzeugung und des Verbrauchs leistungsbezogen an einem Punkt im Netz zu betrachten und nicht verteilt in entsprechenden Niederspannungsnetzen.

2.2.1 Elektrische Fahrzeuge, Batterieeigenschaften und Ladekennlinien

Die Österreichische Bundesregierung setzt durch die Entwicklung von Modellregionen wesentliche Akzente für die Einführung der Elektromobilität in der breiten Anwendung. Die ersten Modellregionen in Vorarlberg und Salzburg existieren bereits seit 2009 und erproben die derzeit noch spärlich verfügbaren Elektrofahrzeuge. Die Vielfalt der Modelle ist noch sehr gering. Die Fahrzeuge verwenden derzeit entweder die Hochtemperatur-ZEBRA-Batterien (NaNiCl) oder eine auf Lithium basierende Batterieart. Die Tabelle 1 zeigt eine kleine Auswahl von derzeit verfügbaren Elektrofahrzeugen. Während in der Anfangsphase noch vorwiegend Umbau-Konzepte konventioneller Fahrzeuge dominierten (Conversion Design), werden nun zunehmend Fahrzeugstrukturen eingesetzt, die für Elektroantriebe konzipiert sind (Purpose Design).

Tabelle 1: Beispiele derzeit verfügbarer Elektrofahrzeuge im Segment Kleinwagen und Mittelklasse⁴

Fahrzeugmarke	Batteriegröße	Batterietechnologie
Th!nk City	28 kWh	ZEBRA; Li-Ionen
Fiat 500 electric	20 kWh	ZEBRA; Li-Ionen
Citroen, i-MiEV, Peugeot Ion	16 kWh	Li-Ionen
Nissan Leaf ⁵	24 kWh	Li-Ionen

Vergleicht man die Energiedichte von Batterien für Elektrofahrzeuge mit fossilen Treibstoffen, schneiden die Batteriespeicher bekanntermaßen deutlich schlechter ab. Während Diesel etwa 11,8 kWh/kg speichern kann, sind es in Fahrzeugbatterien derzeit nur bis zu 200 Wh/kg. Ein Faktor 59 liegt zwischen den beiden Speicherformen. Die unterschiedliche Verarbeitung der Energie führt zu verschiedenen Effizienzen und Systemerfordernisse im Fahrzeug, wodurch sich das Gewichtsverhältnis zwar in Richtung Elektromobilität verbessert, bei gleichem Energieinhalt aber immer noch deutlich günstigere Werte für das konventionelle Fahrzeug liefert. Deswegen ist der Ansatz, gleiche Energiemengen im Elektrofahrzeug mitzuführen wie im konventionellen Fahrzeug nicht realistisch, wodurch eine grundsätzlich ein anderes Intervall der Energieaufnahme notwendig wird.

Auch die Batterien zueinander unterscheiden sich in ihren Eigenschaften sehr stark. Wesentliche Parameter sind:

- die Zellspannung
- die Zyklenfestigkeit (und damit die Lebensdauer)
- die Leistungs- und Energiedichte
- die Umweltverträglichkeit und Sicherheit
- die Langzeitspeicherfähigkeit
- sowie das thermische Verhalten (bei hohen und tiefen Temperaturen).

⁴ Der Tesla Roadster verfügt über deutlich höhere Batteriekapazitäten, ist aber nicht aus den gewählten Segmenten und darüber hinaus preislich jenseits der 100.000 EUR angesiedelt.

⁵ <http://www.autobild.de/artikel/vorstellung-nissan-leaf-949016.html>

Für die energietechnische Betrachtung sind bei rein elektrischen Fahrzeugen die beiden Größen der Leistungs- und Energiedichte ausschlaggebend. Der Zusammenhang dieser beiden Größen bei unterschiedlichen Batteriesystemen ist im so genannten Ragone-Diagramm in Abbildung 2 dargestellt.

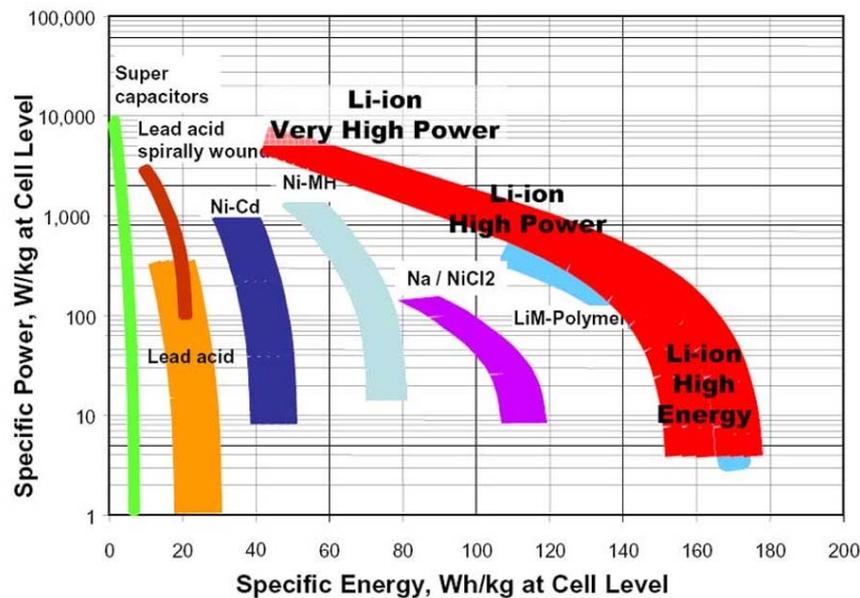


Abbildung 2: Ragone-Diagramm, spezifische Leistungs- und Energiedichten unterschiedlicher Batterietypen, Quelle: Saft Batteries / Johnson Controls

Es ist ersichtlich, dass die höchsten Bereiche für beide Größen durch Batterien mit Li-Ionen-Beteiligung erreicht werden können. Die Entwicklung erfordert eine weitere Erhöhung beider Werte. Derzeit ist mit guten Werten von 200 Wh/kg bei einer Batteriegröße von 25 kWh ein Zusatzgewicht von 125 kg im Fahrzeug einzurechnen.

Je nach Batterietechnologie ist mit unterschiedlichen Verlusten zu rechnen, die bei der Hochtemperaturbatterie aufgrund der Heizverluste deutlich höher ausfallen. Gemeinsam ist beiden Technologien (mit geringen Unterschieden), das Ladeverhalten in Abhängigkeit des Speicherstands (SOC)⁶. Das Laden erfolgt mittels IUa-Ladens. D.h. dass im niedrigen SOC-Bereich der Ladestrom konstant bleibt, während sich die Zellenspannung nur minimal ändert und somit die Ladeleistung als konstant angenommen werden kann. Ab einem Grenzwert s (zumeist 80 % des Speicherstands) wird auf die U-Phase gewechselt und die Ladeleistung geht exponentiell zurück, bis der vollgefüllte Stand des Akkus erreicht wird und der Abschaltstrom für den Ladeabschluss sorgt.

Mathematisch lässt sich die Ladeleistung P in der U-Phase folgend beschreiben: [2]

$$P = P_{konst} \cdot e^{-\frac{s-SOC}{k_L}} \quad (1)$$

⁶ SOC ... State of Charge

$$k_L = \frac{100 - s}{\ln\left(\frac{P_{konst}}{P_{LS}}\right)} \quad (2)$$

$$P_{LS} = \frac{U_{LS}}{U_N} \cdot I_{LS} \cdot E_{Batt} \quad (3)$$

P_{konst} ... Konstantladeleistung der I-Phase
 s ... Ladeumschaltpunkt (%)
 SOC ... State Of Charge, Ladezustand (%)
 k_L ... Ladekorrekturfaktor (-)
 P_{LS} ... Ladeabschaltleistung

U_{LS} ... Ladeschlussspannung (4,2 V)
 U_N ... Nennspannung (3,6 V)
 I_{LS} ... Ladeabschaltstrom (0,03 C-Rate)
 E_{Batt} ... Nennenergiemenge der Batterie

Je nach Entladetiefe und Ladebedarf entsprechend der zurückgelegten Entfernung werden beide Phasen des Ladens stattfinden. Dieses Kennlinienverhalten wird in den folgenden Kapiteln benötigt, um das Ladeverhalten der Fahrzeuge realitätsnah abbilden zu können.

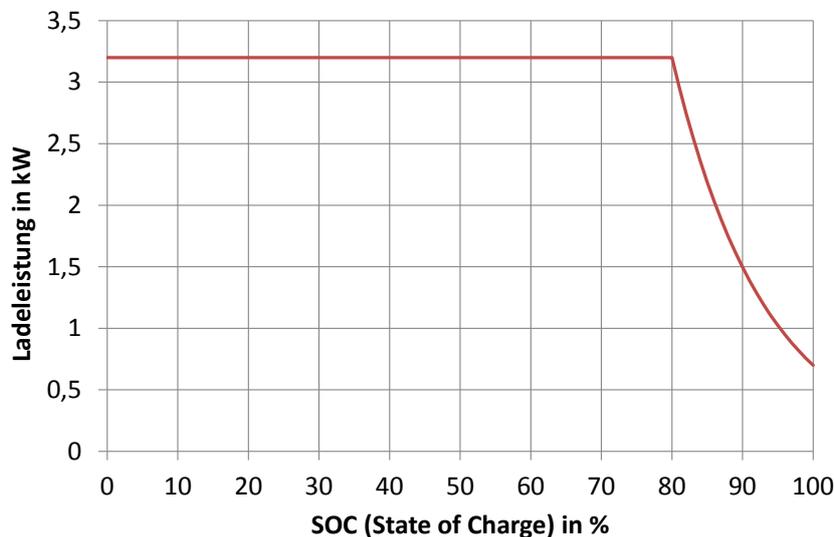


Abbildung 3: Kennlinie des IUa-Ladens von Fahrzeugbatterien

Die Ladeleistungen bewegen sich derzeit im Bereich von einphasigen Lasten mit 16 A und 230 V Anschluss, bis zu 3,5 kW. Auch höhere Leistungen sind denkbar, erfordern aber entsprechend größere Ladegeräte. Aus Gründen der Batteriealterung sind hohe Leistungsbeanspruchungen (thermische Belastung) zu vermeiden. Bis zu einer Ladeleistung von etwa 20 kW sind Ladegeräte on-board des Fahrzeuges denkbar, größere Geräte sind aufgrund des Gewichts und Volumens in stationärer Bauweise vorzusehen. In diesen Fällen erfolgt die Anbindung des Fahrzeuges unmittelbar mit Gleichstrom. [3]

Zukünftige Elektrofahrzeuge werden voraussichtlich anfangs mit ähnlichen Batteriegrößen zwischen 16 und 30 kWh auf den Markt kommen, um die Fahrzeuge kostengünstig zu ermöglichen (die im Moment dennoch deutlich teurer als konventionelle Fahrzeuge sind). Erst mit einem Preisverfall der Batteriepreise durch technologische Lernraten ist damit zu rechnen, dass auch die Batteriegrößen je Fahrzeug ansteigen und somit auch größere Reichweiten zulassen.

Teilelektrischen Fahrzeuge wie Plug-In Hybrid Electric Vehicles (PHEV) oder Range Extender Fahrzeuge sind für die zukünftige Entwicklung der Elektromobilität wesentliche Teilgebiete und zumindest in einer langen Übergangsphase von Bedeutung. Für die Untersuchungen im elektrischen Energiesystem stellen jedoch die rein-elektrischen Fahrzeuge die größere Herausforderung dar, weshalb in weiterer Folge nur auf diese eingegangen wird. Für die Funktionsweise und Betriebsstrategien teilelektrischer Fahrzeuge sei auf die Literatur verwiesen. [4]

Elektrofahrzeuge werden aufgrund der hohen Anschaffungskosten derzeit in den Modellregionen in Firmenfuhrparks betrieben. Ein Grund dafür ist einerseits die höhere Zahlungsbereitschaft von Unternehmen (z.B. Vermittlung von Innovations- und Umweltbewusstsein). Andererseits lassen sich die anfänglichen hohen finanziellen Aufwendungen bei hoher Fahrzeugauslastung im mittleren bis kurzen Streckenbereich wirtschaftlich für die Unternehmen eher darstellen als im Privatsegment. Bedeutend ist zweifelsohne der Kostenbereich Batterie.

Dennoch ist der private Individualverkehr jenes Segment, welches in dieser Arbeit betrachtet wird. Aufgrund der Tatsache, dass derzeit insgesamt in ganz Österreich nur wenige hundert Elektrofahrzeuge auf den Straßen unterwegs sind, lassen sich auf diesen Praxiswerten kein umfassenden Analysen aufbauen. Es sind zusätzlich andere Datenbasen erforderlich. Der anschließende Abschnitt klärt diesen Sachverhalt.

2.3 Fahrverhalten und Verkehrsdaten

2.3.1 Datengrundlagen

Aufgrund des neuen und erst zukünftig in großem Ausmaß vorhanden Segments der Elektrofahrzeuge⁷, sind Daten aus der Praxis noch unzureichend vorhanden. Es ist jedoch anzunehmen, dass die Nutzung der Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb nach dem gleichen Verhaltensmuster erfolgt wie mit dem bisherigen konventionellen Antrieb, sofern die Reichweiten dafür vorhanden sind. Anfängliche und kurzfristige Änderungen des Verhaltens werden hier vernachlässigt. Der Wechsel auf andere Verkehrsmittel bei längeren Fahrten wird dahin gehend berücksichtigt, dass aufgrund der Fahrtlänge nur erfüllbare Fahrprofile betrachtet werden und somit alle anderen Fahrzeug(-profil)e ausgeklammert werden.⁸

Dies ermöglicht die Nutzung bestehender österreichischer Verkehrsdaten des motorisierten Individualverkehrs als Basis für die Ladeanalysen in dieser Arbeit.

Diesbzgl. werden mehrere Varianten an Daten eingesetzt:

⁷ An dieser Stelle sei nochmals erwähnt, dass in weiterer Folge unter dem Begriff „Elektrofahrzeuge“ Automobile im privaten Nutzersegment bezeichnet werden. Elektrofahrräder und –scooter sind in der Betrachtung nicht inkludiert.

⁸ Diese Fahrprofile können nicht im rein elektrischen Betrieb mit dem Elektrofahrzeug erfüllt werden. Entweder ist eine Kombination mit einem öffentlichen Verkehrsmittel anzudenken oder beispielsweise ein Wechsel auf ein teil-elektrisches / konventionelles Fahrzeug für dieses Fahrprofil.

- Verkehrsstudie des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie durchgeführt durch das Verkehrsbüro HERRY Consult (Energie in Zahlen). Diese statistischen Daten sind fahrt- und personenbezogen und wurden in Stichtagserhebungen an Werktagen ermittelt. Eine anteilmäßige Umrechnung auf fahrzeugbezogene Werte stellt eine grobe Näherung dar.
- Die exakte Datenbasis für die eben erwähnte Studien, zur Verfügung gestellt durch HERRY Consult. Aufgrund der exakten Aufschlüsselung ist der Übergang von personenbezogenen auf fahrzeugbezogenen Daten erleichtert, aber dennoch mit Annahmen versehen. Etwa 4000 Datensätze zu je einem Werktag liegen für die Stichtagserhebung in Niederösterreich vor.
- Eine eigens im Forschungsprojekt Smart-Electric-Mobility⁹ durchgeführte Langzeiterhebung von 30 konventionellen Fahrzeugen über durchgehend je ca. drei Wochen. Hier liegen tatsächlich fahrzeugbezogene Daten vor, wie sie für die Analysen erforderlich sind. Insgesamt ergeben sich ca. 700 Erhebungstage, jedoch für eine kleine Anzahl an Fahrzeugen.

Für Analysen im Bereich der Elektromobilität wäre eine große Anzahl von fahrzeugbezogenen Daten über einen Zeitraum von bis zu einem Jahr wünschenswert. Dadurch ließe sich ein exaktes Abbild der Anforderungen der Fahrprofile der Nutzer generieren, da die Verwendung im Jahresrhythmus annähernd gleich sein sollte. Abbildung 4 zeigt schematisch die derzeit verfügbaren Datenstrukturen des Verkehrsverhaltens.

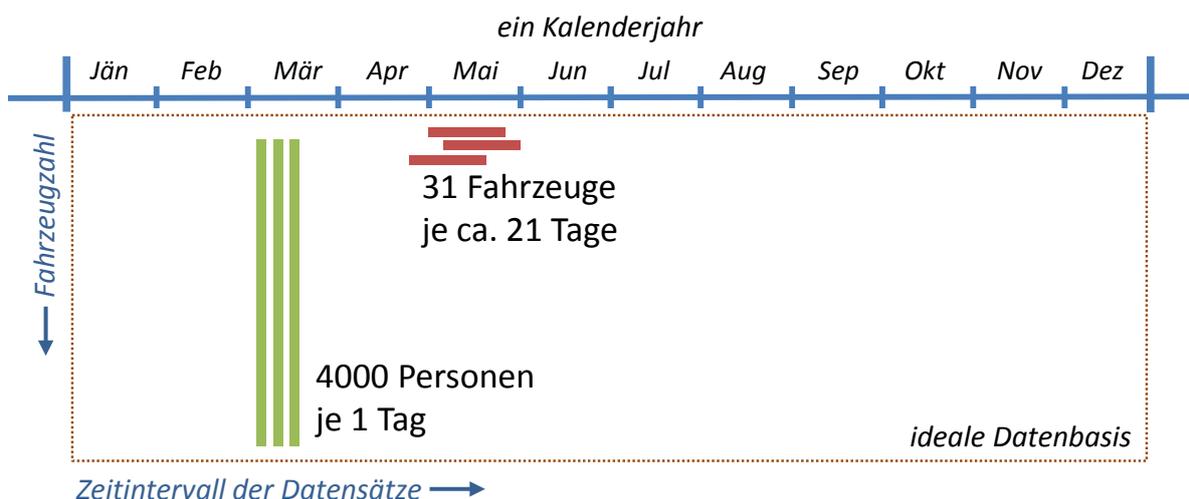


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Datenstrukturen des Verkehrsverhaltens

⁹ "Smart-Electric-Mobility – Speichereinsatz für regenerative elektrische Mobilität und Netzstabilität", durchgeführt im Rahmen des Programms „Neue Energien 2020-2“ gefördert aus Mitteln des Österreichischen Klima- und Energiefonds

Dies soll verdeutlichen, dass die herangezogenen Verkehrsdaten kein Idealmaß sind und in einer oder mehreren Dimensionen Näherungen beinhalten. Letztendlich stellen die verwendeten Daten aber die beste verfügbare Basis dar.

2.3.2 Nutzerverhalten

Bisherige Untersuchungen im Verkehrswesen konzentrieren sich zum einen auf fahrzyklenspezifische Analysen, die auf einzelne (Test-)Fahrzeuge bezogen sind und spezifische Verbräuche ermitteln. Andererseits werden bislang die Gesamteffekte durch den Individualverkehr nach Wegen und Wegzwecken analysiert, die in Stichtagserhebungen durchgeführt werden und mittels Aufrechnungsfaktoren Jahresfahrleistungen liefern. Diese Erhebungen sind ausreichend, um daraus den Gesamtenergiebedarf – konventionell wie auch für Elektrofahrzeuge – zu erheben. So zeigt die kumulierte Fahrtenverteilung, jene Anteile der Wege, die bis zu einer bestimmten Fahrtlänge zurückgelegt werden. Energetisch ist die Fahrleistung (Produkt aus Weglänge und zugehöriger Wegzahl) von Relevanz. Beispielsweise wird auf Strecken bis 100 Kilometer ein Anteil von 80 % der Fahrleistungen zurückgelegt.

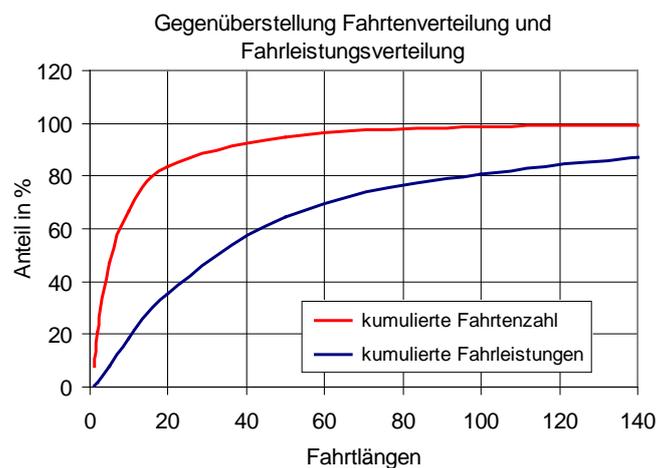


Abbildung 5: Kumulierte Verteilung von PKW-Weglängen und Fahrleistungen in Österreich, aufbauend auf [5]

Aufgrund der deutlich geringeren Energieinhalte und Reichweiten von Elektrofahrzeugen, können einzelne lange Fahrten bzw. Wegketten im Tagesverlauf bereits eine Einschränkung darstellen, weshalb die Analysen des Nutzerverhaltens viel exakter erfolgen müssen und neuen Detaillierungsgrad erfordern. Das Laden der Energiespeicher von Elektrofahrzeugen wird in anderen Intervallen erfolgen als in den bisher gewohnten Tankintervallen, wie Abbildung 6 schematisch zeigt.

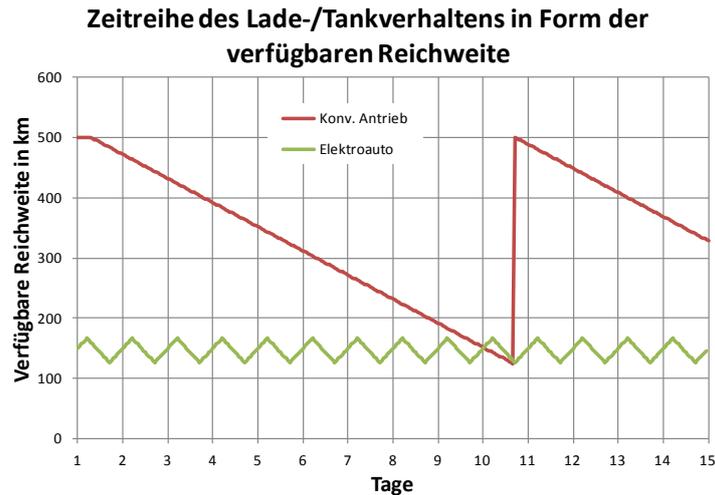


Abbildung 6: Schematische Darstellung des Tankverhaltens von konventionellen Fahrzeugen und das Ladeverhalten von Elektroautos

Es wird generell zu einem völlig anderen Verhalten der Energieaufnahme kommen. Während bislang entlang eines Weges eine Tankstelle angesteuert wurde, wird dies bei Elektrofahrzeugen nur noch in Ausnahmefällen auf langen Strecken der Fall sein. Im Regelfall wird das Laden im geparkten Zustand des Fahrzeugs erfolgen. Der Tagesrhythmus wird für das Laden der Elektrofahrzeuge aufgrund ökonomischer Batteriegrößen und des resultierenden Ladebedarfs der Fahrten wichtig.

Zur Verdeutlichung des eben genannten Sachverhalts sei der Jahresverlauf eines Fahrzeugs gezeigt. Aus Analysen von typischen Verkehrsverhalten der PKW-Nutzung ist ersichtlich, dass die werktäglichen Fahrmuster sehr ähnlich sind, die Fahrmuster an Wochenenden und Urlaubstagen sehr stark variieren (Abbildung 7). Noch deutlicher zeigt dies Abbildung 8. Besonders mobilitätsreiche und -arme Tage sind der Freizeit (Wochenende, Urlaub) zuzuordnen. Der gleichmäßige Tagesfahrleistungsbereich von etwa 220 Tage im Jahr tritt an Werktagen auf.

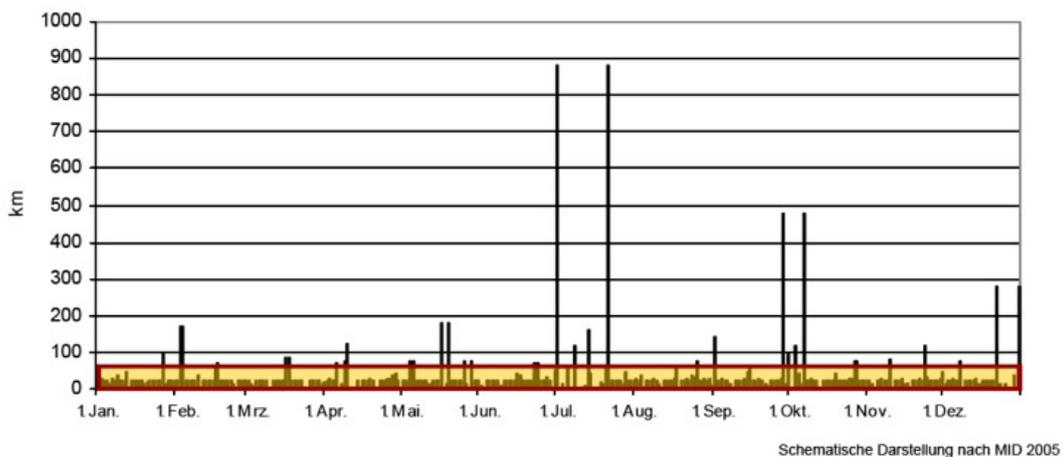


Abbildung 7: Typisches Verkehrsverhalten eines PKW-Nutzers im Zeitverlauf eines Jahres [5]

Bei derzeitigen elektrischen Reichweiten von etwa 150 bis 200 km wird klar, dass Tage mit hohen zurückgelegten Entfernungen nicht ohne ein- oder mehrmaliges Laden der Batterien auskommen werden. Entweder existiert dafür eine verfügbare Ladeinfrastruktur entsprechend den Kundenanforderungen oder es werden diese Tage mit einem anderen Verkehrsmittel bestritten (Bsp. Car-Sharing, Mietfahrzeug oder Wechsel zu anderen Verkehrsmitteln). Die Tagesentfernungen, die nicht mit einer einzigen Aufladung zurückgelegt werden können, treten zumeist je Fahrzeug an etwa 10 bis 20 Tagen im Jahr auf und erfordern für die praktische Einführung der Elektromobilität besondere Aufmerksamkeit.

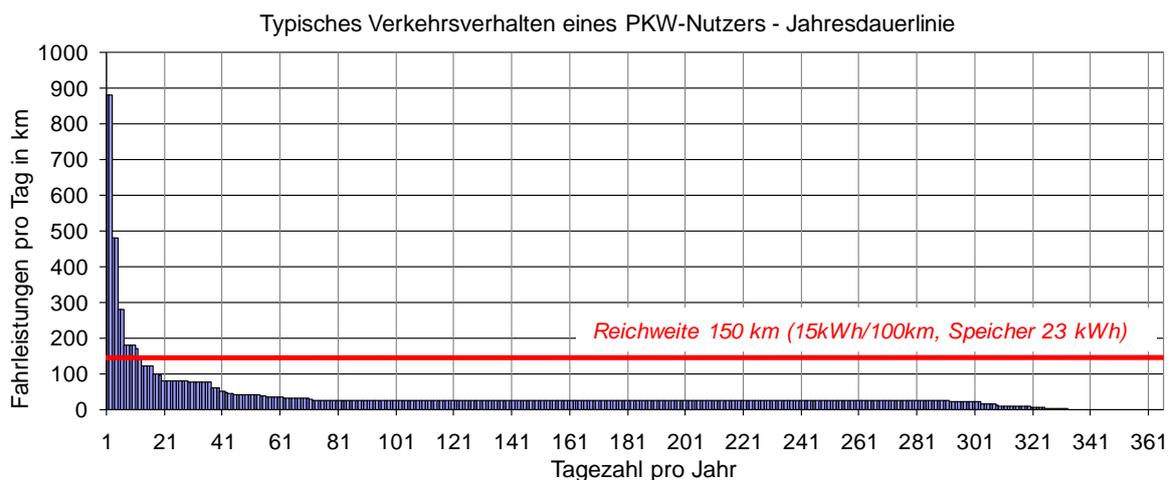


Abbildung 8: Dauerlinie des typischen Verkehrsverhalten eines PKW-Nutzers [eigene Darstellung]

Bedeutend ist für die zukünftige Anwendung von Elektrofahrzeugen, dass sich das Ladeverhalten im Vergleich zum Tankverhalten fundamental ändern wird. Während heute mit beispielsweise 35-Liter-Tanks ein Tankvorgang alle 1-2 Wochen erforderlich wird, ist es aus Gründen der Batterieschonung und Batteriekapazität nötig, so häufig wie möglich, zumindest einmal täglich die Fahrzeugbatterie zu laden. Je kleinere Batteriezyklen sich ergeben, desto besser.¹⁰

Während somit konventionelles Tanken anlassbezogen stattfindet, einen Minimalstand des Tankinhalts zu erreichen, ist hingegen bei Elektrofahrzeugen ein Laden entsprechend neuer Gewohnheiten im abgestellten Zustand (vorwiegend an Orten längeren Aufenthalts) zu erwarten. Betreffend die genauen Zusammenhänge beim einzelnen Ladevorgang, sei hier nochmals auf die Literatur [2] verwiesen.

In Betrachtungen von konventionellen Fahrzeugen war es oftmals ausreichend mittlere Tagesentfernungen (die etwa zwischen 30 und 40 km liegen) heranzuziehen. Dies ist für die Ladeprozesse in der Elektromobilität nicht mehr ausreichend.

Es wird durch die Nicht-Erfüllbarkeit von Fahrprofilen dazu kommen, dass nicht alle Fahrzeuge für ihr derzeitiges Gebrauchsmuster durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden können. In vielen Fällen wäre aber eine Substitution von wenigen Fahrten durch ein anderes Verkehrsmittel ausreichend, um alle anderen Fahrten mittels Elektrofahrzeug

¹⁰ Dabei wird aufgrund konstanter Innenwiderstandsverhältnisse der Ladebereich symmetrisch zur Mitte der Batteriekapazität bevorzugt genutzt.

durchzuführen. In dieser Arbeit liegt der Fokus auf Fahrzeugen und Benutzergruppen, die ihr derzeitiges Fahrprofil durch Elektrofahrzeuge erfüllen können.

2.3.3 Standverhalten

Aufgrund des angesprochenen veränderten Ladeverhaltens im Vergleich zum bisherigen Tankverhalten, ist es von Relevanz festzuhalten,

- wann im Tagesverlauf und
- an welchen Standplätzen (Orten und Arten)

das Kollektiv von Fahrzeugen abgestellt ist. Aufgrund dieser Daten lassen sich Schlüsse ziehen, an welchen Standplätzen von Fahrzeugen ein geeigneter Standort vorliegt und eine Ladeinfrastruktur entstehen soll.

Für die Bestimmung wurde eine Langzeiterhebung mittels GPS-Loggern durchgeführt und die Standorte minutengenau ausgewertet. Zehn Kategorien betreffend Standplatz-Ort sowie sechs Standplatz-Arten wurden unterschieden.¹¹

Tabelle 2: Einteilung in Kategorien betreffend Standplatzbeschaffenheit (Ort, Art)

	Standplatz-Ort	Standplatz-Art
0	Fahren / kein Standplatz	Fahren / kein Standplatz
1	Zuhause	Privater Garagenplatz
2	Arbeitsplatz / Ausbildung	Priv. Stellplatz nichtüberdacht
3	Dienstl. / Geschäftlich	Priv. Stellplatz überdacht
4	Einkauf (tägl. Einkauf)	Volksgarage
5	Einkauf (nichttägliches Einkauf)	Straßenrand / öffentlich
6	Bringen / Holen	Anderer, nicht zuordenbar
7	Freizeit	--
8	Besuche	--
9	Anderes, Rest	--
10	Unbekannt	Unbekannt

In der Gesamtdarstellung gemäß Abbildung 9 ist erkennbar, dass die Fahrzeuge in Summe zu einem sehr großen Anteil - etwa 90 % der Zeit - abgestellt sind. Nachts ist der Wert deutlich größer und nahe 100 %.

Bei genauerer Betrachtung ist auch die Dominanz der Standorte „Zuhause“ und „Arbeitsplatz - Ausbildung“ ersichtlich.

- Über 85 % aller Fahrzeuge stehen in den Nachtstunden und zumindest 40 % zu allen Tageszeiten durchschnittlich Zuhause.
- Der Anteil der am Arbeitsplatz/Ausbildung abgestellten Fahrzeuge hat sein Maximum um 10 Uhr vormittags und beträgt etwa 35 %.
- Die anderen Standorte treten nur in geringem Ausmaß auf, erreichen zu keinem Zeitpunkt einen Anteil über 10 % und spielen deshalb eine untergeordnete Rolle.

¹¹ Für weitere Details der Analyse ist auf die Arbeiten des Projekts Smart-Electric-Mobility zu verweisen, bei der 31 Fahrzeuge ausgewertet wurden.

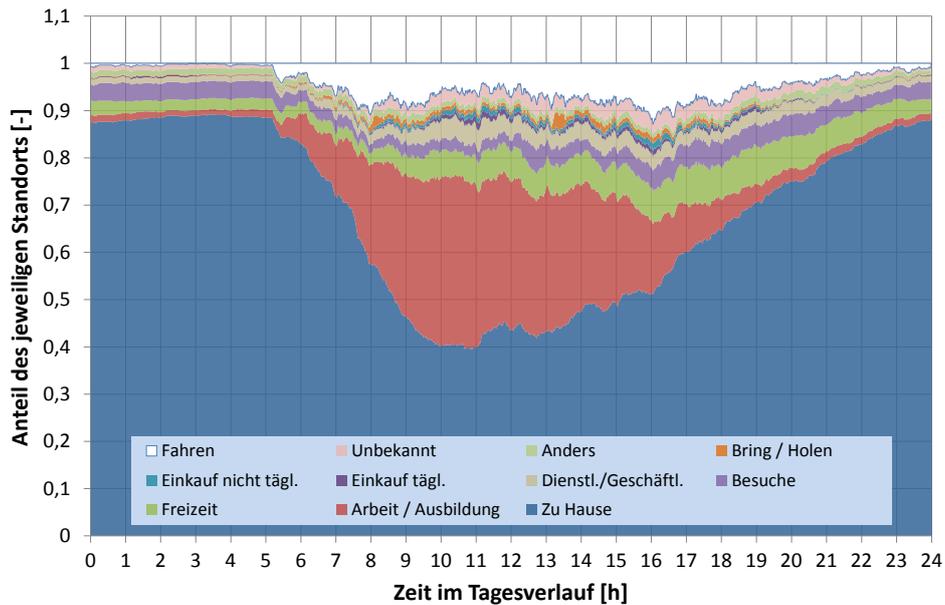


Abbildung 9: Standortverteilung der Fahrzeuge in der Tagesbetrachtung (alle Standorte, alle Tage)

Diese Ergebnisse können neben der durchgeführten Langzeiterhebung auch mit den statistischen Datensätzen aus Niederösterreich und Deutschland¹² verifiziert werden, die sich nur geringfügig und aufgrund der unterschiedlich großen Datenbasis unterscheiden. [7]

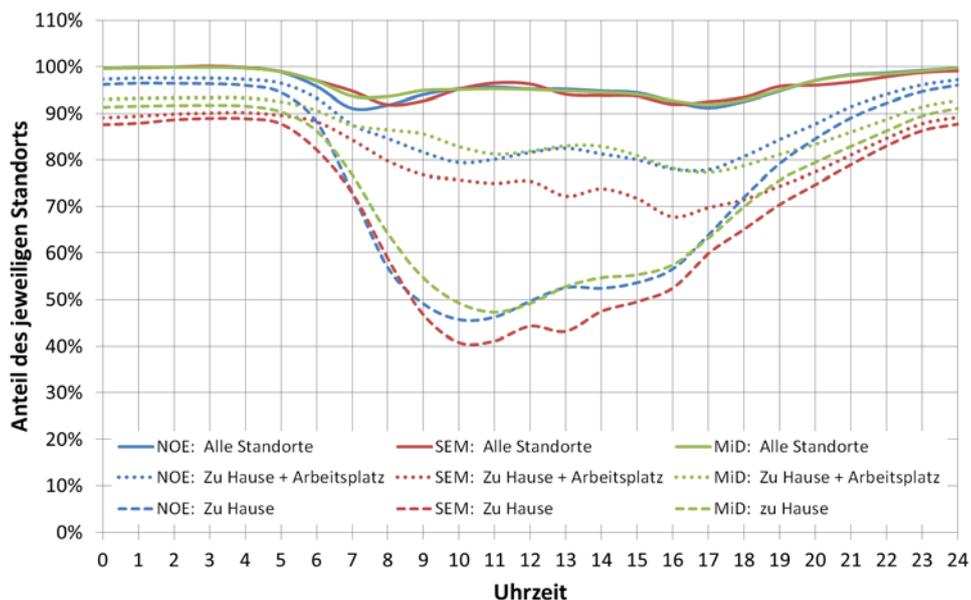


Abbildung 10: Vergleich der Standortverteilungen verschiedener Mobilitätsenerhebungen, geglättete Darstellung [Litzlbauer]

Bisherige Darstellungen beziehen sich auf die jeweils ganzen Datenbestände. Zur Analyse der Unterschiede zwischen Arbeitstag und Wochenende wurden die Datensätze der Mobilitätsenerhebung MiD 2008 [8] herangezogen, da die Anzahl der Wochenendtage bei den

¹² Niederösterreich: Verkehr in Zahlen, HERRY Consult;
Deutschland: Studie „Mobilität in Deutschland“, Infas DLR

SEM-Fahrzeugen.¹³ eher gering ist. Abbildung 11 stellt die Ergebnisse für Montag bis Donnerstag gemeinsam und Freitag, Samstag und Sonntag einzeln dar. Es ist deutlich zu erkennen, dass ab Freitag der Anteil des Standortes Arbeitsplatz/ Ausbildung (in weitere Folge kurz Arbeitsplatz genannt) stark abnimmt und im Gegenzug die Standorte zu Hause aber auch Freizeit und Besuche an Anteilen dazugewinnen.¹⁴

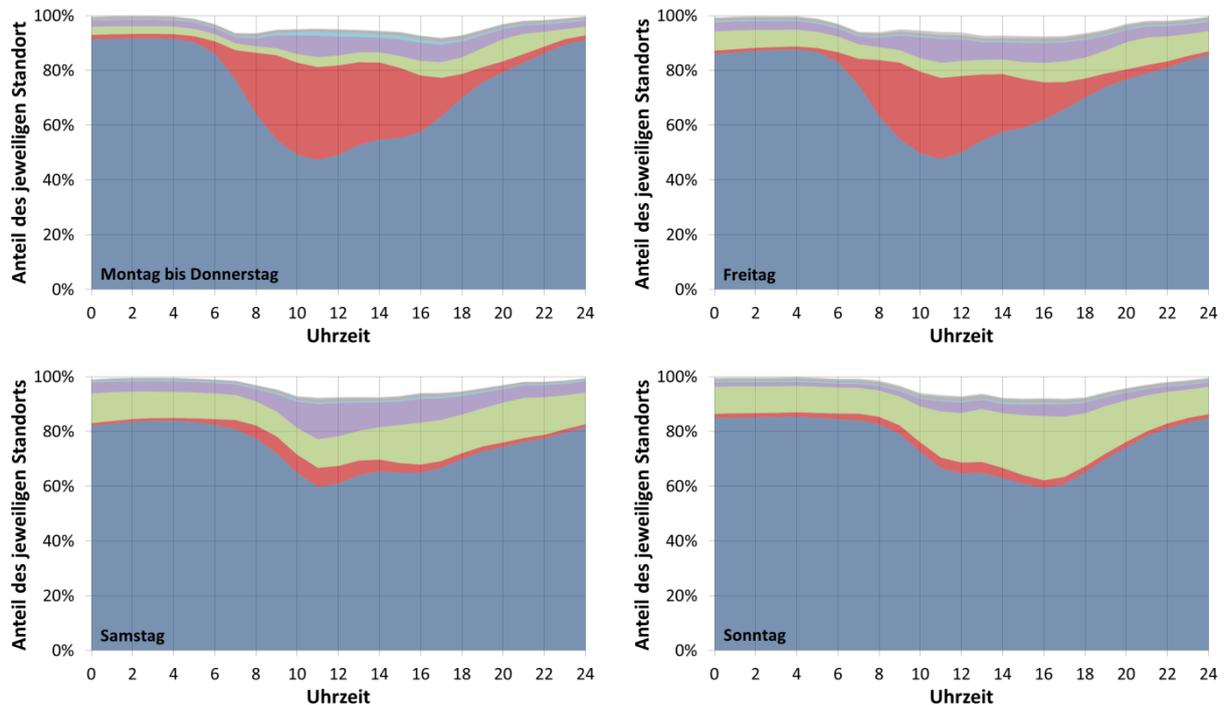


Abbildung 11: Standortverteilung für die Datensätze der MiD 2008 nach Wochentagen

Betrachtet man nicht nur den Ort, sondern auch die Arten der verschiedenen Standplätze (Abbildung 12), so lässt sich erkennen, dass etwa ein Drittel der Standplätze am Straßenrand anzutreffen sind. Beinahe zwei Drittel sind private Stellplätze und Garagen. Gerade das Parken am Straßenrand (öffentlicher Grund) stellt für die Elektromobilität in Bezug auf die Realisierung der Ladeinfrastruktur eine große Herausforderung dar (Kosten, Netzzugang, nicht verdichtete Bauweise).

¹³ SEM ist eine Abkürzung für das durchgeführte Projekt Smart Electric Mobility und wird folgend ebenso eingesetzt.

¹⁴ Aufgrund der zeitlichen Verfügbarkeit der Daten wurden die folgenden Analysen mit dem Datengesamtbestand ohne Tagesdiversifizierung durchgeführt.

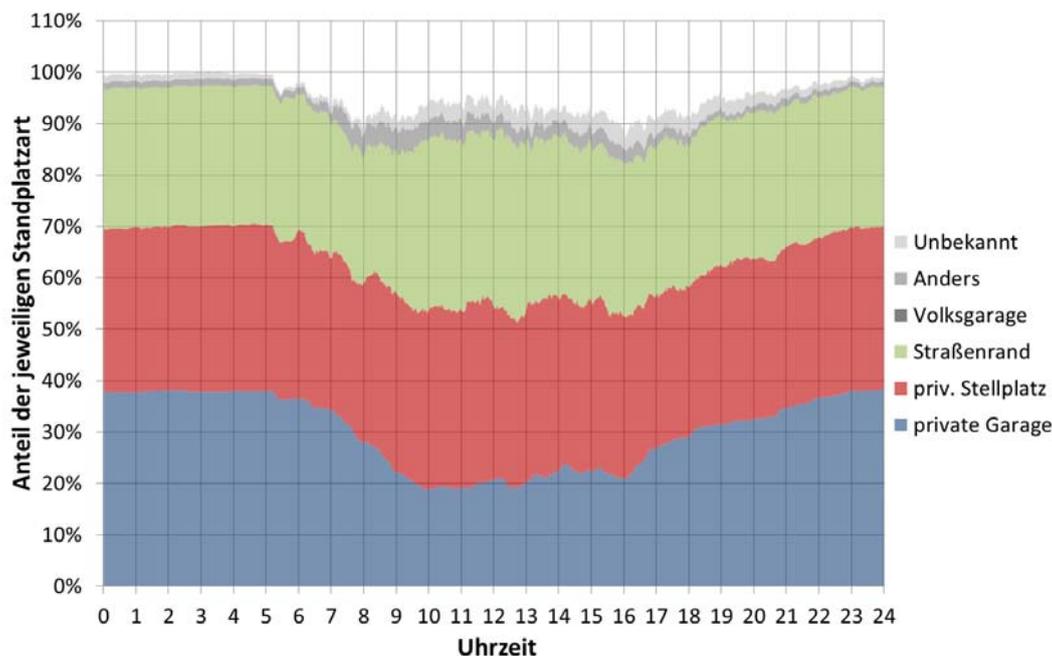


Abbildung 12: Verteilung der Arten des Standplatzes der SEM-Fahrzeuge (alle Standorte, alle Tage)

Aufgrund der Komplexität und der Veränderung der Arten des Standplatzes bei Installation von Ladestellen, werden die Arten in der weiteren Folge nicht berücksichtigt und nur die Standplatz-Orte für die nachstehenden energietechnischen Analysen herangezogen.

Weiters ist festzuhalten, dass beispielsweise die Fahrzeuge von Bewohnern einer Siedlung, bezogen auf ihren Standort „Zuhause“ einem gemeinsamen elektrischen Netz zuordenbar sind. Die anderen Standorte liegen zumeist nicht im gleichen Netzbereich und teilen sich generell auf viele unterschiedliche Netzabschnitte im näheren oder fernerem Umkreis auf. Für eine leistungsbezogene Betrachtung des Gesamtgebietes ist dieser Mangel an Informationen keine Schwierigkeit. Eine verteilte Netzbetrachtung würde diese Daten oder eine Abschätzung aber zwingend einfordern.

2.4 Einbindung in das Energiesystem

2.4.1 Ladeleistung und Ladegeräte

Mit dem bekannten Ladebedarf, der aus den Fahrprofilen ermittelt werden kann, der Standortverteilung der Fahrzeuge und den Batterieeigenschaften sind wesentliche Grundlagen für das Laden von Fahrzeugbatterien geschaffen. Ein weiterer wesentlicher Einflussfaktor ist die Ladeleistung. Diese Leistung, die über das Ladegerät vom elektrischen Netz bezogen und der Batterie bereitgestellt wird, unterliegt für die Dimensionierung mehrerer Kriterien:

- Netztechnisch ist eine geringe Zusatzbelastung zu Spitzenzeiten angestrebt um Betriebsmittel nicht zu überlasten. Da der Netzausbau sich mit Abstand über die längsten Investitionszeiträume von zumindest 20-30 Jahren erstreckt, ist eine langfristige Entwicklung und Abschätzung der zukünftigen Netzlast eine wichtige

Stellgröße in der Netzplanung. Ein großer Bestand an elektrischen Autos wird dementsprechend mit den jeweiligen Ladeleistungen den Verbrauch mitgestalten.

- Das Ladegerät selbst, das sich bis zu Leistungen von 20 kW on-board des Fahrzeugs befindet bzw. bei höheren Leistungen stationär bei der Ladestelle anzutreffen sein wird, erfordert standardisierte Werte. Investitionen sind zwar nicht derart langfristig zu tätigen und leichter austauschbar wie im Netzbereich, aber dennoch in hoher Stückzahl vorhanden.
- Batterietechnisch wird ein schonender Ladeprozess angestrebt, um die Lebensdauer der Batterie möglichst hoch zu halten. Diesbzgl. ist neben dem Ladestand, der thermischen Belastung auch die Strombelastbarkeit ein wesentlicher Faktor.

Die max. verfügbaren Anschlussleistungen von einzelnen Stromkreisen entsprechend den heutigen Absicherungsstandards sind in Tabelle 3 angegeben (bis 10 kW Ladeleistung: Normalladen, über 10 kW: Schnellladen).

Tabelle 3: Maximale Anschlussleistung je Stromkreis gemäß verfügbarer Standards

Versorgungsspg.	Art des Systems	Absicherung	Max. Leistung
230 V	einphasig	10 A	2,3 kW
230 V	einphasig	16 A	3,7 kW
400 V	dreiphasig	16 A	11 kW
400 V	dreiphasig	32 A	22 kW
400 V	dreiphasig	63 A	44 kW

Heutige Elektrofahrzeuge laden noch mit sehr geringen Leistungen, wie etwa der „Think City“ mit einer typischen Ladeleistung von 2,2 kW. Auch beim „Mitsubishi iMiEV“ findet die Normalladung bei etwa 3 kW statt. Im Gegensatz zu den meisten anderen Fahrzeugen kann der iMiEV jedoch auch mit 50 kW (nach japanischem Standard) schnellladen¹⁵, sofern eigene Ladesäulen dafür vorgesehen sind. Derartige Leistungen können nicht im normalen Versorgungsnetz in Siedlungen in hoher Stückzahl angeboten werden. Typische Ortsnetztransformatoren besitzen eine maximale Leistungsbelastungsgrenze von 630 bzw. 800 kVA. Zusätzlich zu der normalen Transformatorbelastung und einer notwendigen Reserve bietet sich für Schnellladestellen mit gleichzeitig mehreren 50-kW-Verbrauchern nur geringer Spielraum.

Um genauer diese Thematik zu beleuchten, ist es wichtig für den Ladeprozess den Zusammenhang zwischen

- Ladeleistung und
- Ladezeit

hervor zu streichen, wie in Abbildung 13 verdeutlicht wird.

Für die Ladung einer bestimmten Energiemenge besteht entweder das Erfordernis ausreichend Zeit mit gleichzeitig nur niedrigen Ladeleistungsanforderungen zur Verfügung zu

¹⁵ Nicht alle verfügbaren Fahrzeuge dieses Typs, die in Europa am Markt sind, besitzen diese Lademöglichkeit.

haben. Dies spricht gegen das derzeitige konventionelle und gewohnte Kundenverhalten des Tankens.

Andererseits, um in ausreichend kurzer Zeit die Ladung vorzunehmen, sind hohe Ladeleistungen erforderlich, was derzeit aus Gründen der Batterietechnologie und der besonderen, nicht verfügbaren Ladeinfrastruktur auf technische Hürden stößt. Des Weiteren wird in diesem Fall die derzeitige elektrische Netzstruktur rasch ihre Kapazitätsgrenzen erreichen.

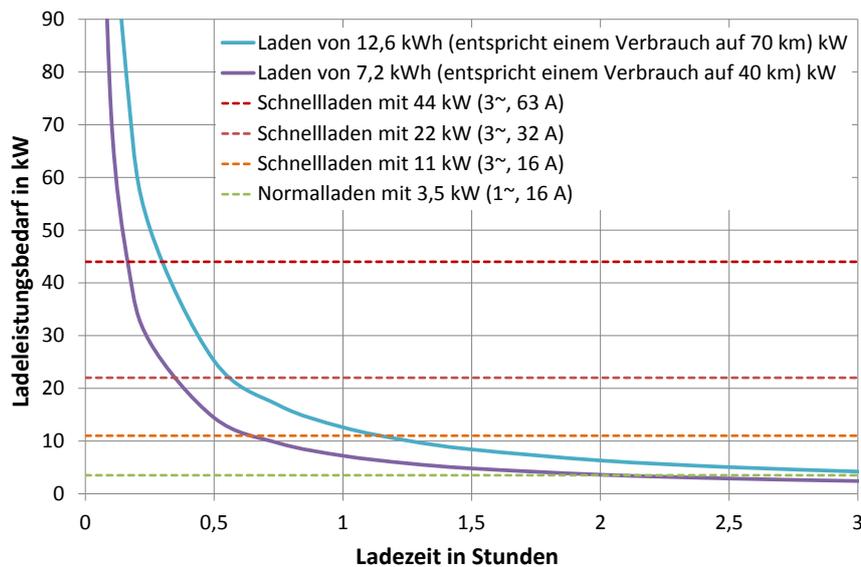


Abbildung 13: Ladeleistungsbedarf als Funktion der Ladezeit [Leitinger]

Der Zusammenhang „Ladeleistung – Ladezeit“ kann in Tabelle 4 nochmals mittels Kennwerten abgelesen werden (Anzahl der Minuten für einen geladenen Kilometer Reichweite bzw. die geladene Reichweite [km] pro Minute). Zwischen Normalladung mit 3 kW und Schnellladung mit 45 kW liegt der Faktor 15.

Tabelle 4: Zusammenhang Ladeleistung – Ladezeit (Spez. Verbrauch inkl. Ladeverluste: 0,20 kWh/km)

Ladeleistung	Benötigte Ladezeit für einen km geladene Reichweite	Geladene Reichweite pro Zeiteinheit
[kW]	[min/km]	[km/min]
3	4,0	0,25
10	1,2	0,83
20	0,6	1,67
45	0,27	3,75

Bei durchschnittlich 31,3 km Tagesfahrleistung pro PKW ergibt sich ein täglicher Ladeenergiebedarf von 6,3 kWh und somit etwa 2-3 Stunden Ladezeit bei Normalladung. Dies ist problemlos zu bewältigen, da die durchschnittliche Stehdauer über 23 Stunden am Tag beträgt. Diese allgemeine Betrachtung der Durchschnittswerte ist nur als Abschätzung zu verwendbar.

Im realen Fall variieren die Weglängen zeitlich und von Fahrzeug zu Fahrzeug mit einer großen Streuung, wodurch die exakten Werte im Zeitverlauf relevant sind. Analysen der Erfüllbarkeit von Fahrprofilen zeigten, dass vor allem auf Freizeitfahrten hohe Distanzen zurückgelegt werden. Für diese reicht die Normalladung bei geparktem Fahrzeug nicht aus, selbst wenn die Ladeleistung gesteigert werden würde.¹⁶ Ergänzend ist eine Schnellladung (Leistungen > 50 kW) als Unterbrechung eines Weges erforderlich, die aber bei sehr langen Distanzen ebenfalls nicht die Lösung darstellen kann.¹⁷

Eine andere Alternative kann eine Weg-Substitution (Ersatz langer Distanzen durch andere Verkehrsmittel) oder generell der Einsatz eines Range Extender Fahrzeugs¹⁸ sein.

Für die weiteren Analysen wird der Fokus auf eine realistische Konfiguration von Parametern gelegt. Die Akkukapazität (25 kWh) sowie die Ladeleistung (3,7 kW) wird bei diesen Werten festgehalten, wenn nicht ausdrücklich eine Variation dieses Parameters stattfindet.

2.5 Zusammenfassung

Die Erwartungen an die Elektromobilität liegen vorwiegend in den Klimazielen und Emissionsreduktionen. Als treibender Faktor wird vielfach auch in der Unterstützung und Verbesserung des Energiesystems durch die Elektromobilität gesehen.

Wesentliche Einflussfaktoren für den Ladeprozess der Fahrzeugbatterien werden in diesem Abschnitt aufbereitet, um in den kommenden Abschnitten einzubinden:

- Zukünftig werden vorwiegend Li-Ionen-Batterien mit dem IUa-Ladeverfahren zum Einsatz kommen.
- Fahrprofile und -leistungsdaten ergeben den effektiven Ladebedarf der jeweiligen Elektrofahrzeuge.
- Standortdaten der Fahrzeuge geben die möglichen Orte für Ladeinfrastruktur vor, da das Batterieladen vorwiegend in Parkphasen des Fahrzeugs stattfinden wird – im Gegensatz zum heutigen Tanken, welches bei Fahrten stattfindet.
- Im Regelfall ist die Normalladung in niedrigem kW-Leistungsbereich für die praktische Durchführung des Ladens hinsichtlich der Rahmenbedingungen ausreichend. Genaue Leistungsanalysen werden in den folgenden Abschnitten dargelegt.

¹⁶ Analysen im Projekt Smart Electric Mobility zeigten keine Verbesserung der Erfüllbarkeitsrate durch Steigerung der Ladeleistung. Die Begründung liegt darin, dass die Weglänge und somit die Akkukapazität die Erfüllbarkeit (ohne Schnellladung entlang der Strecke) begrenzt. [7]

¹⁷ Die Schnellladung mit hohen Leistungen kann bei einer Fahrtunterbrechung nicht mehr als das Ausmaß einer Akkugröße laden. Somit müsste sich die Schnellladung alle 120 bis 180 km wiederholen, was bei sehr langen Distanzen einen merklichen Komfortverlust darstellt.

¹⁸ Dieses Range Extender Fahrzeug führt jedoch wiederum zu einem Mehrgewicht und verringerten elektrischen Reichweiten.

3 Einfache Leistungsprofile und Gleichzeitigkeitsfaktoren

3.1 Methodischer Zugang: Top-Down vs. Bottom-Up

Elektrofahrzeuge sind derzeit noch nicht in einer großen Stückzahl auf Österreichischen Straßen vertreten, dass die Effekte einer hohen Bestandsdurchdringung von E-Autos während der Ladephase sichtbar und messbar werden würde, um in weiterer Folge den zukünftigen elektrischen Verbrauch und Zeitverlauf der Elektromobilität empirisch bestimmen zu können. Aus diesem Grund muss für eine realitätsnahe Ermittlung eine Modellierung stattfinden, die das Verhalten synthetisch anhand von Erfahrungswerten, Messwerten und einigen Annahmen nachbildet. Grundsätzlich sind zwei Zugänge möglich, die Auswirkungen auf das Energiesystem zu behandeln:

- Top-Down-Ansatz
- Bottom-Up-Modell

Beim Top-Down-Ansatz setzt man bei der Netzgesamtlast an und erstellt ausgehend von einem Marktdurchdringungsszenario von Elektrofahrzeugen ein vereinfachtes Leistungsprofil, welches mit der konventionellen Last summiert wird und eine neue Gesamtbelastung sich einstellt. Der Vorteil besteht darin, dass rasch eine Abschätzung in Gesamtsicht möglich wird, selbst wenn der Verbrauch selbst unscharf modelliert wird.

Der Bottom-Up-Ansatz wählt hingegen eingangs die Ladeparameter und erstellt anhand der einzelnen Fahrprofile Leistungsprofile, die bei großer Anzahl an Fahrzeugen ein repräsentatives Summenprofil ergeben. Es ist möglich etappenweise die Betrachtung auszuweiten und somit von der lokalen (Niederspannungsnetz) auf die überregionale (Mittel- und Hochspannungsnetz) Ebene überzugehen. Aufgrund der detaillierten Berücksichtigung der Eingangsparameter, ist die Genauigkeit bei Bottom-Up-Ergebnissen deutlich höher als im Top-Down-Ansatz einzustufen, benötigt aber dafür auch einen größeren Aufwand an Datenmaterial aus Verkehrs- und Energiesektors. Die unterschiedlichen Effekte, die im Ladeprozess energetisch und vor allem leistungstechnisch vorwiegend im lokalen Bereich auftreten, veranlassen dazu, den Bottom-Up-Ansatz für die folgenden Analysen als besser geeignet zu erachten und dafür einzusetzen.

Abbildung 14 verdeutlicht den Aufbau der beiden erwähnten Zugänge.

Ähnlich wie bei den standardisierten Lastprofilen für Haushalte und Gewerbekunden, wird von der folgenden Analyse erwartet, typische Lastprofile für die jeweilige Verbrauchskonfiguration zu erhalten.

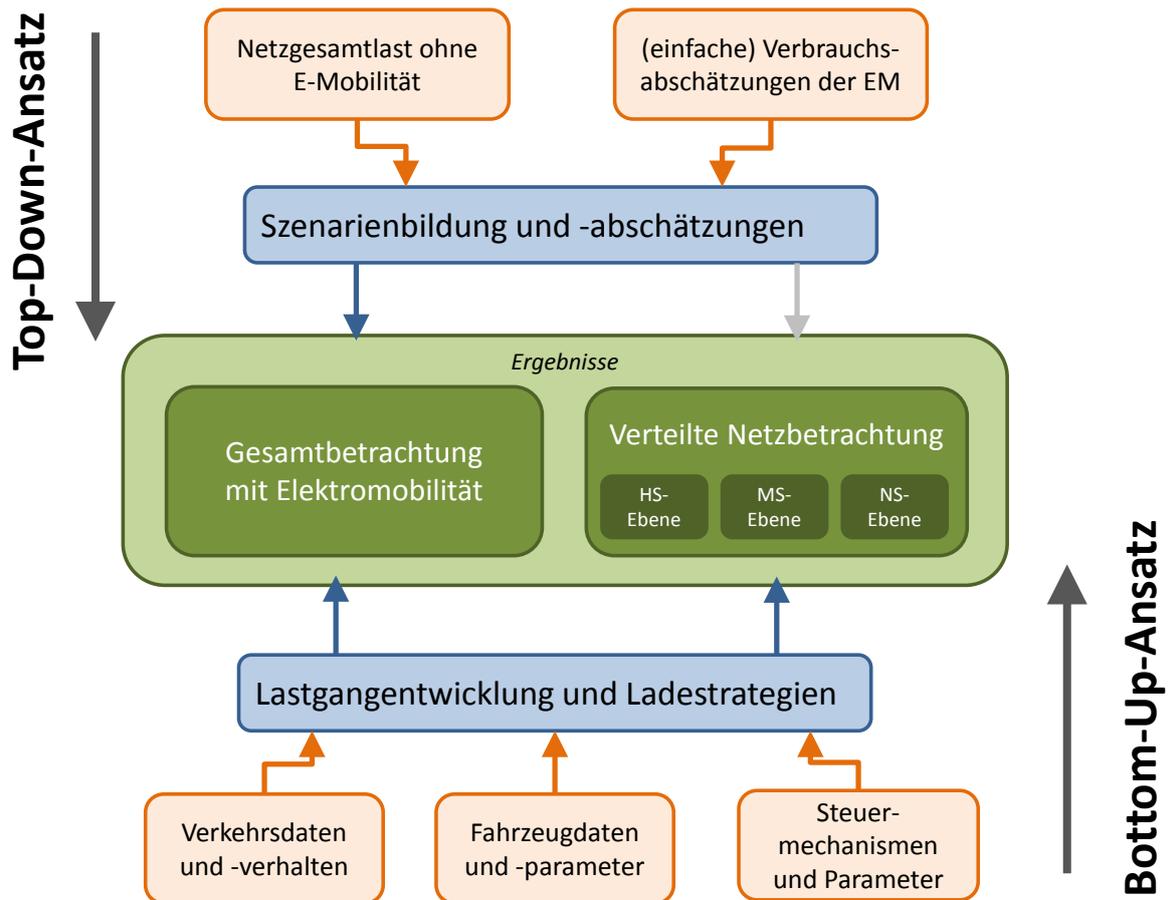


Abbildung 14: Schematischer Vergleich des Top-Down- und Bottom-Up-Ansatzes

3.2 Leistungsprofile des ungesteuerten Ladens

Für die Analysen wird somit jener Ansatz gewählt, der ausgehend vom tatsächlichen Verhalten des einzelnen Fahrzeugs den Energieverbrauch und den zeitlichen Verlauf des Leistungsbezugs bestimmt. Es werden dabei die Daten der Langzeiterhebung des Projekts SEM sowie die statistischen Stichtagsdaten der Erhebung NÖ 2003 [5] angewendet.

Energetisch ist der Verbrauch eines Fahrzeugs vorrangig von seinem Fahrprofil (Strecke und Geschwindigkeit) und der Fahrzeuggröße abhängig. Durchschnittswerte liefern aufgrund der großen Streuung nur mittlere Anhaltspunkte, die jedoch nicht auf das einzelne Fahrzeug übertragen werden sollten. So kann es sein, dass die tatsächlichen Tagesentfernungen bei durchschnittlich 31,3 km deutlich darunter oder darüber liegen und dementsprechend einen anderen Ladebedarf als mittlere 6,3 kWh pro Tag benötigen.

Für die Lastprofilbildung werden hingegen die einzelnen Fahrprofile entsprechend des tatsächlichen momentanen Leistungsbedarfs herangezogen. Ausgehend von Ladeparametern, dem Ladebedarf und dem Standverhalten lässt sich für jedes Fahrzeug über den Betrachtungszeitraum ein Lastprofil ermitteln. Hierbei wird ungesteuertes Laden vorausgesetzt, d.h. das Laden startet unmittelbar nach dem Abstellen und Verbinden des Fahrzeugs mit dem elektrischen Netz.

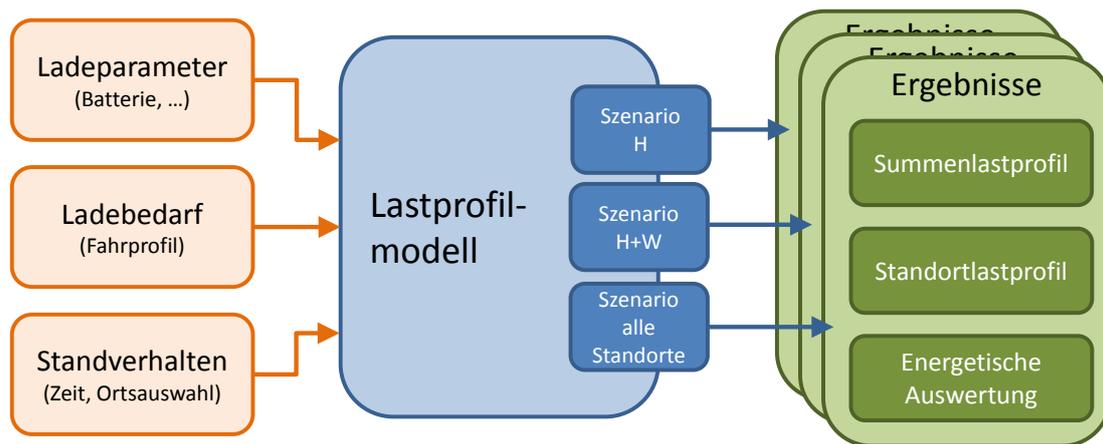


Abbildung 15: Bottom-Up-Modell für die Erstellung von Lastprofilen

Für drei Szenarien eines Ladeinfrastrukturausbaus wurden Ergebnisse erarbeitet. So wurden Summenleistungsprofile sowie standortbezogene Auswertungen hinsichtlich Leistungsverlauf und energetischem Bedarf ermittelt. In Abbildung 15 sind die modellbasierten Zusammenhänge dargestellt. Für die Erstellung des Modells und der Lastprofile wurde MATLAB verwendet.

Abbildung 16 zeigt die einzelnen Schritte der Vorgehensweise. Die Auswertung der Standorte hinsichtlich Lademöglichkeit stellt den ersten Schritt dar. Die zugewiesenen Kategorien werden ausgewertet und – wenn Ladebedarf aufgrund einer zurückgelegten Strecke besteht – für das Laden aktiviert. Die untere Abbildung weist exemplarisch (Ladeinfrastruktur „Zuhause“) das Ladeprofil für ein Fahrzeug und einen Tag auf. Das durchschnittliche Tagesprofil eines Fahrzeugs entsteht durch Mittelung über den jeweiligen Beobachtungszeitraum. Während dieser bei der Langzeiterhebung etwa drei Wochen beträgt, liegt bei der Stichtagserhebung nur ein Tag je Fahrzeug an Datenmaterial vor, wodurch kein Mittelungseffekt bei der zweiten Datenquelle in dieser Phase stattfindet.

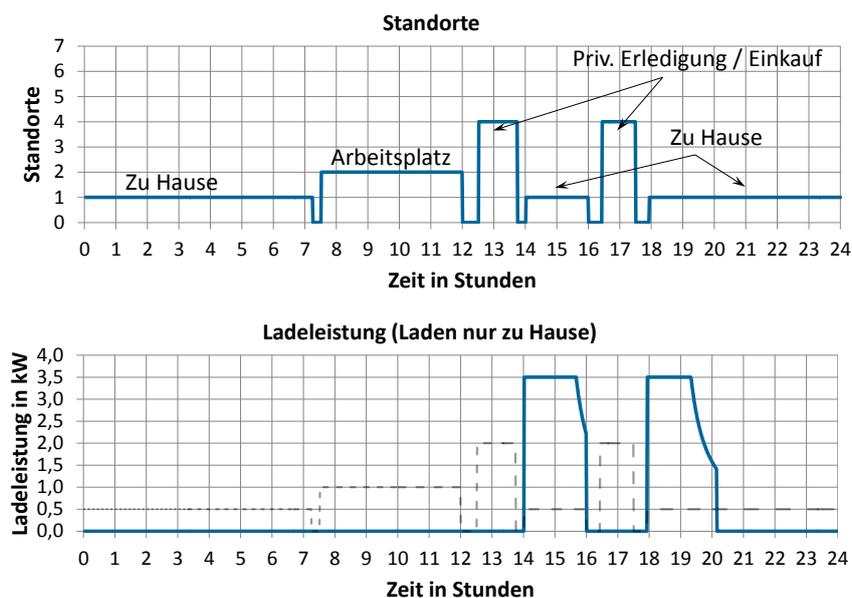


Abbildung 16: Schematische Darstellung der Entstehung einzelner Ladeprofile

Das Summenprofil der jeweiligen Datengrundlage ergibt sich darauf aufbauend durch Summation der Einzelprofile und Normierung auf die Anzahl der Elektrofahrzeuge. Dabei werden nur die erfüllbaren Fahrprofile herangezogen. Die Anzahl kann sich deswegen bei Variation der Ladeinfrastruktur verändern.¹⁹

3.2.1 Lastprofilbildung über verschiedene Standorte

Entsprechend der Standortauswertung aus Abbildung 9 sowie durchgeführten Fallunterscheidungen wurden drei Szenarien eines Ladeinfrastrukturausbaus für sinnvoll erachtet, im Konkreten zu betrachten:

- Ladestellen „nur Zuhause“
- Ladestellen „Zuhause und am Arbeitsplatz/Ausbildungsplatz“
- Ladestellen an allen Standorten

Abbildung 17 stellt die Summenleistungsprofile bei unterschiedlichen Szenarien des Ladeinfrastrukturausbaus dar. Eine ausgeprägte Abendspitze von 0,5 kW/BEV ist erkennbar, die bei stärkerem Ausbauzustand geringer ausfällt und den Ladebedarf vermehrt über den ganzen Tag verteilt.²⁰ Abends ist der Verbrauch abnehmend und reduziert sich in den Nacht- und frühen Morgenstunden auf ein sehr geringes Maß.

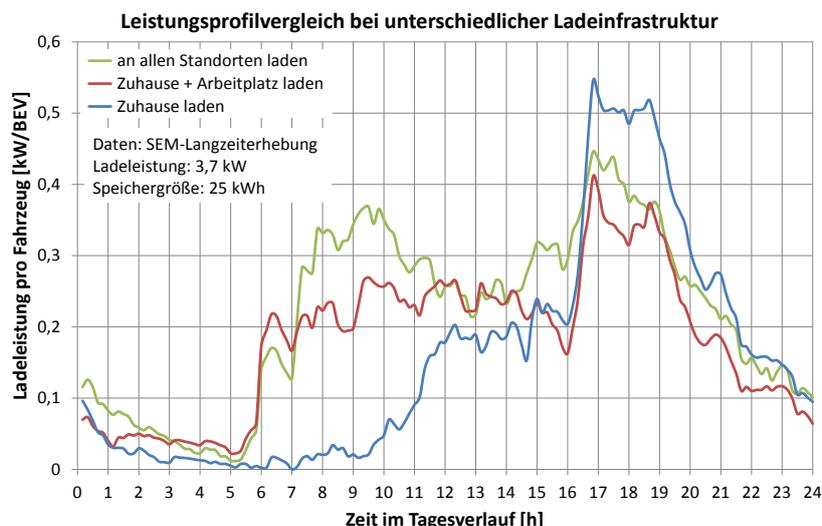


Abbildung 17: Summenleistungsprofil für verschiedene Ladeinfrastruktur (SEM-Langzeiterhebung)

Um Aussagen betreffend die wirksamen Ladestandorte zu treffen, wird als Ausgangspunkt das Szenario mit allen Standorten herangezogen. Für die Auswertung werden nun die geladenen Energiemengen je Standort erhoben, wie Abbildung 18 ersichtlich. Deutliche

¹⁹ Ein anderer Ansatz wäre, die Anzahl der Fahrzeuge nicht zu variieren und nur jene Profile zu verwenden, die auch bei der kleinsten Ausbaustufe der Ladeinfrastruktur erfüllt werden können.

²⁰ Durch das Laden an mehreren Standorten, können mehr Fahrprofile von Fahrzeugen erfüllt werden, wodurch ein höherer Ladebedarf entsteht, auch wenn dieser auf die Fahrzeugzahl bezogen wird. Aus diesem Grund liegt in Abbildung 17 die Leistungskurve von allen Standorten nahezu im ganzen Tagesverlauf oberhalb von „Zuhause + Arbeitsplatz“.

Dominanz zeigen nur die Standorte „Zuhause“ und „Arbeitsplatz“ mit ausgeprägten Ladekurven. Auch die Standorte „Freizeit“ und „Besuche“ heben sich noch etwas von den übrigen Lastprofilen der weiteren Standorte ab. Dieser Sachverhalt bleibt auch bestehen, wenn geringere Ausbaustufen der Ladeinfrastruktur herangezogen werden oder einzelne Standorte wie „Arbeitsplatz“ nicht als Ladestandort zur Verfügung stehen. Dies bedeutet, dass energetisch die kurzzeitigen Standorte auch in Summe keinen wesentlichen Anteil übernehmen.

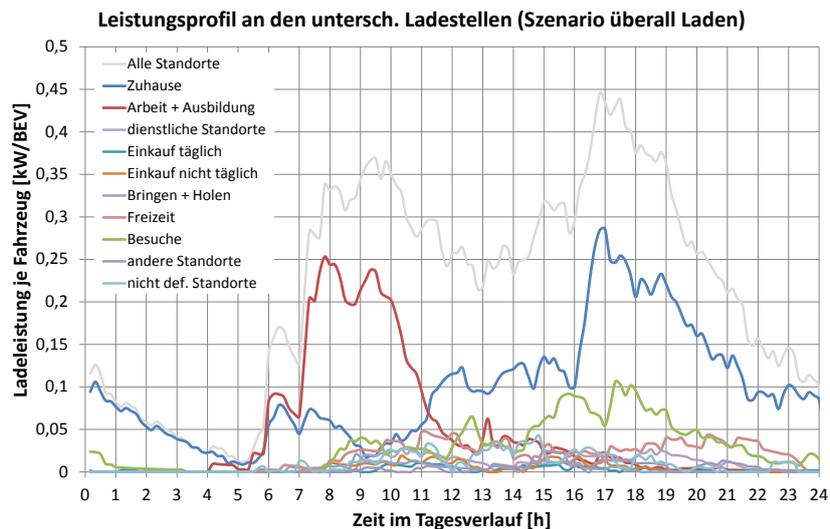


Abbildung 18: Summenladeprofil je Standort (SEM-Langzeiterhebung)

3.2.2 Energetische Betrachtung der Standorte

Noch deutlicher kann die Bedeutung der energetischen Relevanz der Standorte in Abbildung 19 für die drei definierten Szenarien vermittelt werden. Selbst wenn Ladeinfrastruktur bei allen Standorten verfügbar wäre, würden Zuhause und am Arbeitsplatz mindestens 65 % der Energie geladen werden. Diese Standorte haben auch die Besonderheit, dass ihnen im Regelfall ein definierter Standort zugeordnet werden kann, während Freizeit, Einkaufen, etc. sich innerhalb der Kategorie auf viele verschiedene Orte aufteilen. Besonders in einer Startphase mit geringer Fahrzeugdurchdringung würden die kleinen Standortkategorien kaum hohe Auslastungen erzielen können, um eine Investition aus technischem Blickwinkel zu rechtfertigen.²¹

²¹ Einzelne Freizeitstandorte, an denen das Fahrzeug regelmäßig und lange abgestellt wird, können ebenfalls zu den wichtigen Standorten hinzugezählt werden.

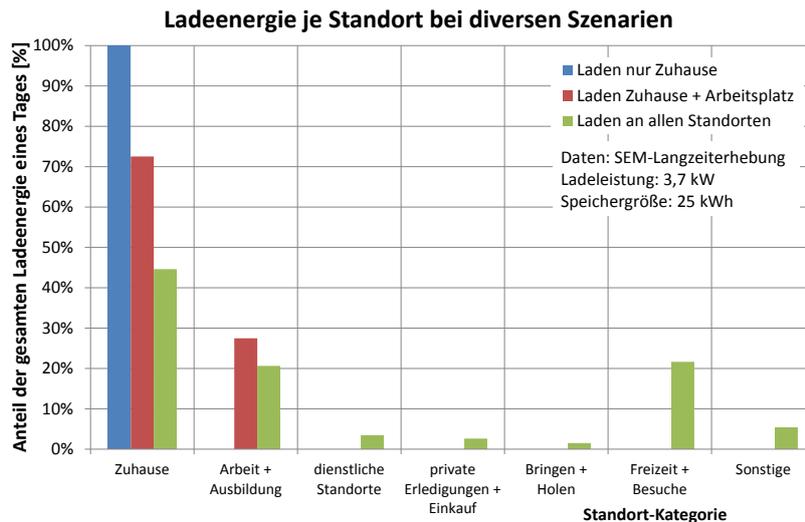


Abbildung 19: Ladeenergie je Standort in den drei Szenarien (SEM-Langzeiterhebung)

Aufgrund der kleinen Fahrzeugzahl der Langzeiterhebung ist eine Bestätigung der Aussagen durch einen weiteren Datenbestand sinnvoll. Dies kann mit den statistischen Daten der Stichtagserhebung aus Niederösterreich erfolgen (Daten der Quelle [5]). Durch die größere Fahrzeugzahl mehrerer tausend Fahrzeuge zeigt sich ein glatteres Verhalten der Kennlinien. Das energetische Verhalten ist jedoch nahezu ident, wobei die Dominanz von Zuhause und Arbeitsplatz (aufgrund der Arbeitstagbetrachtung) noch ausgeprägter ist.²² Abbildung 20 stellt die Ergebnisse dazu kompakt dar.

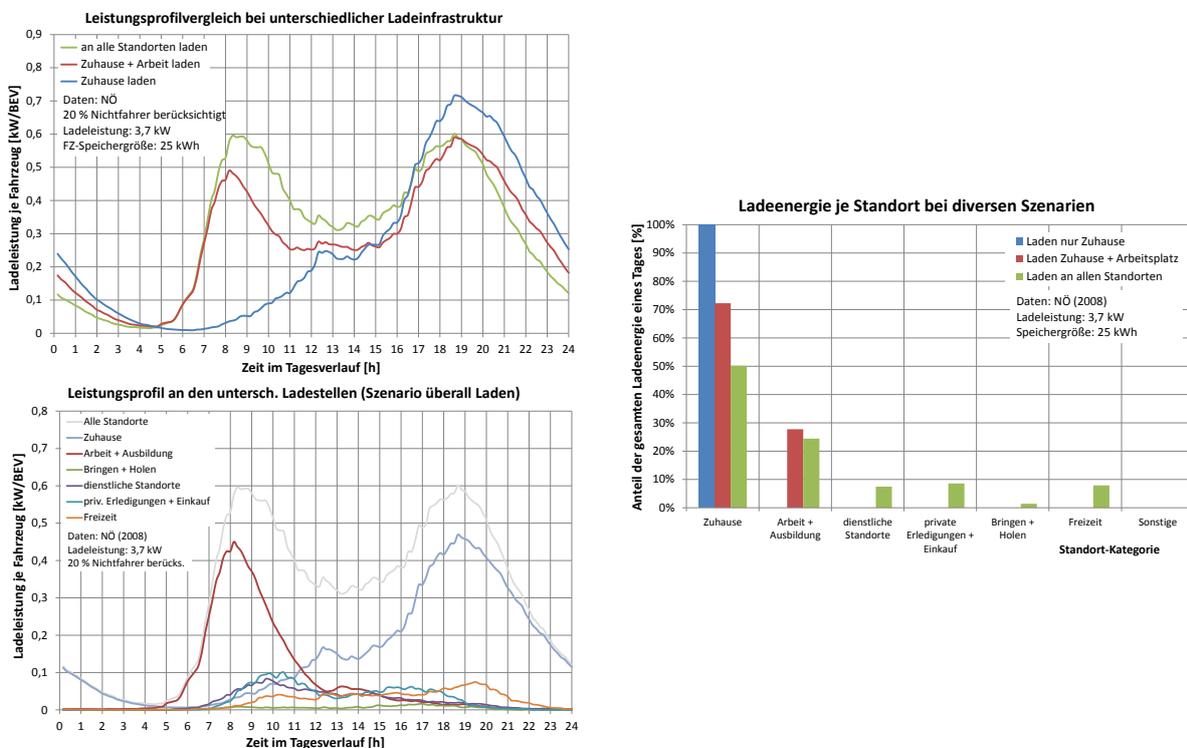


Abbildung 20: Summenladeprofil und Ladeenergie für alle drei Szenarien, Standortladeprofil für das Szenario „Laden an allen Standorten“, statistische Verkehrserhebungsdaten für Niederösterreich

²² Die Stichtagserhebung [5] untersucht nur die Arbeitstage Montag bis Freitag.

3.2.3 Wochentagsabhängigkeit

Da bei der SEM-Langzeiterhebung auch die Wochenenden eingebunden sind und sich die statistischen Stichtagserhebungen Niederösterreichs auf Arbeitstage (Mo-Fr) beziehen, ist der Wert für Freizeit-Standorte in der Werktagstatistik deutlich geringer. Die Wochentagsabhängigkeit ist nicht nur bei dieser energetischen Betrachtung erkennbar, sondern auch bei den Lastprofilen, wenn die Langzeitketten in Wochentags-Segmente aufgeschlüsselt werden. Abbildung 21 verdeutlicht diese Situation. Die Freizeitfahrten und privaten Erledigungen führen an Wochenenden zu verschobenen Lastprofilverläufen. Die erfüllbaren Fahrprofile an Samstagen und Sonntagen weisen auch einen geringeren Ladebedarf auf.²³

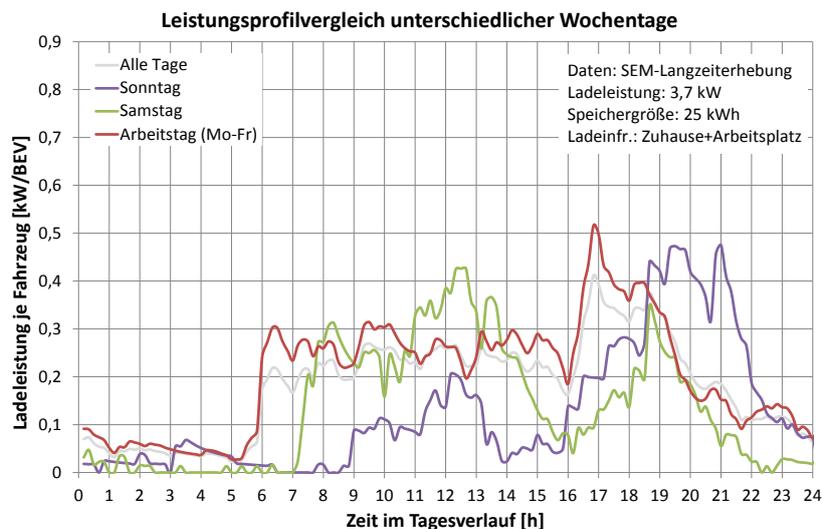


Abbildung 21: Summenleistungsprofil für verschiedene Wochentage (SEM-Langzeiterhebung)

Aufgrund der geringen Anzahl an betrachteten Wochenenden sind die Wochentagsunterschiede noch mit Vorsicht zu behandeln und für umfassende Aussagen durch eine größere Datenstichprobe zu verifizieren.

3.2.4 Leistungsabhängigkeit

Die gezeigten Ergebnisse beziehen sich auf Ladeleistungen von max. 3,7 kW (einphasig, 16 A, 230 V). Höhere Ladeleistungen (z.B. 11 oder 22 kW) führen zu schlankeren, aber auch höheren Lastspitzen im Zeitverlauf (Abbildung 22) und wären nur dann von Vorteil, wenn dadurch ein größerer Anteil an Fahrprofilen erfüllt werden könnte.²⁴ Dies kann jedoch nicht bestätigt werden.

²³ Dies hängt möglicherweise auch mit der Erfüllbarkeit zusammen. Die Freizeitfahrten sind zumeist länger und werden an Wochenenden zurückgelegt. Fallen sie jedoch aus den erfüllbaren Profilen heraus, verbleiben jene, die geringere Wochenendfahrleistung aufweisen.

²⁴ Die Erfüllbarkeit ist dann gegeben, wenn das mehrwöchige Fahrprofil unter bestimmten Rahmenbedingungen zur Gänze zurückgelegt werden kann, ohne dass der Akkustand zu null werden würde. Genaue Überlegungen dazu sind in [7] zu finden.

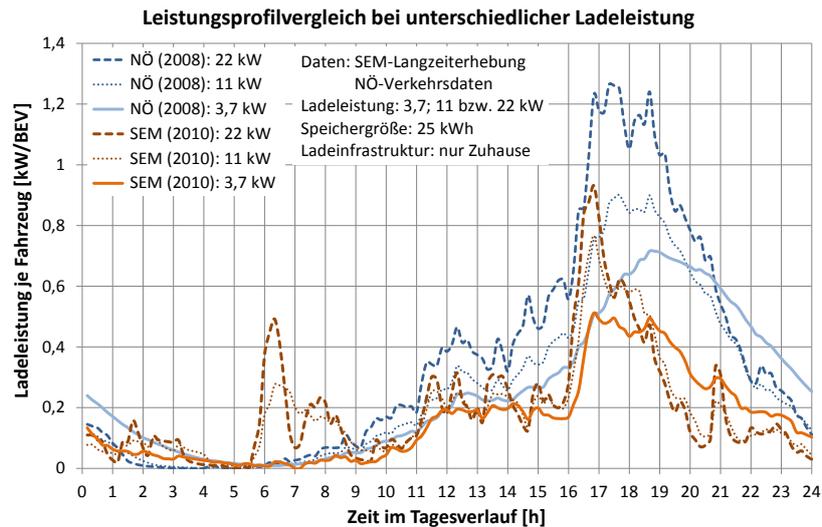


Abbildung 22: Summenleistungsprofil für verschiedene Ladeleistungen (bei beiden Datenbeständen)

Noch höhere Leistungen (44 kW und mehr) fallen bereits unter Schnellladung und führen zu verstärkter Belastung der Fahrzeugbatterien und der elektrischen Netze. Für die tägliche Anwendung wäre die Schnellladung nicht vorteilhaft, da der Ladebedarf sehr gut mit Normalladung im einstelligen Leistungsbereich erfüllt werden kann. Für lange Strecken – speziell im Freizeitverkehr – wird die Schnellladung als Option für die Reichweitenverlängerung sehr wohl als Zwischenladung entlang eines Weges angedacht.

3.3 Modellvergleiche

Abschließend soll an dieser Stelle gezeigt werden, wie die vorliegenden Modelle zur Lastprofilbildung übereinstimmen bzw. divergieren:

- Lastprofil-Tool auf Basis von stochastischen Verteilungen²⁵
- Lastprofil-Modell mit SEM-Langzeiterhebungsdaten
- Lastprofil-Modell mit statistischen Verkehrsdaten für NÖ und Salzburg

Der Vergleich der normierten Leistungsprofile in Abbildung 23 zeigt die gute zeitliche Korrelation der Profile deutlich.

²⁵ Diplomarbeit von Markus Litzlbauer auf Basis mittlerer Weglängen und -dauern.

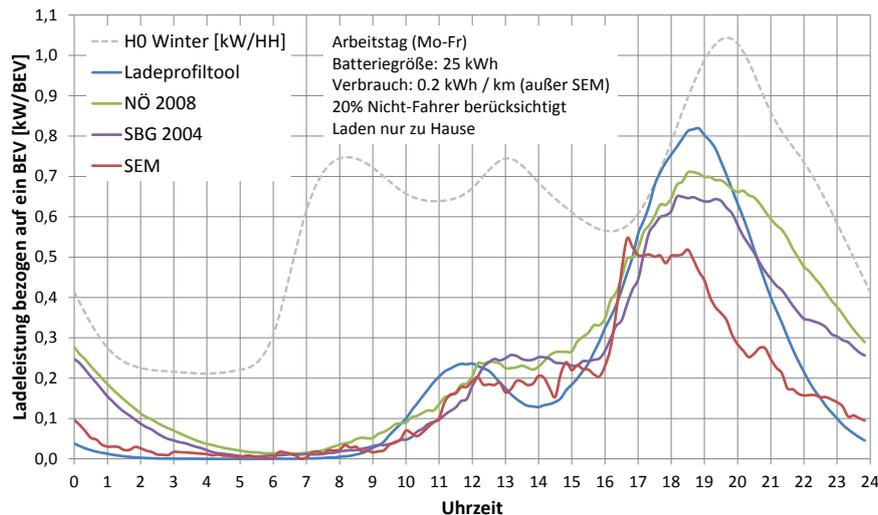


Abbildung 23: Gegenüberstellung der Summenladeprofile unterschiedlicher Modellzugänge („nur Zuhause laden“)

Unterschiede sind vorwiegend in der Lastspitze ersichtlich und ergeben sich aufgrund folgender Tatsachen:

- Die Werte für Niederösterreich und Salzburg variieren vorwiegend aufgrund der lokalen Gegebenheiten zueinander. In Salzburg sind die zurückgelegten Entfernungen geringer, sodass regional auch ein geringerer Ladebedarf besteht.
- Das Lastprofil-Tool konnte durch Nutzung der mittleren Weglängen nur auf die größte Datenbasis zurückgreifen und weist die größte Amplitude auf.
- Der Wert der Leistungsspitze der SEM-Langzeiterhebung liegt unter den anderen Erhebungen, weil die geringe Fahrzeugzahl eine Einschränkung der Durchmischung darstellt und in der Erhebung die Fahrleistung der verbliebenen Fahrzeuge²⁶ voraussichtlich unter dem Durchschnitt lag. Eine größere Daten-Stichprobe lässt verbesserte Werte erwarten.

Bedeutend ist weiters der Vergleich mit dem Haushaltslastprofil. Wie in Abbildung 23 ebenfalls ersichtlich, kann die ungesteuerte gemittelte Lastspitze des Ladens eines Fahrzeugs (bei 3,7 kW) annähernd die Größenordnung der gemittelten Lastspitze des H0-Profiles erreichen. Noch dazu sind beide Lastspitzen zur gleichen Tageszeit zu erwarten.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass das Modell zur Lastprofilermittlung sehr realistische Werte liefert. Die Modellparameter wie auch die Datenbasis sind anpassungsfähig und können für regionale Unterschiede, andere Datengrundlagen sowie Variationen bzgl. Fahrzeug- oder Ladeparameter für eine Weiterverwendung jederzeit angepasst werden. Die einzelnen Module können zukünftig auch zu einem zusammenhängenden Tool verknüpft werden.

²⁶ Es werden nur erfüllbare Fahrprofile für die Lastprofilbildung herangezogen. Diese weisen im Durchschnitt weniger als 30 km Tagesentfernung auf.

3.4 Gleichzeitigkeiten von Lastprofilspitzen

3.4.1 Ziel und Referenz der Berechnungen

Nach der Entwicklung einer Methodik zur Erstellung von ungesteuerten Lastprofilen, ist festzuhalten, dass bei einer geringen Anzahl an Fahrzeugen das Summenprofil der jeweiligen Situation entsprechend deutlich variieren wird, wie das auch bei Haushaltsprofilen der Fall ist. Bei einem großen Fahrzeugkollektiv wird das einzelne Fahrprofil nicht mehr signifikante Auswirkungen haben. Somit spielt die Anzahl der herangezogenen Fahrzeuge eine Rolle für die Lastprofilsergebnisse. Denn aufgrund unterschiedlicher Gleichzeitigkeit des Ladens tritt nicht bei allen Ladegeräten im gleichen Moment die Höchstlast des Gerätes auf. Für die Ermittlung der zu erwartenden Last in einem Netzabschnitt ist es von Bedeutung die erwartete Lastspitze zu wissen. In weiterer Folge soll deshalb geklärt werden, ab welcher Anzahl an Fahrzeugen ein synthetisches Lastprofil hinsichtlich der Spitzenbelastung Gültigkeit erhält. Konkret wird diese Frage durch die Ermittlung der Gleichzeitigkeitsfaktoren bearbeitet, die in diesem Abschnitt die Maximalwerte der Ladepprofile auswertet. Der Gleichzeitigkeitsfaktor gibt das Verhältnis von maximal auftretender zur installierten Leistung von elektrischen Verbrauchern an.²⁷

Als Referenz für die Analysen dienen die bekannten Gleichzeitigkeitsfaktoren der Geräte in Haushalten, wie in Abbildung 24 abgebildet.

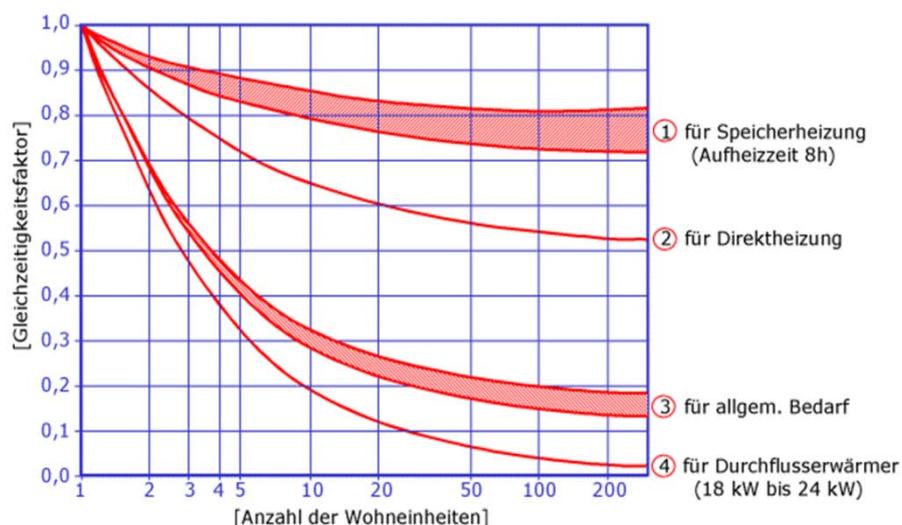


Abbildung 24: Gleichzeitigkeitsfaktoren für unterschiedliche Gerätegruppen (nach [10] und [11])

In konventioneller Form werden die Gleichzeitigkeitsfaktoren durch Messung und Erfahrungswerte bestimmt. Eine Näherungsfunktion unter Zuhilfenahme des Grenzwerts ermöglicht eine vereinfachte geglättete Darstellung. Diese Funktion ist in Gleichung (4) dargelegt.

²⁷ Bei Haushalten wird nicht die installierte Leistung, sondern mit einer Höchstlast je Wohneinheit als Ausgangspunkt für die Berechnungen herangezogen. [11]

$$g = g_{\infty} + \frac{(1 - g_{\infty})}{\sqrt[n]{c}} \quad (4)$$

g_{∞} ... Grenzwert der Gleichzeitigkeitsfaktors

$$c = \begin{cases} 2 & \dots \text{erste Näherung} \\ 1,45 & \dots \text{verbesserte Näherung} \end{cases}$$

n ... Anzahl der Wohneinheiten

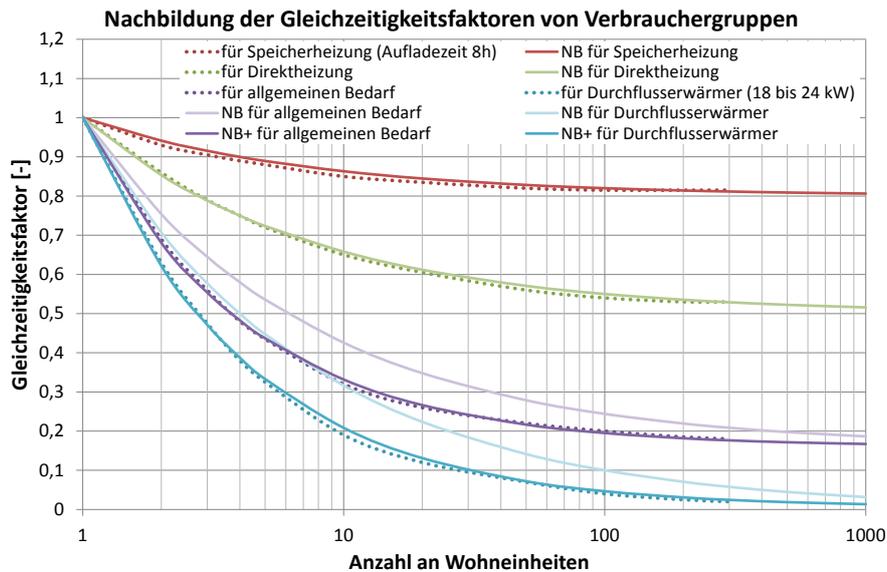


Abbildung 25: Nachbildung der Gleichzeitigkeitskurven unterschiedlicher Gerätegruppen

Die Literatur [12] zeigt Gleichung (4) ohne Koeffizient c . Für eine genauere Übereinstimmung der Kurven erfordert es aber die Einführung eines Korrekturfaktors c . Der Wert liegt für die oberen beiden Gerätekategorien 1 und 2 aus Abbildung 24 wiederum bei 2,0. Die Kategorien 3 und 4 liefern mit dem Faktor 1,45 das beste Ergebnis (Abbildung 25).

3.4.2 Methodik der Gleichzeitigkeitsberechnung

Für die Bestimmung der Gleichzeitigkeit von ladenden Elektrofahrzeugen werden die synthetisch erstellten Leistungsprofile bzgl. ihrer Spitzenbelastung ausgewertet. Da in der SEM-Erhebung nur 31 Fahrzeuge vorliegen (und nur ein Teil dieser Fahrprofile mit herangezogener Konfiguration rein elektrisch erfüllt werden können), ist die Fahrzeugzahl zu gering. Es wird deshalb die Ermittlung mit dem statistischen Datensatz aus Niederösterreich durchgeführt, wodurch zumindest 3527 erfüllbare Reihen zur Verfügung stehen.²⁸

Ausgehend von den erfüllbaren Fahr- und Ladeprofilen werden Parameter (Ladeleistung, Durchdringung, etc.) gesetzt, zufällig Fahrzeuge ausgewählt und ein Summenlastprofil ermittelt. Für eine Absicherung der erhaltenen Spitzenlast wird der Vorgang wiederholt

²⁸Wiederum werden nur Fahrprofile, die rein elektrisch erfüllbar sind, verwendet. Die Anzahl steigt durch mehr Ladeinfrastruktur.

In der Simulation wurden die Stichtagsdaten zwei Mal hintereinander berechnet und der zweite Tag für die weiteren Aufgaben herangezogen. Dadurch wird der Anfangszustand im Tagesverlauf realistisch nachgebildet.

durchgeführt (Worst Case Ermittlung). Anschließend erfolgt eine Erhöhung der Fahrzeuganzahl in diskreten Schritten, wobei die Wiederholung je Schritt konstant bleibt. Abbildung 26 soll die methodische Vorgehensweise verdeutlichen, wie sie in MATLAB realisiert wurde.

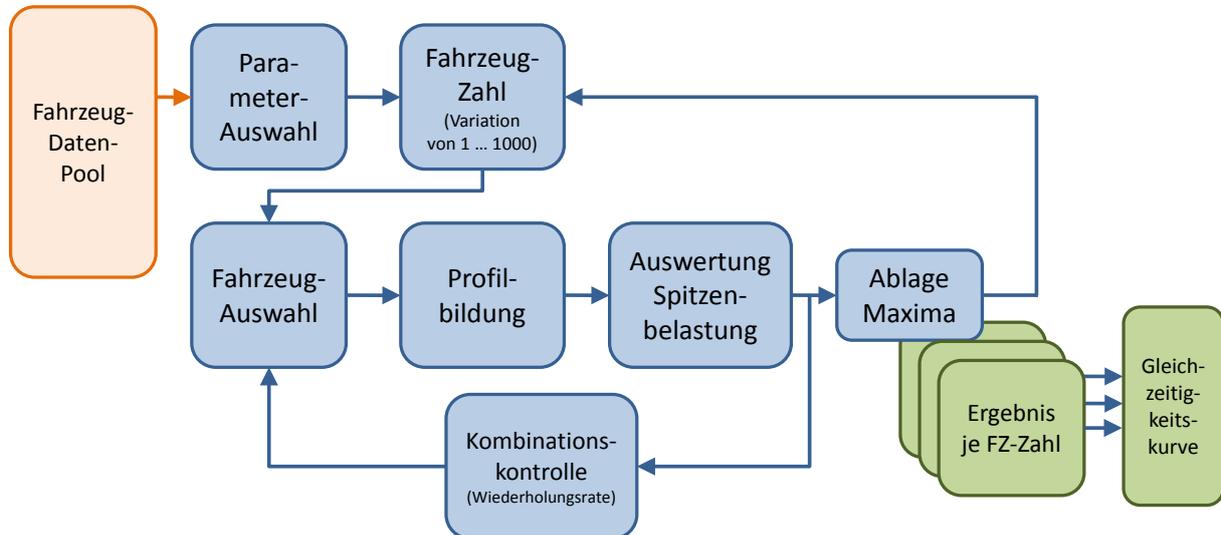


Abbildung 26: Vorgehensweise zur Ermittlung der Gleichzeitigkeitsfaktoren

3.4.3 Analyse betreffend Ladeinfrastruktur- und Ladeleistungsunterschiede

Um ebenfalls in der Gleichzeitigkeitskurve die Wirkung unterschiedlicher Parameter interpretieren zu können, wird eine Analyse bzgl. der drei Ladeinfrastrukturszenarien

- Laden Zuhause,
- Laden Zuhause und am Arbeitsplatz sowie
- Laden an allen Standorten

durchgeführt. Der Unterschied der Kennlinien hält sich in Grenzen. Lediglich Szenario 1 (Nur Zuhause Laden) ergibt etwas höhere Werte, da in diesem Fall eben nur eine Standortkategorie zur Verfügung steht, die tendenziell zur selben Zeit genutzt wird (Abbildung 27).

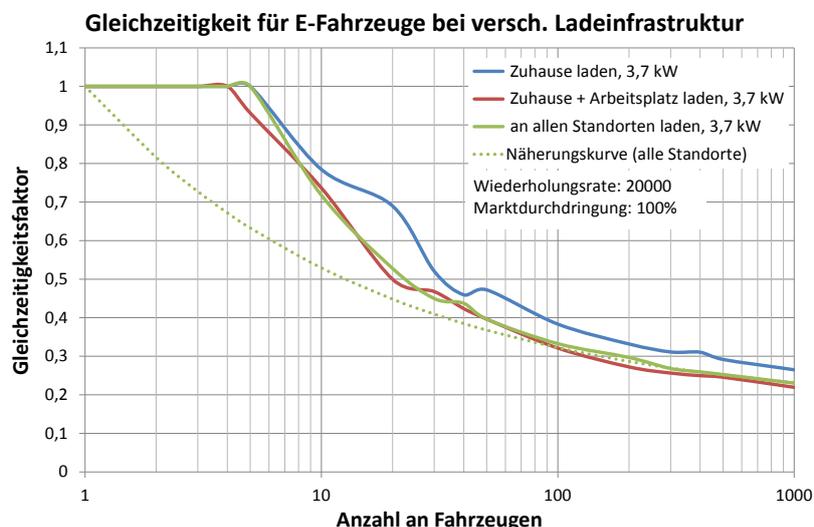


Abbildung 27: Gleichzeitigkeitsfaktoren von Elektrofahrzeugen für unterschiedliche Ladeinfrastruktur

Ebenso werden die Ladeleistungen betreffend zwei Fälle unterschieden (3,7 kW und 11 kW). Während sich der Infrastrukturunterschied kaum auf die Ergebnisse auswirkt, tritt bei verschiedenen Ladeleistungen eine größere Abweichung auf. In Abbildung 28 ist ersichtlich, dass mit diesem Berechnungsverfahren, die Gleichzeitigkeit bis zu einigen Fahrzeugen sehr hoch bleibt und mit höherer Fahrzeugzahl nahezu exponentiell sich einem Grenzwert nähert (3,7 kW: 0,18; 11 kW: 0,08). Beim Vergleich der Kurven ist neben dem Wert des Gleichzeitigkeitsfaktors an sich, auch die jeweilige Maximalleistung zu berücksichtigen. Obwohl der Gleichzeitigkeitsfaktor bei 11 kW (bei 1000 Fahrzeugen) geringer ist, liegt der absolute Leistungswert höher als jener bei 3,7-kW-Laden (bei 1000 Fahrzeugen).

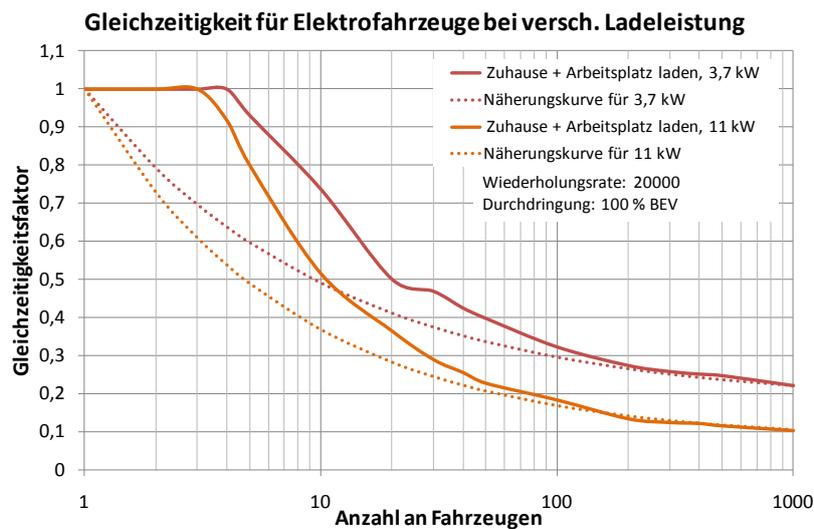


Abbildung 28: Gleichzeitigkeitsfaktoren von Elektrofahrzeugen für unterschiedliche Ladeleistungen

Die Näherungskurve - berechnet nach Gleichung (4) - schmiegt sich bei hohen Fahrzeugzahlen den synthetisch ermittelten Kurven an. Die Abweichung der ermittelten Gleichzeitigkeitskurve von der Näherungskurve bei niedrigen Fahrzeugzahlen ergibt sich aufgrund der Worst-Case-Methodik. Durch die wiederholte Maximalwertbildung erzielt man eine hohe Anzahl an Zufallskombinationen und dadurch Extremwerte aus dem Fahrzeugdatenbestand. Abbildung 29 verdeutlicht den Zusammenhang der Abhängigkeit von der Wiederholungsrate. Die Wahrscheinlichkeit, mit der eine derartige Extremsituation entsprechend der Kennlinie auftritt, wurde nicht erhoben. Wichtig ist aber zu registrieren, dass die Möglichkeit dazu real existiert, dass bei einer geringen Fahrzeuganzahl eine Gleichzeitigkeit nahe oder gleich 1 auftritt. Bei ähnlichen Fahrprofilen und Standorten, wie sie beispielsweise bei Fahrten zu Park&Ride-Standorten vorliegen, sind die Gleichzeitigkeiten regional gesondert zu berechnen und werden auch bei größerer Fahrzeugzahl voraussichtlich höher ausfallen.

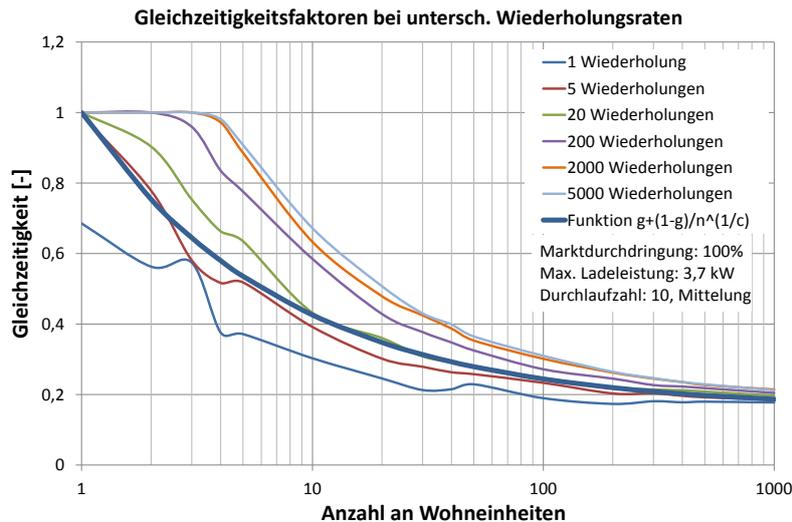


Abbildung 29: Abhängigkeit der Gleichzeitigkeitskurve von der Wiederholungsrate der Maximalwertbildung

3.4.4 Vergleich mit konventionellen Haushaltsgerätegruppen

Für den resultierenden Vergleich der Gleichzeitigkeit der Haushaltsgerätegruppen mit der Elektromobilität, ist eine Umrechnung auf Wohneinheiten erforderlich. Außerdem ist eine Unterscheidung nach Marktdurchdringung der Elektromobilität sinnvoll. Es werden 10 %, 50 % und 80 % herangezogen. Dies führt zu einer geringfügigen Anpassung von Abbildung 26.

- Es wird eine gewisse Elektrofahrzeugzahl einer Anzahl von Wohneinheiten zugeordnet. Somit verbleiben auch Wohneinheiten mit konventionellem Fahrzeug bzw. ohne Fahrzeug, siehe Abbildung 30.

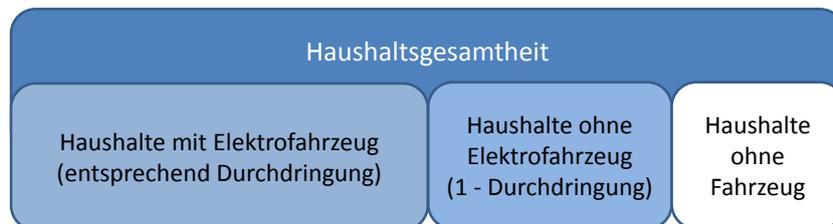


Abbildung 30: Aufschlüsselung der Haushalte

- Die anschließende Variation und Auswahl erfolgt bzgl. Wohneinheiten, behandelt aber weiterhin nur die Ladeprofile der Fahrzeuge.

Bei einem Motorisierungsgrad von 526 Fahrzeugen pro 1000 Einwohner, einem Durchschnitt von 2,31 Einwohnern je Haushalt und 80 % Außer-Haus-Anteil, ergibt sich ein Wert von 0,96 Fahrzeugen je Haushalt. Mit diesen Koeffizienten lässt sich im angepassten MATLAB-Modell die Gleichzeitigkeit über die Wohneinheitenzahl ermitteln.

Die Abbildung 31 zeigt die Näherungskurven dieser Analyse im Vergleich zu den Nachbildungen (NB) der Haushaltsgerätegruppen. Es ist ersichtlich, dass der Gleichzeitigkeitsfaktor mit der Fahrzeugzahl deutlich absinkt und erst bei mehreren hundert Fahrzeugen sich kaum mehr ändert bzw. dem Grenzwert entspricht. Bei 100 Wohneinheiten

liegt die Gleichzeitigkeit der zugehörigen Elektrofahrzeuge bereits unterhalb von 0,3.²⁹ Betrachtet man beispielsweise die Marktdurchdringung von 10 % genauer, so kann man aus dem Diagramm herauslesen, dass bei 200 Wohneinheiten ein GZ-Faktor g_{EM} von nur etwa 0,06 auftritt.

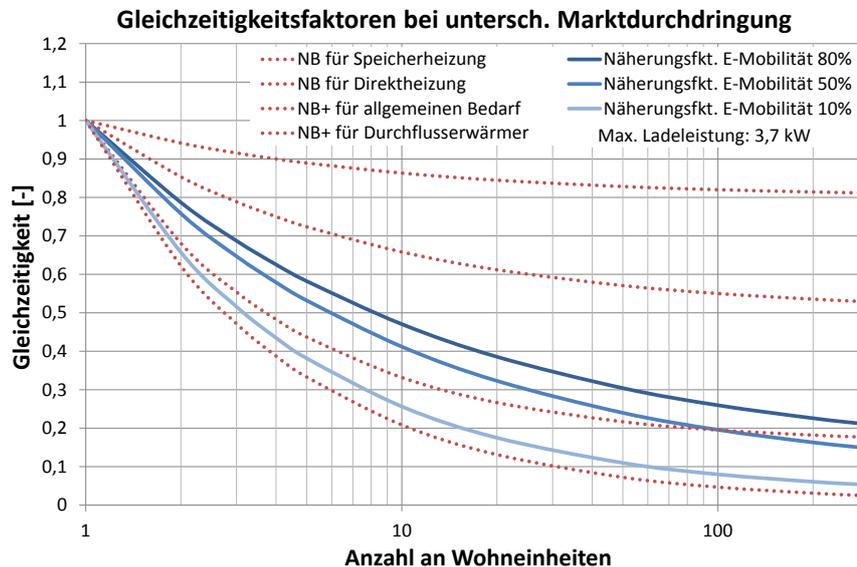


Abbildung 31: Gleichzeitigkeit von Elektrofahrzeugen im Ladeprozess bei untersch. Marktdurchdringungen

Für die Berechnung der maximal benötigten Leistung im jeweiligen Netzabschnitt lässt sich mit den Ergebnissen dieser Analyse die bisherige Gleichung um einen Elektromobilitätsterm erweitern:³⁰

$$P_{max} = n \cdot g_n \cdot P_0 + g_{DE} \cdot P_{DE} + n \cdot g_{EM} \cdot P_{EM} \quad (5)$$

P_{max} ... maximal benoetigte Leistung in kW

n ... Anzahl der Wohneinheiten

g_n ... Gleichzeitigkeitsfaktor der konv. Gerätegruppe

P_0 ... Hoechstlast je Wohneinheit in kW/WoE

g_{DE} ... Gleichzeitigkeit fuer Durchflusserwaermer

P_{DE} ... gesamte inst. Leistung der Durchflusserwaermer in kW

g_{EM} ... Gleichzeitigkeit der ladenen Elektrofahrzeuge³¹

P_{EM} ... hoechste Ladeenergie je Elektrofahrzeug (hier 3,7 kW)

²⁹ Auch bei 100 % Marktdurchdringung.

³⁰ Gegebenenfalls wäre die Gleichung noch um einen Term der elektrischen Raumheizung zu erweitern. Details zur Gleichung sind in Quelle [11], Seite 112 verfügbar.

³¹ Bei Betrachtung in Abhängigkeit der Wohneinheiten, erfolgt die

3.5 Zusammenfassung

Für die Erfassung des zeitlichen Leistungsverlaufs der Elektromobilität wird ein Bottom-Up-Ansatz gewählt, der in der Kalkulationssoftware MATLAB programmiert wurde. Es werden die Eingangsparameter sorgfältig und realitätsnahe ausgewählt, welche im Modell für aufbauende Untersuchungen unkompliziert angepasst werden können. Wesentliche Ergebnisse dieser Analysen lauten:

- Die Variation der Ladeinfrastruktur zeigt, dass aus energetischer Sicht die Standorte „Zuhause“ und „Arbeitsplatz/Ausbildung“ am relevantesten und für einen Ausbau geeignet sind. Selbst wenn Ladeinfrastruktur bei allen Standorten verfügbar wäre, würden Zuhause und am Arbeitsplatz mindestens 65 % der Energie geladen werden. Im Einzelfall sind ausgewählte Freizeitstandorte aus energetischer Sicht zu ergänzen.
- Das ungesteuerte Laden erfolgt generell zur selben Zeit wie die Abendlastspitze der Haushalte. Mehrere Modelle verifizieren diese Korrelation. Je nach Datenstichprobe variieren die Lastspitzen zwischen 0,5 und 0,7 kW/BEV.

Anknüpfend an die Lastprofilanalysen werden die Gleichzeitigkeitsfaktoren bestimmt, die relevante Aussagen zulassen:

- Die Gleichzeitigkeit von Lastspitzen bei Elektrofahrzeugen klingt sehr stark mit steigender Anzahl an Wohneinheiten ab und liegt bei 3,7-kW-Laden bei 0,21 (300 Wohneinheiten, 80% Marktdurchdringung BEV).
- Bzgl. Ladeinfrastrukturausbaus ergeben sich nur geringe Unterschiede des GZK-Faktors. Größere Ladeleistungen senken jedoch deutlich den Gleichzeitigkeitsfaktor, wobei die absolute Leistungshöhe nicht vernachlässigt werden sollte.

4 Ladesteuerung und Ladestrategien

4.1 Gründe und Anreize für Ladesteuerung

Obwohl die Gleichzeitigkeit der maximalen Leistungsspitze ladenden Elektrofahrzeuge mit zunehmender Haushaltszahl abnimmt, ist für einen Überblick eine genaue Betrachtung der Marktdurchdringung, wie Tabelle 5 zeigt, wertvoll.

Tabelle 5: Leistungssituation bei unterschiedlichen Fahrzeugdurchdringungen

Elektrofahrzeuge, Marktdurchdringung	Haus-halte	Fahrzeug-zahl el.	Spitzenlast des H0-Profiles	Spitzenlast der Elektro-Fahrzeuge ³²	Verhältnis E-Mob zu Haushalte
10 %	200	19	209,8 kW	44,8 kW	21,4 %
50 %	200	97	209,8 kW	120,6 kW	57,5 %
80 %	200	156	209,8 kW	167,0 kW	79,6 %

Während die Spitzensummenbelastung der Ladeprozesse mit 3,7 kW bei einer 10%igen Marktdurchdringung 21,4 Prozent der Haushaltsspitze ausmacht und als gering eingeschätzt werden könnte, verändert sich die Situation, wenn die Privatfahrzeuge zu einem großen Anteil durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden. 80 % E-Fahrzeuge würden die Netzspitzenbelastung um 79,6 % im Vergleich zu den Haushalten erhöhen. Dieser Sachverhalt zeigt, dass ab einem gewissen Durchdringungsgrad des Fahrzeugmarktes die Zusatzbelastung große Ausmaße annimmt und dadurch die Ladung der Batterien gesteuert erfolgen sollte, um Betriebsmittel nicht zu überlasten. Generell ist die Auslastung der Betriebsmittel nur ein Grund von vielen, warum der Ladeprozess und somit der Zeitverlauf des Ladens geändert werden soll. Folgende Gründe können unter anderen ausschlaggebend sein:

- Betriebsmittelauslastung (Überlast)
- Verlustminimierung im Netz
- Spannungsbandverletzungen bzw. -einhaltung
- Wirtschaftlichkeitsverbesserungen (Laden nach ökonomischen Fahrplänen)
- Direkte Nutzung und Einbindung erneuerbarer Energien

Vielfach spielen mehrere Zielsetzungen zusammen. Beispielsweise führt eine Vergleichmäßigung des Verbrauchs einerseits zu reduzierter Betriebsmittelauslastung (und keiner Überlast) sowie andererseits zu einer Verlustminderung aufgrund kleinerer Leitungsströme.

Bei allen Konzepten zur Ladesteuerung ist darauf zu achten, dass die Rahmenbedingungen nicht verletzt werden:

- Die Mobilitätsanforderungen des Nutzers müssen weiterhin erfüllt werden. Somit muss zum Tagesstart ein Mindestmaß an Reichweite bereitgestellt werden können

³² Berechnung durch FZ-Zahl * g(200) * P_{max} bei P_{max} von 3,7 kW. Der Nicht-Fahrer-Anteil von 20 % ist in diesen Werten berücksichtigt.

und das Fahrzeug jederzeit für eine neue Alltagsfahrt³³ zur Verfügung stehen. Das Laden sollte möglichst frühzeitig wieder erfolgen.

- Die Verwendbarkeit des Fahrzeugs darf für den Nutzer nicht eingeschränkt oder das Laden zu unkomfortabel sein. Häufiges, kurzzeitiges Anstecken des Fahrzeugs an die Ladeeinrichtung zwischen Fahrten ist nicht nutzerfreundlich.
- Die elektrische Anbindung der Ladestellen darf nicht überlastet werden.

In den weiterfolgenden Kapiteln zur Ladesteuerung werden diese Rahmenbedingungen einbezogen.

4.2 Steuermechanismen - Arten der Beeinflussbarkeit von Ladeprofilen

Um den Ladeprozess der Fahrzeugbatterien beeinflussen zu können sind grundsätzlich mehrere Möglichkeiten vorhanden:

- Steuerung der Ladeleistung
- Steuerung des Ladezeitpunktes (Laden unmittelbar oder zeitlich verschoben)

Zum einen ist eine Anpassung der Ladeleistung im Ladegerät des Fahrzeugs bzw. der Ladestelle eine Option: Dabei wird die Konstantphase der Kennlinie, wie in Abbildung 32 dargestellt, verschoben.

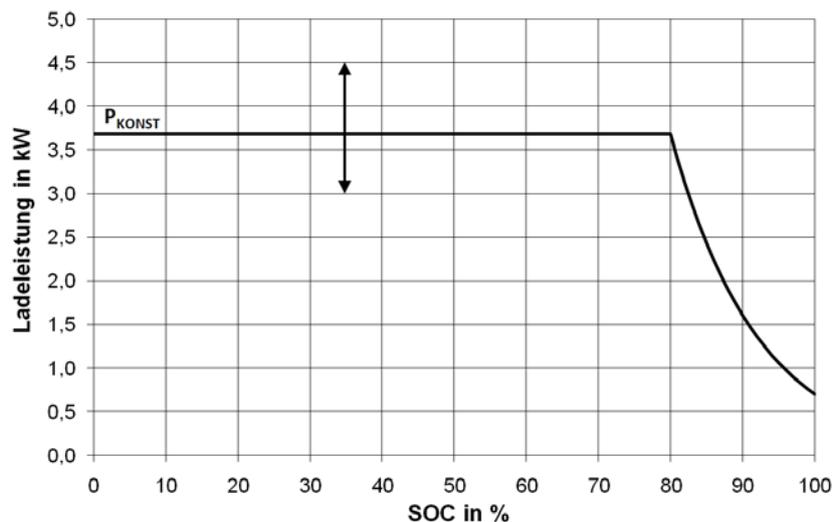


Abbildung 32: Steuerung der Ladekennlinie des einzelnen Fahrzeugs

Der Zugriff auf die Leistungselektronik des Ladereglers im Fahrzeug oder die Steuerung eines stationären Umrichters erscheint aufwändig. Daher ist die zweite Steuerungsmöglichkeit - die des Ladezeitpunktes und somit zeitlicher Verschiebung - einfacher. Im Besonderen kann das Schalten oder Takten den Zeitpunkt des Ladens variieren und auf ganze Fahrzeugkollektive angewendet werden, wenn man die Ladeinfrastruktur beispielsweise von einzelnen (oder Teilen von) Parkdecks eines Parkhauses oder von einzelnen Straßen zu- oder wegschaltet. Derartige Kollektive von zu ladenden Fahrzeugbatterien können in Summe je

³³ Mit Alltagsfahrt ist ein täglicher Weg im Nahgebiet mit relativ geringer Distanz gemeint.

nach Schaltsituation ebenfalls gezielt eine variable Summenleistung ergeben oder eine gleichmäßige Last erzeugen, wie in Abbildung 33 skizziert.

Fahrzeugexakte Steuerung hat den Vorteil, den Ladestand des einzelnen Fahrzeugs in eine Steuerung einfließen zu lassen, beispielsweise um Prioritäten und Reihungen vornehmen zu können. Des Weiteren könnten individuelle Geschäftsmodelle mit einzelnen Kunden vereinbart werden. Das detaillierte fahrzeugbezogene Wissen erfordert umgekehrt einen erhöhten und sicheren Informationsaustausch zwischen Energiesystem und Fahrzeug.

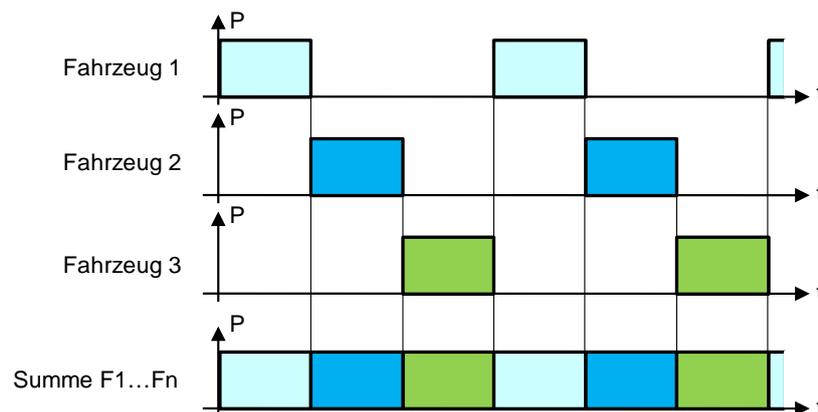


Abbildung 33: Zeitliche Steuerung der Summenleistungskurve einzelner Fahrzeuge oder von Fahrzeugkollektiven

Deutlich wird, dass eine umfassende Steuerung des Ladeprozesses mehr Information über die Netzsituation und die Fahrzeugsituation (Verfügbarkeit am Netz, Ladebedarf) benötigt und somit auch der Kommunikationsaufwand zwischen den beteiligten Komponenten wesentlich ansteigt. [13]

4.3 Einzel- versus Kollektivbetrachtung

Ein wichtiger Diskussionsaspekt für weitergehende Analysen ergibt sich durch die Einzel- oder Kollektivbetrachtung (Lastprofilverwendung) der Fahrzeuge.

- Die Einzelbetrachtung der Fahrzeuge geht auf das exakte einzelne Fahrprofil zurück und ermöglicht auch bei Ladesteuerung einen Überblick über den Speicherstandsverlauf. Eine anschließende Summierung der Profile beschreibt somit einerseits die exakte Vorgehensweise, benötigt aber eine enorme Datenmenge (Anzahl der Fahrprofile mal Dauer). In einer saisonalen Betrachtung entspricht dies einer Datenreihe von zumindest sechs Monaten, wenn eine symmetrische Nutzung im Jahresverlauf unterstellt wird. Ansonsten ist eine ganzjährige Datenreihe, bereits für ein Fahrzeug erforderlich.
- Die Kollektivbetrachtung sieht vor, dass aus einer beschränkt großen Stichprobe exakter Fahrprofile ein ungesteuertes Lastprofil in Summe, aber auch betreffend Standortkategorien, in normierter Form erstellt wird (siehe dazu Kapitel 3). Durch Skalierung dieses genäherten Verbrauchsprofils lässt es sich für die vorgesehene Betrachtung einstellen, wenn die ursprüngliche Fahrzeugzahl hinreichend groß ist.

Wendet man nun eine Ladesteuerung an, wird als Ausgangspunkt dieses Lastprofil herangezogen und entsprechend der Steuerung angepasst. Der Bezug zum einzelnen Fahrzeug und somit die einzelne Batteriegrenzenkontrolle³⁴ geht verloren. Unter Umständen verändert sich auch die Erfüllbarkeit einiger Fahrprofile. Der Vorteil besteht aber darin, dass einmal das Lastprofil sorgfältig im ungesteuerten Zustand mit relativ geringem Datenaufwand zu erstellen ist und anschließend eine gute, wenn auch genäherte Darstellung der Ladesteuerung ermöglicht.

Tabelle 6: Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile fahrzeugexakter vs. kollektiver Betrachtung

	Fahrzeugexakte Betrachtung	Kollektive (Lastprofil-)Betrachtung
Vorteile	Einsetzbarkeit bei geringer Fahrzeugzahl Exaktes Abbild des einzelnen Fahrzeugs	Gute Näherung bei höherer Fahrzeugzahl
Nachteile	Sehr große Datenmenge für saisonale Langzeit-betrachtung und hohe Fahrzeugzahl erforderlich	Verhalten im Zeitverlauf nicht exakt nachgebildet, wodurch Informationen verloren gehen.

Tabelle 6 sammelt nochmals die Vor- und Nachteile beider Konzepte zusammen. Aufgrund der verfügbaren Datenbasis wurde der zweite Zugang mit einem Lastprofil gewählt; unter der Gewissheit, dass es eine Näherung darstellt. Es wurden in weiterer Folge für die Ladesteuerung die Daten der Stichtagserhebung aus Niederösterreich herangezogen. Dies liegt darin begründet, da die Lastprofilbildung aufgrund der großen Anzahl unterschiedlicher Fahrzeuge ein sehr gutes Abbild für 24 Stunden liefert. Es konnte keine Unterscheidung des Profils nach Saison, Jahreszeit oder Wochentag stattfinden, sodass ein Profil für den ganzen Beobachtungszeitraum genützt wurde.³⁵ Zur Verifikation dieses Lastprofils und etwaiger entstehender Fehler wäre eine größere Datenstichprobe, die sich über längere Zeitintervalle erstreckt, wichtig.³⁶

³⁴ Hier ist jene Kontrolle gemeint, die zu jedem Zeitpunkt den Batteriestand je Fahrzeug überprüft, ob sich dieser in den erlaubten Grenzen befindet, um das Fahrprofil elektrisch zu erfüllen. In kollektiver Betrachtung wird nur für die Gesamtheit der Stichprobe kontrolliert.

³⁵ Eventuell wäre ein „Zusammensetzen“ von verschiedenen Profilen eine Option. Ein reales Abbild würde man aber dennoch nicht erhalten. Um neue Fehler zu vermeiden, wurde von dieser Vorgehensweise abgesehen.

³⁶ Die Daten der Studie „Mobilität in Deutschland 2008“ könnten bereits Verbesserungen hinsichtlich der Wochentagsunterscheidung liefern, wurden aufgrund der späten zeitlichen Verfügbarkeit nicht für diese Arbeit genutzt. Ideal wäre eine fahrzeugbezogene Langzeiterhebung mit ev. 100 Fahrzeugen über mehrere Monate.

4.4 Einteilung von Ladesteuerungsvarianten

Grundsätzlich – ohne Bezug zur Frage fahrzeugexakt vs. Kollektivbetrachtung - gibt es eine Vielzahl von Einteilungsmöglichkeiten von Ladestrategien. So wird die Fahrzeugindustrie ihre Einteilung auf anderen Kriterien stützen wie Energieunternehmen und Forschungseinrichtungen.³⁷ In diesem Projekt wurde folgende Grobstrukturierung in Abbildung 34 erarbeitet, die sich nach den Zielaspekten der Ladesteuerung richtet:

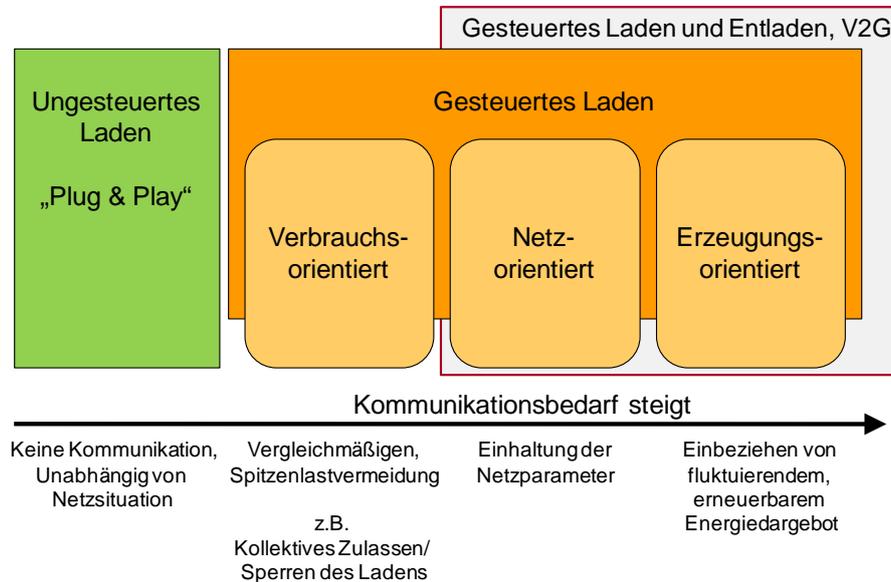


Abbildung 34: Grobstrukturierung der Ladestrategien von Elektrofahrzeugen [Leitinger]

Die erste Unterscheidungsebene erfolgt nach ungesteuertem und gesteuertem Laden.

- **Ungesteuertes Laden** bezieht sich auf die Situation, dass Fahrzeuge direkt nach Fahrtende an die Ladeinfrastruktur ankoppelt werden und bei einem Ladebedarf eine Ladung unverzüglich startet, um den Ladestand wieder auf den Maximalwert zurückzuführen. Die entsprechende Ladekennlinie des Batteriemanagementsystems wird bereits in Abbildung 3 erläutert.
- **Gesteuertes Laden** tritt in diesen Betrachtungen dann auf, wenn der Ladezeitpunkt verschoben wird, um in einem betrachteten Netzabschnitt bestimmte Fragestellungen im Detail zu behandeln.
 - Steht der resultierende Gesamtverbrauch im Mittelpunkt und wird beispielsweise versucht, diesen durch das Verschieben der Elektromobilitäts-ladevorgänge zu glätten, spricht man von verbrauchsorientierter Ladesteuerung.
 - Werden Netzparameter wie Spannungsgrenzen oder Komponentenauslastung kontrolliert und der Ladeprozess zu ihrer Einhaltung variiert, ist der Begriff netzorientierte Ladesteuerung zutreffend.

³⁷ Beispielsweise wurde in der Recherche eine Einteilung von Renault-Nissan sowie vom National Renewable Energy Lab (NREL) gefunden und im Diskussionsprozess eingebunden.

- Orientiert sich das Laden am momentanen Dargebot erneuerbarer Energien wie beispielsweise Photovoltaik und steht die bestmögliche Nutzung dieser Quellen im Vordergrund, wird der Begriff der erzeugungsorientierten Ladesteuerung verwendet.³⁸

Prinzipiell könnte beim gesamten gesteuerten Laden nicht nur der Verbrauch des Ladeprozesses gesteuert werden, sondern auch eine Lieferung von Energie aus der Fahrzeugbatterie entsprechend den drei Teilgebieten zu bestimmten Zeitpunkten stattfinden. Besonders für höher gestellte Aufgaben in Bezug auf Netz und Erzeugung wird diese Überlegung für relevant erachtet.³⁹ Dieses – vielfach als „Vehicle to Grid“-Konzept (V2G) bezeichnete – Verfahren zur Nutzung als steuerbare Einspeisung könnte durch die Mehrfachverwendung der Batterien für Mobilität und Netzdienstleistung Vorteile im Netzbetrieb ermöglichen und eventuell einen Netzausbau verschieben. Weiters sind unterschiedliche Tarife für den Energieverbrauch zu unterschiedlichen Tageszeiten denkbar, die durch intelligentes Speichermanagement zu kostenoptimalen Lösungen führen könnten. Die Erwartungen an V2G sind international enorm und Gegenstand vieler Forschungsarbeiten. Zahlreiche Studien beschäftigen sich mit Ladesteuerung und V2G ([14] bis [34]).⁴⁰

Qualitativ kann festgehalten werden, dass für umfassendere Ladestrategien folgende Rahmenbedingungen wichtig sind:

- hohes Maß an Kommunikation (gering für kollektive Steuerung, viel bei fahrzeugexakter Betrachtung), um den Batterieständen entsprechend Handlungen durchzuführen. Wird rückgespeist, ist die zusätzliche Zyklisierung des Akkus dem Nutzer finanziell abzugelten.
- hohe Durchdringungsraten an Elektroautos, um signifikante Summeneffekte zu erzielen.
- große Dichte von mono- oder auch bidirektionalen Ladestellen, um eine hohe Online-Rate von Fahrzeugen am Netz und somit Verfügbarkeit für Steuerungsprozesse zu erreichen.

Gesteuertes Laden und Entladen der Batterie wird vorwiegend für Verbesserungen im Netz- und Erzeugungsbereich gesehen, bei denen sich der erhöhte Kommunikations-, Schalt- und Schutzaufwand lohnen könnte. In anschließenden Abschnitten werden insbesondere Ladestrategien diskutiert, denen ein möglichst hoher Anteil direkter Nutzung der Sonnenenergie zu Grunde liegt.

³⁸ Die Begriffe sind nicht standardisiert, geben aber im Rahmen der Arbeiten am Institut eine sinnvolle Benennung für die projektübergreifenden Arbeiten vor. Teilweise überschneiden sich die Bereiche in der Praxis.

³⁹ Prinzipiell ist auch die Variante „verbrauchsorientiertes Laden“ für den bidirektionalen Einsatz zur Lieferung von Energie in das Netz geeignet. Die Energieeinspeisung aus den Batterien erfordert aber mehr Kommunikation und Information über den Akku-Ladestand, was für die Zielsetzung eines (einfachen) verbrauchsorientierten Verfahrens nicht nötig und sinnvoll erscheint.

⁴⁰ Beispielsweise wird die Thematik auch in Projekten wie „V2G-Strategies“ des Instituts für Energiesysteme und Elektrische Antriebe behandelt.

4.5 Zusammenfassung

- Eine Marktdurchdringung von 50 % E-Fahrzeuge würde im ungesteuerten Fall die Netzspitzenbelastung um ca. 58 % erhöhen, wodurch Maßnahmen zur Abhilfe zu setzen sind.
- Eine Ladesteuerung kann die Ladeleistung oder den Zeitpunkt des Ladens betreffen. Sie kann fahrzeugexakt oder für ein Fahrzeugkollektiv erfolgen. Die Auswahl ergibt sich vor allem durch den Betrachtungszeitraum und -größe sowie die erforderliche und verfügbare Datenbasis. Die Kollektivbetrachtung ist für eine größere Fahrzeugzahl und langen Zeitrahmen erforderlich, da die Fahrprofile im Einzelnen in diesem Umfang nicht vorliegen.
- Ladesteuerung wird des Weiteren nach Zielaspekten eingeteilt. Netzorientierte und erzeugungsorientierte Ladestrategien erscheinen zukünftig von besonderem Interesse im Netzbetrieb.

5 Erzeugungorientiertes Laden mit Photovoltaik-Nutzung

5.1 Voraussetzungen für Ladesteuerung mit hoher PV-Nutzung

Die Verknüpfung von Elektromobilität und erneuerbaren Energien kann zu einer Win-Win-Situation für beide zukunftsträchtigen Bereiche führen.

- Die Batteriespeicher der Fahrzeuge erlauben einen vertretbaren, zeitlichen Ausgleich und zeitverschobenes Laden. Sie ermöglichen damit ein an besondere Rahmenbedingungen angepasstes Ladeverhalten. Aufgrund des relativ großen Speichers, der nur in wenigen Fällen den Speicherinhalt zur Gänze für die Mobilitätsdienstleistung eingesetzt wird, bietet sich eine Einsatzmöglichkeit als steuerbare Last in Form von Demand Side Management an.
- Erneuerbare Energien – im Speziellen Photovoltaik und auch Windkraft – sind hohen Leistungsschwankungen ausgesetzt und führen bei nicht lokal bilanziertem System unter Umständen zu Spannungsanhebungen. Die fluktuierenden Quellen erfordern für gute Netzintegration ein höheres Maß an Planbarkeit und eine Nutzung der Energie in den Dargebotszeiten. Der weitere nachhaltige Weg hin zu erneuerbaren Quellen erfordert zwingend eine Speicherbarkeit oder direkte Nutzung der Ressourcen. Zu beachten sind weiters auch die lokalen Netzgegebenheiten, die einen lokalen Ausgleich unterstützen um damit Netzausbaumaßnahmen vermeiden oder zeitlich verzögern können.

Unter diesen Gesichtspunkten ist die Überlegung der direkten Nutzung durch die Ladeprozesse der Elektromobilität besonders wertvoll. In diesem Abschnitt wird deshalb ein Modell erarbeitet, welches das Zusammenspiel beider Elemente in exakten Nachbildungen beschreibt und analysiert.

Gründe für eine verbrauchsnahe Bilanzierung ergeben sich durch erwartete Vorteile mitunter für unterschiedliche MarktteilnehmerInnen:

- Geringe Leitungsverluste durch geringeres Transportaufkommen
- Geringer Bedarf an Zwischenspeicherung der PV-Leistung durch direkte Nutzung
- verbesserte lokale Leistungsbilanz (v.a. Wirkleistung)
- geringste Kosten für Nutzer durch hohes Maß an Eigenverbrauch

5.2 Varianten der direkten Kopplung von Erzeugung und Verbrauch

Die Methode des erzeugungsorientierten Ladens unter Berücksichtigung von PV-Erzeugung wurde für die folgenden Analysen ausgewählt. Vorab sind aber eine genauere Definition und eine weitere Aufteilung in Varianten bzgl. Intensität der Kopplung nötig.

- **Variante1 - Energetische Bilanzierung:**⁴¹ Es wird nur die Summenbetrachtung vorgenommen, um im Gesamtzeitraum ein Verhältnis von erzeugter und verbrauchter elektrischer Energie zu erhalten. Der Zeitverlauf ist kein Thema, deswegen auch nicht die Einzel- oder Kollektivbetrachtung von Fahrzeugen.

⁴¹ Die Variante wird landläufig oft herangezogen und von „Energieautarkie“ gesprochen.

- **Variante 2 - Zeitliche Kopplung / starrer Verbrauch:** Das Ladeprofil wird als gegeben angenommen und mittels der gleichzeitig verfügbaren PV-Leistung wird ein Anteil des Ladens direkt gedeckt. Der Rest wird aus dem Netz bezogen. Der Standort der PV-Anlage ist in diesem Szenario im Energiesystem frei gewählt. Die Erfüllbarkeit der Fahrprofile wird nicht verändert, weil ja das Ladeprofil genau gleich erhalten bleibt. Da der Verbrauch starr ist, ist auch das Summenprofil unverändert.
- **Variante 3 - Zeitliche Kopplung / erzeugungsabhängig:** Die verfügbare Erzeugung soll bestmöglich zum Laden verwendet werden. Wenn PV-Erzeugung verfügbar ist, wird geladen. Ansonsten soll nur dann tagsüber geladen werden, wenn ein Mindestwert des Akkustands unterschritten ist.⁴² Der Standort von Erzeugung und Verbrauch ist noch willkürlich. Die Betrachtung schließt das ganze Netzgebiet ein und berücksichtigt keine Netzgegebenheiten.
- **Variante 4 - Zeitliche und örtliche Kopplung / erzeugungsabhängig:** Das Laden erfolgt primär nur dann, wenn eine PV-Einspeisung die Leistung am gleichen Ort des Fahrzeugs bereitstellt. Ansonsten ist das Laden unter Netzbezug nur zur Einhaltung eines Mindestwerts erlaubt.⁴³ Diese Variante stellt das höchste Maß an Einschränkungen für das Laden dar und repräsentiert jene Situation, in der Nutzer von PV-Anlagen und Fahrzeugen ihre tatsächlich eigene produzierte Energie zum Laden der Fahrzeugbatterie heranziehen möchten.
- **Variante 5 – zeitliche und örtliche Kopplung / erzeugungsabhängig und verteilte Netzbetrachtung:** Eine weitere Steigerung des Betrachtungsumfangs würde darin liegen, dass nicht nur die zeitlichen und örtlichen Korrelationen betrachtet werden, sondern ein Zusammenhang zum realen elektrischen Netz hergestellt wird. Hierfür wären eine verteilte Betrachtung sowie eine Lastflussberechnung in einer entsprechenden Software wie beispielsweise Neplan oder DigSilent vorzusehen.

Jede Variante für sich ermöglicht interessante Blickwinkel. Eine Vergleichbarkeit der Varianten zu einander ist nur beschränkt möglich, da auf unterschiedliche Rahmenbedingungen zurückgegriffen wird. In dieser Arbeit soll für die herausfordernde Variante 4 der Sachverhalt tiefgehend gezeigt und die Kennwerte⁴⁴ bestimmt werden.

⁴² Hier ergeben sich Unterschiede bei fahrzeugexakter und –kollektiver Betrachtung. Der Akkustand des einzelnen Fahrzeugs lässt sich nur bei fahrzeugexakter Steuerung kontrollieren. Die Erfüllbarkeit bleibt im gleichen Maße erhalten, wenn durch eine Optimierung ein Mindeststand garantiert wird und das Laden (auch vom Netz) vorausschauend durchgeführt wird.

⁴³ Aufgrund der verfügbaren Datenbasis der Verkehrsdaten wird eine Kollektivbetrachtung durchgeführt. Es kann dadurch zu einer Veränderung der Erfüllbarkeit der Fahrprofile kommen, die jedoch in dieser Arbeit vernachlässigt wurde.

⁴⁴ Die Kennwerte werden in Abschnitt 5.4 erklärt.

5.3 Modellkonfiguration gemäß Variante “zeitliche/örtliche Kopplung”

Als Modellanordnung dient folgend dargestelltes System (Abbildung 35). Eine lokal vorhandene Einspeisung sowie Ladebedarf von Elektrofahrzeugen werden in einem Niederspannungsnetz gekoppelt. Die Skalierung der PV-Anlage erfolgt primär entsprechend des Energiebedarfs der Mobilität (400 Fahrzeuge), um im Betrachtungszeitraum von einem halben Jahr die gleiche Energiemenge bereitzustellen wie für das Laden benötigt. Der konventionelle Verbrauch wird in diesen Analysen nicht einbezogen, um die Zusammenhänge der Kennwerte betreffend Elektromobilität ableiten zu können.⁴⁵

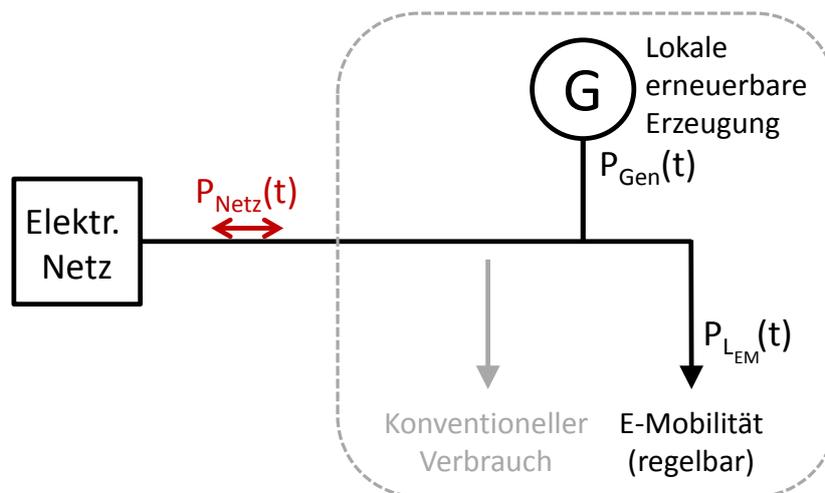


Abbildung 35: Systemanordnung für exemplarische Ladestrategien

Bei der Erstellung der PV-orientierten Ladestrategie wurden zwei Steuerkonzepte verfolgt, die nachstehend (in Abschnitt 5.5) erklärt werden. Die Realisierung erfolgte in MATLAB als **prognosefreies Modell**. Das bedeutet, dass für die Bestimmung der aktuellen Werte der Ladesteuerung nur auf zeitlich zurückliegende Werte zugegriffen wurde.⁴⁶ Für beide Konzepte gilt die Überlegung, dass der Anteil des Ladebedarfs, der durch Photovoltaik gedeckt wird, dadurch gesteigert werden kann, indem die Fahrzeugbatterien in der Früh nicht zu 100 % geladen sein müssen. Im konkreten Fall wird als Mindeststand 90 % als ausreichend eingestuft und die verbleibenden 10 % nicht für das Nachladen frei gegeben, sondern zum PV-Laden am folgenden Tag verschoben (Verschiebungsenergie).⁴⁷

Tabelle 7 erläutert in einer Aufstellung die Systemkonfiguration.

⁴⁵ Eine reale Betriebsweise mit einem möglichst hohen Grad an direkter Bilanzierung würde hingegen natürlich auch die lokalen Verbräuche der Haushalte, etc. einbeziehen. Würde man dies auch in dieser Analyse tun, wären keine repräsentativen Aussagen zur Elektromobilität möglich.

⁴⁶ Da die Zeitreihe zur Gänze vorliegt, wäre es auch denkbar, dass man die Werte, die in der Analyse zukünftig liegen, für die Ladesteuerung heranzieht. Dazu sei auf Kapitel 6 verwiesen.

⁴⁷ Das Nachladen sorgt für die Einhaltung der Anfangsbedingung und führt somit über Nacht die Akkus auf den Mindeststand zurück.

Erzeugungsseitig werden gemessene PV-Einspeisedaten aus NÖ, Standort Zwentendorf (EVN) herangezogen. Diese 10-Sekunden-Messdaten wurden zu Minutenwerten gemittelt und in den Analysen eingesetzt. Um eine weitere Vergleichmäßigung zu erzielen, die einer räumlichen Verteilung im lokalen Siedlungsgebiet entsprechen könnte, wurden die Daten auf 15-Minuten-Werte für die Ladesteuerungs- und Optimierungsuntersuchungen gemittelt. Anzumerken ist, dass es sich hierbei um Daten aus dem Jahr 2010 handelt und keine Wertung möglich ist, ob dieses Jahr als Referenzjahr im Durchschnitt an diesem Standort geeignet ist.⁴⁸

Tabelle 7: Systemkonfiguration für die Analyse von Ladestrategien

Kennwert / Themengebiet	Ausführung
Energie-Erzeugungsdaten	Reale PV-Messwerte aus Niederösterreich, 10-Sek-Messwerte, Einsatz von 15-Minutenwerten, Aufteilung der Erzeugung auf Zuhause und Arbeitsplatz
Verkehrsdaten	Statistische Erhebung Niederösterreich, Herry Consult
Anzahl Elektrofahrzeuge	Lastprofil aus 400 Fahrzeugen
Batteriekonfiguration	25 kWh, keine Diversifizierung nach FZ-Gruppen
Ladeinfrastruktur	Zuhause und Arbeitsplatz
Ladeleistung	3,7 kW
Betrachtungszeitraum	22. Juni bis 21. Dezember 2010 (PV-Daten)
Skalierung bei Energiebilanz	699 kW _p (1,75 kW _p /Elektrofahrzeug)
Verschiebungsenergie	10 % des Batteriespeicherinhalts (gesamt 1000 kWh)
Bilanzierungsverhältnis ⁴⁹	1
Aufteilung der installierten PV-Erzeugung	0,5 Zuhause; 0,5 Arbeitsplatz

Für den Ladebedarf wird, wie bereits in vorangegangenen Kapiteln dargelegt, das umfassende Modell zur Ladeprofilerstellung unter Verwendung der statistischen Daten aus Niederösterreich (Verkehrsbüro Herry Consult) eingesetzt. Dabei wird das reale Fahrverhalten konventioneller Fahrzeuge, deren Wege und Zwecke sich aufgrund eines Technologiewandels hin zur Elektromobilität nicht verändern sollten, durch Simulation in Leistungsfahrprofile umgewandelt und in Kombination mit den Standorten zu Ladeprofilen verarbeitet.

Weiters wurde in diesen Analysen das Laden an den beiden Standorten „Zuhause“ und „Arbeitsplatz“ ermöglicht. Nicht nur die Ladeinfrastruktur, sondern auch die PV-Erzeugung, wird aufgeteilt an diesen beiden Standorten angenommen, um eben auch der örtlichen Kopplung von Erzeugung und Verbrauch Rechnung zu tragen. Für eine Netzbereichsbetrachtung müsste bzgl. des Standorts „Arbeitsplatz“ eine Unterscheidung getroffen

⁴⁸ Erfahrungen aus Oberösterreich (Anlage in Eberstalzell) zeigen, dass 2010 von der Einstrahlung her ein sonnenreiches Jahr war.

⁴⁹ Das Bilanzierungsverhältnis (Total Coverage ... TC) gibt im Gesamten an, wie der Energieanteil der Erzeugung und des Verbrauchs im totalen Beobachtungszeitraum und ohne zeitliche Korrelation zu einander in Relation stehen.

werden, ob die Standortkategorie innerhalb oder außerhalb des Netzbereichs liegt. Hier beschränkt man sich auf die Betrachtung der Standortkategorie und nicht der realen Netzgegebenheiten.

Bei der Auswahl der Betrachtungsgröße der Systemanordnung, fließen die Ergebnisse der Gleichzeitigkeitsanalyse ein. Damit man im Bereich der stagnierenden Gleichzeitigkeitswerte der Leistungssumme arbeitet, werden 400 Elektrofahrzeuge für die Analysen verwendet. Dementsprechend wurde die erste Basisskalierung der Erzeugung auf den Summenladebedarf der Fahrzeuge über das Betrachtungshalbjahr eingestellt. 400 Elektrofahrzeuge benötigen dabei eine installierte Leistung von 699 kW_p, um die erforderliche Energie im Halbjahresverlauf bereitzustellen. Das entspricht im Durchschnitt einem Wert von rund 1,75 kW_p pro Elektrofahrzeug und somit einem ansprechendem Wert, der von Kunden mit begrenztem finanziellen Aufwand investiert werden könnte.

5.4 Begriffsklärung der Kennwerte

Die Auswertung der Analysen betreffend Ladesteuerung, erfordern Kennwerte, die eine Interpretation und Vergleiche zulassen. Entsprechend den Fragestellungen

- welcher Anteil an PV-Erzeugung direkt für das Laden von Elektrofahrzeugen genutzt werden kann sowie
 - welcher Anteil des Ladebedarfs unmittelbar mit PV-Erzeugung gedeckt werden kann
- sind Kennwerte zu definieren. Diese Festlegung erfolgt im Einklang mit Literaturquelle [35].

Das Bilanzierungsverhältnis (engl. Total Coverage oder kurz TC) gibt das Verhältnis von Erzeugung und Verbrauch im gesamten Betrachtungszeitraum ohne zeitliche Korrelation oder gleichzeitiges Auftreten an. Diese Größe gibt vereinfacht gesprochen die Summenbilanz oder die Dimensionierung der Anlagen vor. Bei „Elektrischer Last“ ist in unserer Anwendung wiederum nur der Ladebedarf der Elektrofahrzeuge eingesetzt.

$$\text{Bilanzierungsverhaeltnis (TC)} = \frac{\sum \text{PV Erzeugung}}{\sum \text{Elektrische Last}} \quad (6)$$

Der Deckungsgrad oder Deckungsbeitrag (engl. Self Coverage oder kurz SC) ergibt sich durch die Division der zeitlich mit der Erzeugung übereinstimmenden Last bezogen auf die gesamte elektrische Last im Beobachtungszeitraum von einem halben Jahr.

$$\text{Deckungsbeitrag (SC)} = \frac{\sum \text{uebereinstimmende Last}}{\sum \text{Elektrische Last}} \quad (7)$$

Der Integrationsgrad (direkter Nutzungsgrad oder engl. Direct Use oder kurz DU) bezieht sich hingegen auf den Anteil der PV-Erzeugung, die direkt verwendet werden kann. Somit stellt sich die Berechnung durch das Verhältnis der zeitlich und örtlich übereinstimmenden Last bezogen auf die PV-Erzeugung ein.

$$\text{Integrationsgrad (DU)} = \frac{\sum \text{uebereinstimmende Last}}{\sum \text{PV Erzeugung}} \quad (8)$$

Wichtig ist dabei festzuhalten, dass die zeitliche Korrelation für die gesamte Zeitbasis zu berechnen ist. Eine Berechnung für die einzelnen Tage und anschließende Mittelung über die Beobachtungsperiode von einem halben Jahr, würde falsche Ergebnisse liefern.

Bzgl. der örtlichen Übereinstimmung sei erwähnt, dass in diesen gewählten Rahmenbedingungen die Erzeugung und der Verbrauch am gleichen Ort – also Zuhause oder Arbeitsplatz – vorliegen müssen, um als Deckung gewertet zu werden.⁵⁰

5.5 Vorgehensweise der entwickelten Ladestrategien

Der Ablauf der Simulation in MATLAB wird in Abbildung 36 nochmals detailliert dargestellt. Nach einer Anlagenkonfiguration erfolgt die Modellauswahl entsprechend der gewünschten Ladestrategie. Aufbauend auf eine Zeitreihenanalyse findet die Kennwertberechnung statt, die anschließend durch Parametervariation (Sensitivitätsanalysen) untermauert wird.

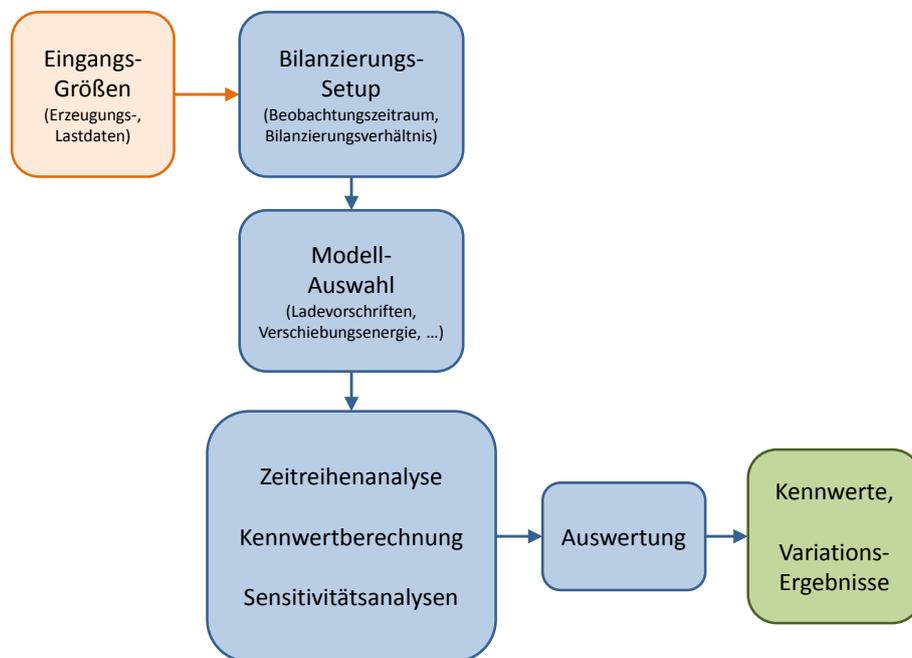


Abbildung 36: Ablaufplan der Ladestrategie-Analysen

Prinzipiell soll das Laden unter der Nutzung von Photovoltaik stattfinden. Damit die Elektrofahrzeuge am folgenden Tag wieder mit einer entsprechenden Reichweite ausgestattet sind, wird die Batterie durch Nachtladung auf das 0,9-fache der Batteriekapazität aufgeladen, falls dieser Wert noch nicht durch PV-Laden erreicht wurde.⁵¹ Das Nachtladen erfolgt mit einem eingestellten Leistungswert von 1,5 kW pro Fahrzeug zwischen 22 Uhr und 4 Uhr. Der verbleibende Anteil vom 0,1-fachen der

⁵⁰ Bei anderen Varianten von Kapitel 5.2 wäre diese Rahmenbedingung anders auszulegen.

⁵¹ Exakt gesprochen wird das Kollektiv auf den Wert 0,9 aufgeladen, da es sich um eine kollektive Betrachtung handelt. Genähert kann dies auf das einzelne Fahrzeug umgelegt werden.

Batteriesummenkapazität soll am darauffolgenden Tag durch Photovoltaik geladen werden und wird als Verschiebungsenergie bezeichnet.

5.5.1 PV-Synchron-Laden

Bei diesem Steuerkonzept erfolgt das Laden der Elektrofahrzeuge (grüne Fläche in Abbildung 37) synchron zur verfügbaren Photovoltaik-Einspeisung (blaue Fläche). Bei einem Anfangszustand von 90 % der Batteriekapazität wird diese Verschiebungsenergie tagsüber mittels PV-Erzeugung abgedeckt. Liegt kein derartiger Ladebedarf mehr vor, reduziert sich das Ladeprofil auf den sich aktuell einstellenden Ladebedarf aufgrund der an diesem Tag zurückgelegten Fahrten. Überschüssig erzeugte Sonnenenergie wird in das Netz gespeist (orange Linie) und versorgt andere Verbraucher oder Zwischenspeicher.

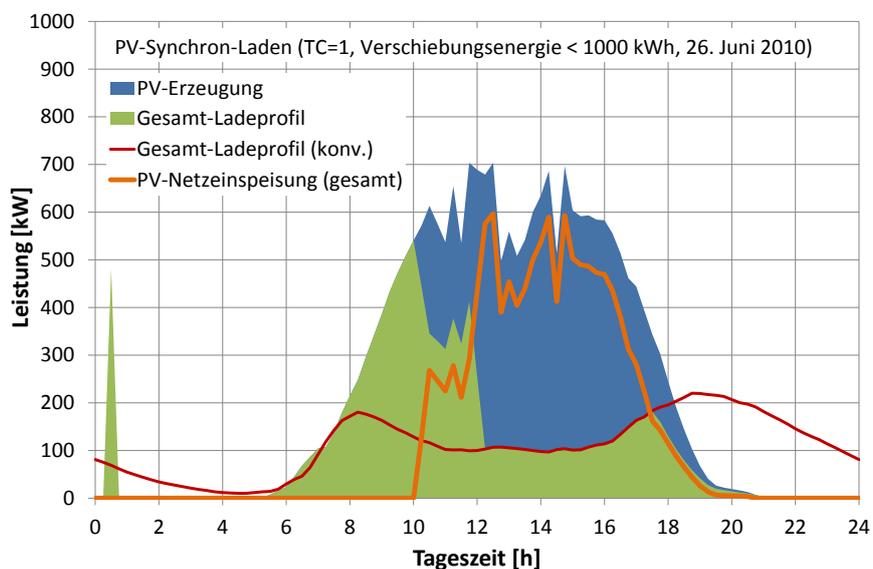


Abbildung 37: Exemplarische Darstellung des Steuerkonzepts „PV-Synchron-Laden“

5.5.2 PV-Offset-Laden

Im Gegensatz zum ersten Steuerkonzept wird hier von einer anderen Rahmenbedingung ausgegangen. Photovoltaik-Leistung soll vorrangig und nur bis zu einem Schwellwert (Offset) in das elektrische Netz eingespeist werden, um etwaige Grenzwerte von Betriebsmitteln nicht zu überschreiten (Abbildung 38, orange Linie). Erst bei Überschreitung des Wertes wird die lokal verfügbare PV-Leistung für das Laden der Elektrofahrzeuge herangezogen (grüne Fläche).

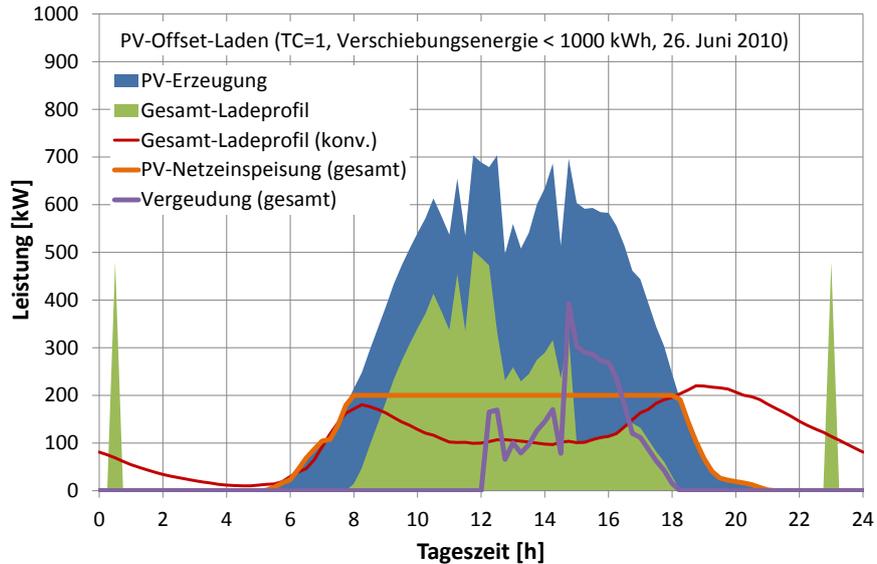


Abbildung 38: Exemplarische Darstellung des Steuerkonzepts „PV-Offset-Laden“

Je nach Dimensionierung der PV-Erzeugungskapazität und des Schwellwertes können Situationen auftreten, in denen weder ins Netz gespeist noch lokal Elektrofahrzeuge geladen werden können, wodurch es an sonnenreichen Tagen zu einer geringfügigen Vergeudung kommt (violette Linie). Die Netzeinspeisung bleibt aber bei einem festgelegten Wert beschränkt.

5.5.3 Ergebnisvergleich der Steuerkonzepte im bilanzierten Zustand

In Abbildung 37 und Abbildung 38 sind die Darstellungen für 24 Stunden und genau genommen für einen Sommertag gezeigt. Diese Situation tritt in der Form nicht im ganzen Jahr auf. Vorerst soll deshalb das saisonale Verhalten über den Betrachtungszeitraum eines halben Jahres⁵² ausgewertet werden. Abbildung 39 beschreibt den Sachverhalt mit Dauerlinien. Die oberste (blaue) Linie zeigt die generierte PV-Erzeugung in entsprechender Stundenzahl. Während bei PV-Synchron-Laden hohe Leistungseinspeisungen von etwa 85 % der installierten Leistung gegenüber der Netzanbindung auftreten, ist dies beim PV-Offset-Laden durch den gewählten Schwellwert limitiert. Weiters stellt sich im zweiten Steuerkonzept bei gewähltem Schwellwert aufgrund dieses nach oben hin limitierenden Faktors ein netzseitiges Leistungsangebot der PV-Erzeugung über eine Dauer von 900 Stunden (1800 h im ganzen Jahr) ein. Die Vergeudung lässt sich durch die Höhe der Verschiebungsenergie deutlich reduzieren. Wenn beispielsweise 20 % Verschiebungsenergie herangezogen werden, reduziert sich die Vergeudung von ca. 9 % auf unter 3 %.

⁵²Aufgrund der Symmetrie der PV-Erzeugung im Jahresverlauf, kann man mit geringerem Datenaufwand vereinfacht das saisonale Verhalten der PV-Erzeugung berücksichtigen. Die Einstrahlungswerte stammen aus dem Jahr 2010. Eine Verifikation unterschiedlicher Jahre zur Feststellung, ob es ein gutes oder schlechtes Einstrahlungshalbjahr war, wurde nicht durchgeführt.

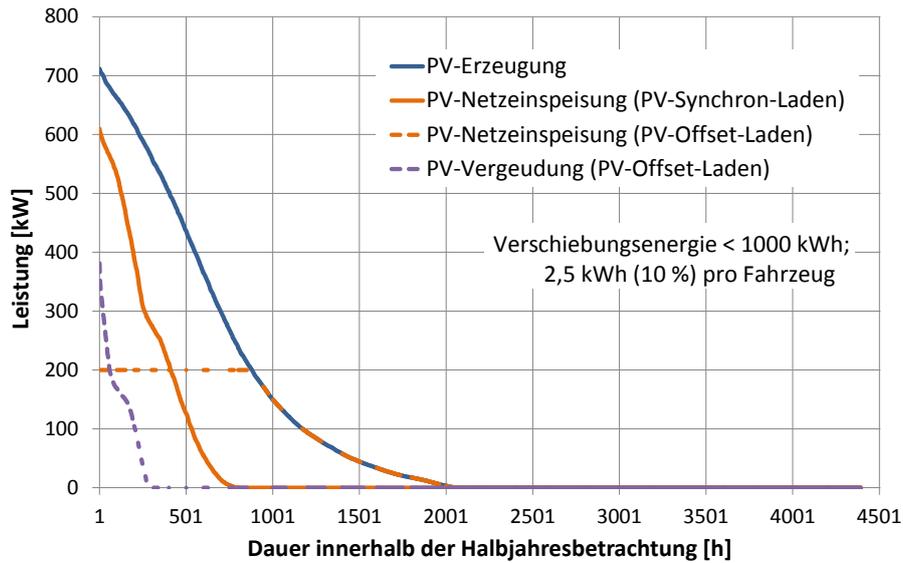


Abbildung 39: Vergleich der Dauerlinien bei beiden Steuerkonzepten

Aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen ist verständlich, dass jeweils verschiedene Deckungsraten der Elektromobilität sowie Integrationsgrade der PV-Erzeugung für die beiden Steuerkonzepte erzielt werden.⁵³ PV-Synchron-Laden kann unter gegebenen Rahmenbedingungen über 60 % für beide Kennwerte erzielen. PV-Offset-Laden erreicht – aufgrund der bevorzugten Netzeinspeisung – geringere, aber dennoch gute Werte von knapp 40 %. Das Bilanzierungsverhältnis von 1 führt dazu, dass die beiden Kennwerte, Deckungsgrad und Integrationsgrad, je Steuerkonzept ident sind.

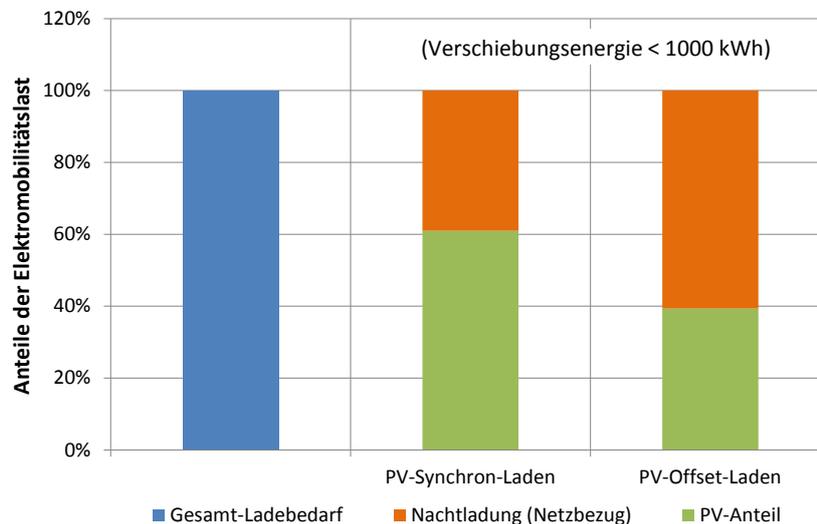


Abbildung 40: Kennwertevergleich der Steuerkonzepte

⁵³ Die Definitionen der Kennwerte sind im Kapitel 5.4 zu finden.

5.6 Sensitivitätsanalysen der erzeugungsorientierten Ladestrategien

Die bisherigen Analysen zeigen die Ergebnisse bei vordefinierten Werten mehrerer Parameter. Werden diese angenommen Werte variiert, lässt sich erkennen, in welchen Bereichen in der Praxis Veränderungen der Parameter Sinn ergeben und Verbesserungen zu erzielen sind.

Tabelle 8 zeigt die Gesamtheit aller Variationen, die im Laufe der Untersuchungen durchgeführt wurden. Auszugsweise werden die Ergebnisse daraus im Folgenden dargestellt. Die wichtigsten Parameter können vorab festgehalten werden:

- Bilanzierungsverhältnis (Ausbaugrad an Photovoltaik)
- Verschiebungsenergie (Anteil der nicht in der Nacht geladenen Batteriekapazität zu Gunsten des PV-Ladens am nächsten Tag)
- PV-Standortverteilung (Verhältnis zwischen Zuhause und Arbeitsplatz)
- Schwellwert der Netzeinspeisung (bei PV-Offset-Laden)

Tabelle 8: Systemkonfiguration für die Analyse von Ladestrategien

Parametervariation	Einstellbereich	Status und Ergebnis
Bilanzierungsverhältnis (Total Coverage)	0,1 ... 0,2 ... 4,0	✓ (plus Dauerlinien)
Bilanzierungsverhältnis und Verschiebungsenergie	0,1 ... 0,2 ... 4,0 0 ... 1000 ... 3000 kWh	✓
PV-Standortverteilung (Zuhause – Arbeitsplatz)	0 ... 0,1 ... 1	✓
PV-Standort und Bilanzierungsverhältnis TC	0 ... 0,1 ... 1 0,5 ... 1,0 ... 1,5	✓
PV-Standort und Verschiebungsenergiemenge	0 ... 0,1 ... 1 0 ... 500 ... 3000 kWh	✓
PV-Standort und Aufteilung Verschiebungsenergie	0 ... 0,1 ... 1 (Standorte) 0 ... 0,25 ... 1 (Anteile)	✓
PV-Standort und PV-Offsetschwelle	0 ... 0,1 ... 1 0 ... 100 ... 500 kW	✓ (nur PV-Offset)

5.6.1 Wichtigste Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen

Die ursprünglichen Rahmenbedingungen der Konfiguration werden als Ausgangspunkt in Tabelle 7 beschrieben. Die Ergebnisse für Deckungsgrad und Integrationsgrad der wichtigsten Variationen sind folgend dargestellt.

5.6.1.1 Variation des Bilanzierungsverhältnisses

Die Variation des Bilanzierungsverhältnisses zeigt den Sachverhalt, wenn weniger oder mehr PV-Erzeugung in Relation zum gesamten Ladebedarf der Elektromobilität im Beobachtungszeitraum installiert ist. Bei der Strategie PV-Synchron-Laden nimmt der Deckungsgrad mit steigender PV-Installation zu, erreicht aber eine Sättigung bei knapp 80 %.

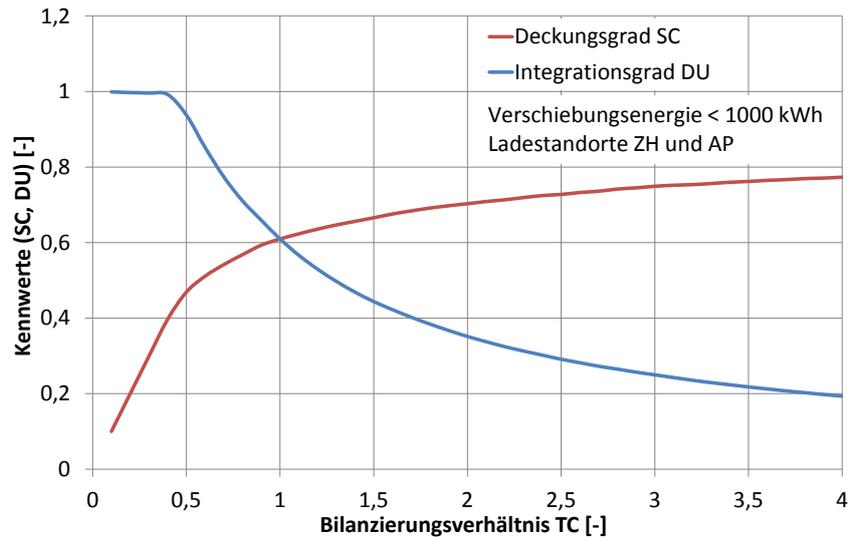


Abbildung 41: Deckungs- und Integrationsgrad bei Variation des Bilanzierungsverhältnisses (PV-Synchron-Laden)

Der Integrationsgrad hingegen zeigt gegenläufiges Verhalten. Je mehr Photovoltaik installiert ist, desto geringer wird jener Anteil davon, der direkt für die Ladeprozesse der Fahrzeugbatterien verwendet werden kann, siehe Abbildung 41.

Beim PV-Offset-Laden stellt sich das eben erwähnte Verhalten erst ab einem gewissen PV-Ausbaugrad ein. Unterhalb des Bilanzierungsverhältnisses von 1 ist das Verhalten vom Netzeinspeise-Anteil in das elektrische Netz vorgegeben und die Kennwerte Deckungsgrad und Integrationsgrad sehr gering. Beim Bilanzierungsverhältnis von 1 erreicht der Deckungsgrad 40 %, bei TC von 4 immerhin 66 %. Abbildung 42 schildert die Ergebnisse.

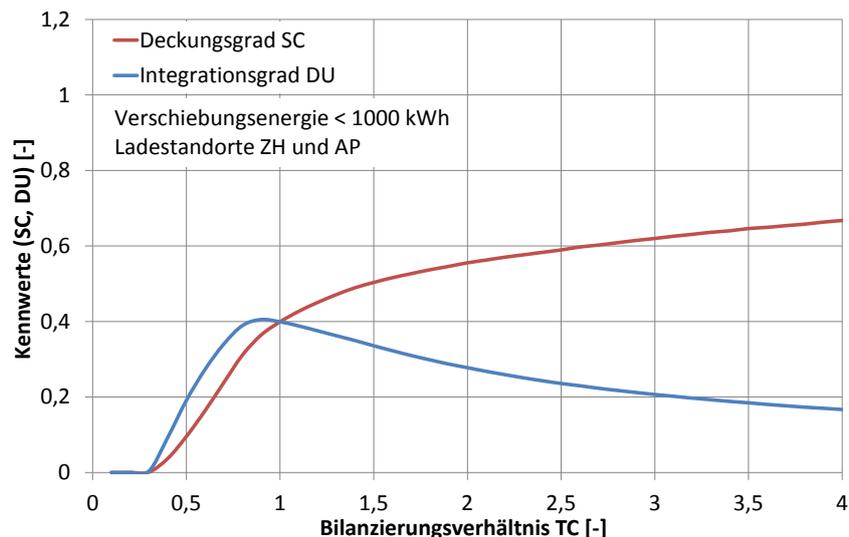


Abbildung 42: Deckungs- und Integrationsgrad bei Variation des Bilanzierungsverhältnisses (PV-Offset-Laden)

5.6.1.2 Variation der Verschiebungsenergie

Aufgrund der inhaltlichen Zugehörigkeit zur Elektromobilität, ist das Augenmerk besonders auf den Deckungsgrad gerichtet. Wird die Verschiebungsenergie entsprechend in Grenzen variiert, zeigt sich ein starker Einfluss im niedrigen Energiebereich bzw. ein Abflachen der Kurve je größer der Bereich gewählt wird.

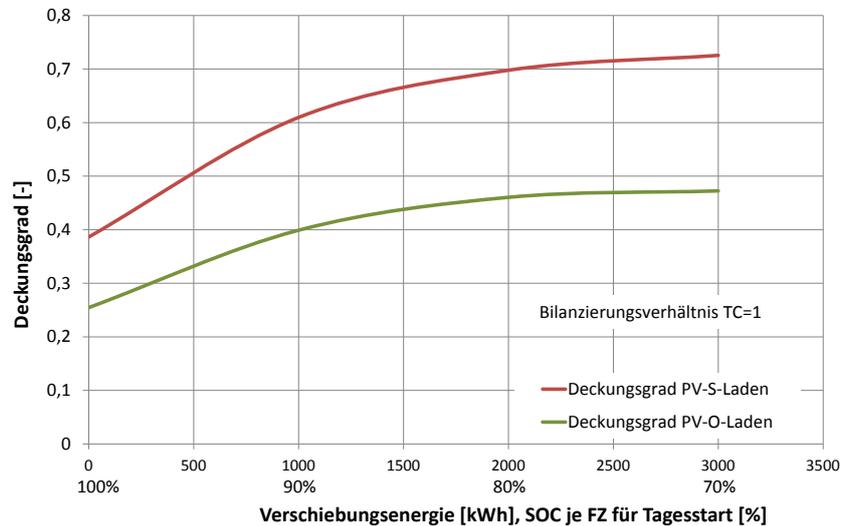


Abbildung 43: Sensitivitätsanalyse betreffend Verschiebungsenergie

Ab 20 % Verschiebungsenergie ist kaum noch eine Verbesserung der Kennwerte in beiden Ladestrategien möglich, zumal aus Mobilitätssicht immer mehr die garantierte Anfangsreichweite am Morgen abnehmen würde. Die Zusammenhänge sind für beide Steuerkonzepte in Abbildung 43 bei einem Bilanzierungsverhältnis von 1 dargestellt. Bei PV-Synchron-Laden sind bei 20 % Verschiebungsenergie 70 % Deckungsgrad erzielbar, bei PV-Offset-Laden sind es 46 %. Es ist erkennbar, dass eine Variation zwischen 80 und 100 % des Akkustandes als Startwert am nächsten Tag durchwegs Verbesserungen zu erzielen sind. Im Anhang 11.1 ist für vertiefende Betrachtung die Variation über dem Bilanzierungsverhältnis für zwei unterschiedliche Werte der Verschiebungsenergie dargestellt. Falls beispielsweise Entfernungen des darauffolgenden Tages bekannt sind, könnte die Verschiebungsenergie auch von Tag zu Tag variabel entsprechend den Bedürfnissen gesetzt werden.

5.6.1.3 Variation des Photovoltaik-Standorts

Während energetisch davon gesprochen werden kann, dass die PV-Erzeugung dem Ladebedarf in Summe entspricht, kann in der Leistungsbetrachtung die vollständige Deckung des Bedarfs nicht gleichzeitig zum PV-Dargebot erfolgen. Zusätzlich spielt die Standortverteilung der Photovoltaikerzeugung eine wichtige Rolle. Aufgrund unserer Rahmenbedingung, dass eine örtliche Kopplung der Erzeugung und des Ladebedarfs vorliegen muss, zeigt sich bei Variation des Standort-Verhältnisses ein interessanter Zusammenhang. Ist entweder Zuhause oder Arbeitsplatz mit der erneuerbaren Anlage ausgestattet, können nur deutlich geringere Werte für Deckungsgrad und Integrationsgrad erzielt werden als wenn eine Kombination beider Standorte für PV-Erzeugung und Laden

herangezogen wird (Abbildung 44). Überraschend ist, dass ein PV-Ausbau rein am Arbeitsplatz nicht signifikant bessere Werte liefert als nur der Standort Zuhause. Dies liegt wiederum mit den Verkehrsstatistiken verglichen an der teilweise frühen Rückkehrrate der Fahrzeuge nach Hause, sodass auch dort Sonnenstunden ins Gewicht fallen.

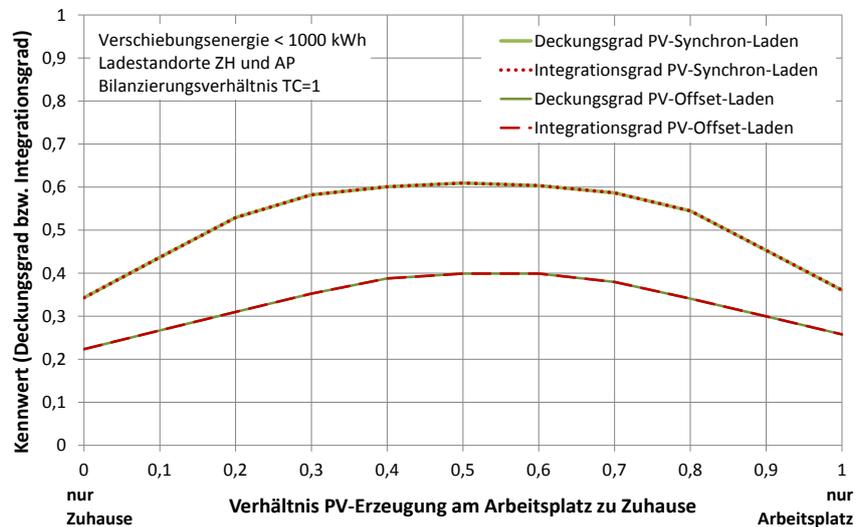


Abbildung 44: Sensitivitätsanalyse betreffend den Standort der PV-Erzeugung

5.6.1.4 Variation des Photovoltaik-Standorts und des Bilanzierungsverhältnisses

Anhand des PV-Synchronladens soll die Kombination der Sensitivitätsanalyse zweier Parameter gezeigt werden – PV-Standort und Bilanzierungsverhältnis. Die Ausgangssituation bei Total Coverage = 1 ist aus Abbildung 44 bekannt (blaue Linie in Abbildung 45). Wird nun das Bilanzierungsverhältnis geändert, wandern die beiden Kurven des Deckungs- und Integrationsgrads auseinander. Beispielsweise führt ein geringerer Ausbaustand der PV-Erzeugung (TC=0,5) zu hohem Integrationsgrad (grüne Linie) und abgeminderter Deckungsrate, da nur ein kleinerer Anteil des Ladebedarfs direkt erfüllt werden kann. Abbildung 45 zeigt weiters den Vorteil der kombinierten Standorte, die bessere Kennwerte liefern als nur ein Standort alleine.

Bei höherem Bilanzierungsverhältnis als 1 verhalten sich die Kennlinien umgekehrt zum eben beschriebenen Sachverhalt.

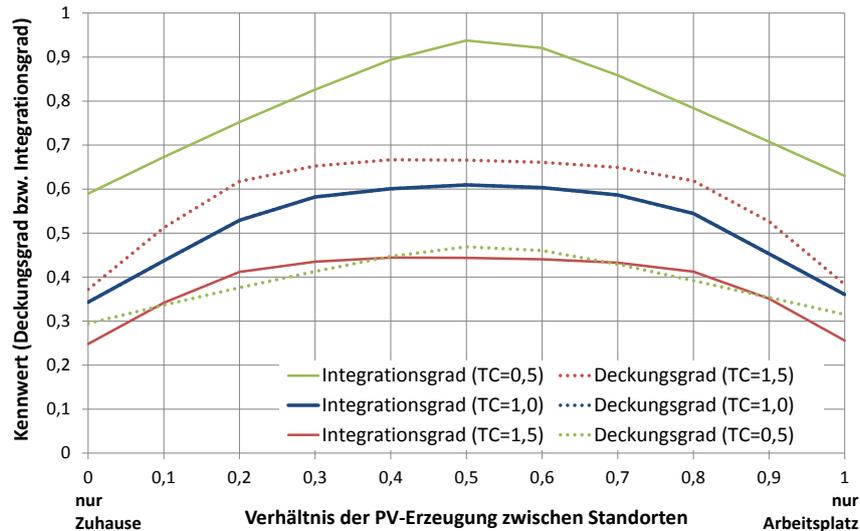


Abbildung 45: Sensitivitätsanalyse betreffend den PV-Standort und das Bilanzierungsverhältnis

5.6.1.5 Variation des Schwellwerts der Netzeinspeisung bei PV-Offset-Laden

Bei der Ladestrategie des PV-Offset-Ladens lässt sich der Schwellwert variieren, bis zu dem die PV-Erzeugung direkt ins Netz geliefert werden soll. Dargestellt sind in Abbildung 46 diesmal die Komponenten der PV-Erzeugung:

- die Netzeinspeisung,
- der direkte Ladeanteil und
- die Vergeudung der PV-Erzeugung.

Besonderes Augenmerk sei auf die orange-gefärbten Linien der Vergeudung gelegt, die drei Fälle (0 kW, 200 kW und 500kW-Schwelle) unterscheidet. Je höher man die PV-Offset-Schwelle setzt, desto geringer wird die Vergeudung. In ähnlichem Zusammenhang ist auch die Verschiebungsenergie zu sehen (nicht abgebildet). Je höher die Verschiebungsenergie, desto mehr kann an einem sonnigen Tag genutzt werden und desto geringer ist der Vergeudungsanteil der PV. So kann beispielsweise bei 200 kW-Schwelle die Vergeudung von 9 % ausgehend weiter gesenkt werden.

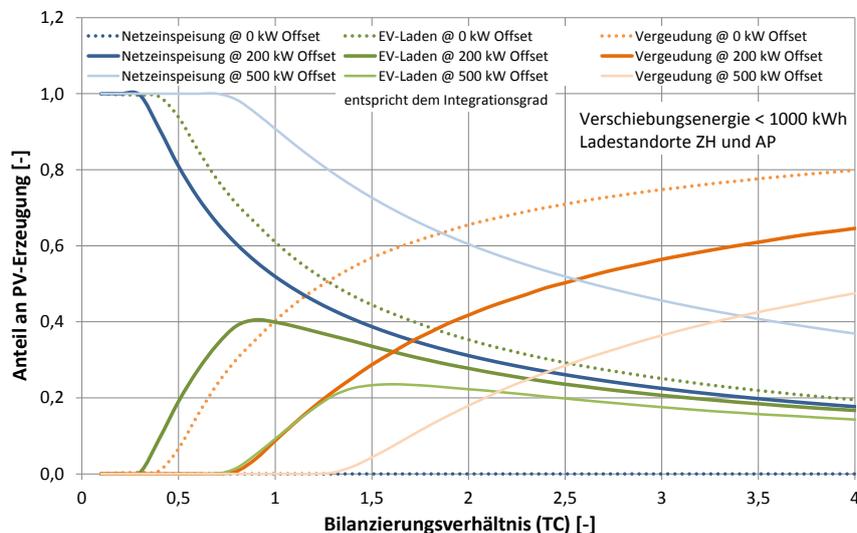


Abbildung 46: Sensitivitätsanalyse betreffend den Standort der PV-Erzeugung

5.7 Zusammenfassung

- Zahlreiche Varianten betreffend die Kopplung von Erzeugung und Verbrauch mit zunehmendem Detaillierungsgrad stehen zur Auswahl. Zwei Steuerungsverfahren werden für erzeugungsorientiertes Laden mit direkter PV-Nutzung abgeleitet, die jede für sich ihre Vorzüge hat. PV-Synchron-Laden erreicht sehr gute und hohe Werte für Deckungs- und Integrationsgrad. PV-Offset-Laden erreicht gute Kennwerte, aber zusätzlich auch eine Maximalbeschränkung der Netzeinspeisung, um Überlastungen verhindern zu können.
- Ladesteuerung zur direkten Nutzung erneuerbarer Energien erscheint sinnvoll und liefert sehr gute Werte (bis zu 72 % für SC und DU bei einem Bilanzierungsverhältnis von 1), wenn beide Hauptstandorte „Zuhause“ und „Arbeitsplatz“ für die PV-Erzeugung und für das Laden der Elektrofahrzeuge genutzt werden. Eine Erhöhung des Bilanzierungsverhältnisses verbessert den Deckungsgrad, reduziert aber den Integrationsgrad.
- Die Höhe der Verschiebungsenergie ist wesentlich für die Kennwerte des Deckungsgrads und der direkten Nutzung. Ein Bereich von 10 bis 20 % der Batteriekapazität, der für das Laden am Folgetag durch Photovoltaik vorgehalten wird, erscheint machbar und vernünftig.

6 Modell zur Optimierung der Ladestrategie zur PV-Nutzung

6.1 Einleitung

Für die Entwicklung optimierter Ladestrategien kann hier auf Arbeiten hinsichtlich der Ladestrategien unter direkter Nutzung von Photovoltaik aufgebaut werden. Folgende Analogien zur methodischen Vorgehensweise der Zeitreihenanalyse im vorhergehenden Abschnitt fließen in die Analyse in diesem Abschnitt ein:

- Analysezeitraum sechs Monate (22. Juni bis 21. Dezember), um die saisonale Entwicklung feststellen zu können.
- Bislang war eine prognosefreie Betrachtung im Tagesverlauf vorhanden: Die Algorithmen waren darauf ausgelegt, die aktuellen Werte nur auf zeitlich zurückliegende Daten aufzubauen und nicht vorauszublicken. Nun erfolgt eine Umstellung auf ein System, welches Prognosen für den kommenden Tag nutzt.
- Die Ergebnisse betreffend das Bilanzierungsverhältnis (Total Coverage), den Deckungsgrad (Self Coverage) und den Integrationsgrad (Direct Use) konnten durch Sensitivitätsanalysen (Variation mehrerer Parameter) verifiziert und vielseitig ausgewertet werden. Dabei wurden u.a. folgende Parameter variiert:
 - Total Coverage
 - Verschiebungsenergie (von Nacht zum Tag)
 - Standortverteilung der installierten Energieerzeugung (Photovoltaik)

Im Folgenden wird nur die Total Coverage in einem Intervall verändert.

Sensitivitätsanalysen variieren die Parameter im relevanten Intervall und bringen zumeist Maxima und Minima der jeweiligen Analyse hervor. Hier soll jedoch ein Schritt weiter gegangen werden und mittels eines Optimierungsansatzes ein im Tagesverlauf bestmöglicher Fall zur Erfüllung der Ziele gefunden werden, der wiederum bei unterschiedlichen Parameterwerten ausgewertet wird.

In diesem Fall wird von einem **prognosebehafteten Modell** ausgegangen, sodass die Daten der Erzeugung und des Fahrprofils des aktuellen Tages im Vorhinein hinreichend bekannt sind. Einerseits ist dafür eine Prognose der erneuerbaren Erzeugung (Photovoltaik) erforderlich. Andererseits sollten die Daten der erwarteten Fahrtstrecken und Standorte bekannt sein.

Bei einer praktischen zukünftigen Anwendung müsste erzeugungsseitig eine Prognose der Einstrahlungswerte erarbeitet werden. Bzgl. vorausblickender Ladebedarfsbestimmung könnte man ebenfalls eine Prognosemethodik erarbeiten, vereinfacht eine historische Verteilung heranziehen oder durch Eingabetools beim Nutzer den nächsten Tag im Voraus abfragen. Die Fehler beider notwendiger Prognosen spielen für die Güte der Ergebnisse eine Rolle. Diese Prognoseeigenschaften detailliert zu erheben, könnte eine interessante Forschungsfrage für zukünftige Projekte sein. In dieser Arbeit beschränkt man sich in diesem Bereich auf die konzeptionelle Entwicklung der Optimierung. Die Prognoseerstellung wird nicht behandelt.

Durch vorhandene, historisch tatsächlich aufgetretene Daten einer PV-Anlage werden die Erzeugungswerte nachgestellt, in dem der Verlauf auf die erforderliche Energiemenge skaliert wurde. Dabei findet eine Halbjahresbetrachtung für die Berücksichtigung von saisonalen Effekten statt.

Verkehrsseitig wird die Stichtagserhebung aus Niederösterreich genutzt und ein Ladeprofil im Tagesverlauf erarbeitet und Saison und Wochentag unspezifisch für die Analyse eingesetzt. Dies liegt darin begründet, dass die Datenbasis eben nur für Werktage Aussagekraft besitzt und keine saisonalen Faktoren des Verkehrsverhaltens vorliegen, die pauschal eingearbeitet werden können. Es handelt sich dabei um konventionelle Fahrzeuge, deren Fahrprofile durch Fahrzeugsimulation in realisierbare elektrische Leistungsprofile umgewandelt wurden.

Die Daten werden aufgrund der Optimierungsgeschwindigkeit auf 15-Minuten-Basis ausgewertet. Für einen Vergleich auf Minutenbasis ist eine Umstellung technisch problemlos möglich, erfordert aber eben deutlich mehr Zeitaufwand in der Optimierung.

6.2 Methodische Vorgehensweise

Als Überblick des Zugangs zur Optimierung der Ladestrategien sei einleitend das Gesamtmodell mit Eingangsgrößen, Modell und Ergebnissen in Abbildung 47 dargestellt.

Die Eingangsgrößen sind wiederum durch das Verkehrsverhalten (Fahrprofil und Standprofil), die Ladeparameter der Batterie und des Ladesystems, sowie die Energieerzeugungsdaten festgelegt.

Steuerparameter sind vor allem das Bilanzierungsverhältnis (Total Coverage), die Verschiebungsenergie von Nacht zum darauffolgenden Tag.

Als Ergebnisse stehen bei der Optimierung wiederum die Kennwerte (Deckungsgrad, Integrationsgrad) im Vordergrund. Charakteristische Verläufe sind aufgrund der Steuerung primär nicht zu erwarten, da tagsüber das Laden sich an das fluktuierende Dargebot ausrichtet und das nächtliche Laden in einem vorgegebenen Zeitintervall erlaubt ist.⁵⁴

Das Optimierungsmodell an sich (blaues Kästchen in Abbildung 47) soll nun im Detail beschrieben werden. Die Anforderungen und Vorschriften an die Optimierung sind folgend gestaltet:

- Die erneuerbare Erzeugung aus Photovoltaik soll maximal genutzt werden
- Das Nachtladen (entspricht einem Laden mit Netzbezug) soll nur im geringsten Ausmaß stattfinden, um am nächsten Morgen einen garantierten Anteil an Energieinhalt im Speicher verfügbar zu haben.
- Ein Mindestmaß des Akkustands muss zu jedem Zeitpunkt garantiert werden, damit das Fahrzeug alle Wege erfüllen kann.⁵⁵

⁵⁴ Dennoch ist eine Erstellung eines mittleren resultierenden Profils mit Ladesteuerung möglich. Diese Arbeiten wurden im Projekt nicht durchgeführt.

⁵⁵ Fahrprofile, die dies schon im ungesteuerten Zustand bei „Laden nur Zuhause“ nicht zulassen, werden schon vorab aussortiert.

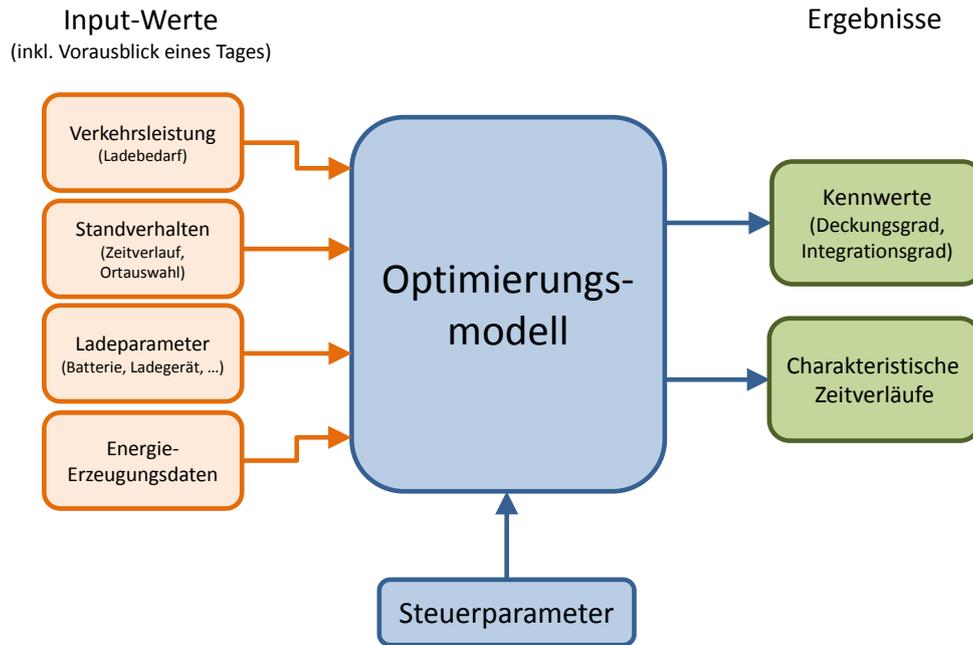


Abbildung 47: Gesamtmodell für Optimierungsmodell

Um diese Rahmenbedingungen erfüllen zu können, werden im Betrachtungszeitraum eines halben Jahres tageweise die Optimierungen durchgeführt. Dies entspricht auch dem Zyklus des Batterieladens, welcher ebenfalls im 24-Stunden-Raster einen abgeschlossenen Prozess im Regelfall beschreibt.

Grundsätzlich wäre eine geschlossene Optimierung sinnvoll, wodurch die Optimierung die bestgeeigneten Parameter als Ergebnis über den gesamten Betrachtungszeitraum eines Halbjahres liefert. Aufgrund der Komplexität und der einzelnen Betrachtung der Parameter, werden nur Teile durch die Optimierung abgedeckt (Einzeltag), die in die Simulation aller 183 Tage einfließen.

Die Optimierung baut ursprünglich darauf auf, die Leistungswerte im jeweiligen Zeitschritt zu dimensionieren. Stellt eben die elektrische Leistung die Zielgröße dar, kann diese zwischen den jeweiligen Zeitschritten nicht unterschiedlich gewichtet werden. Eine Ersatzgröße wäre dazu sinnvoll, beispielsweise „Kosten“ oder „finanzieller Ertrag“. So könnte die Leistung für die Nachladung aus dem Netz, die minimiert werden sollte, eine niedrigere Priorität erhalten als jene, die direkt von der PV-Anlage geliefert wird.

Eine andere Möglichkeit ist es, den Zeitbereich aufzuteilen und in getrennte Optimierungsbereiche zu unterscheiden, sodass die Prioritäten separat zum Ausdruck gebracht werden können. Dies stellt zwar keine besonders attraktive Lösung dar, bekommt aber in dieser Arbeit den Vorzug, weil somit der Fokus auf Ladeleistungen (ohne Umweg über die Größe „Geld“) beibehalten werden kann.

In Abbildung 48 wird die zeitliche Abfolge der Tagessegmente verdeutlicht. Zwischen 5:00 und 22:00 Uhr befindet man sich im PV-Maximierungssegment, von 22:00 bis 5:00 Uhr im Nachladesegment. Im Prinzip ist für das Nachladen nur eine integrale Bedingung zu erfüllen, nämlich den Ladestand auf einen Zielwert (z.B. 0,9 der Batteriekapazität)

zurückzuführen. Es wäre somit keine Optimierung für diesen Abschnitt zwingend erforderlich, wobei die Optimierung eine komfortable Lösung darstellt und praktisch durchgeführt wurde.⁵⁶

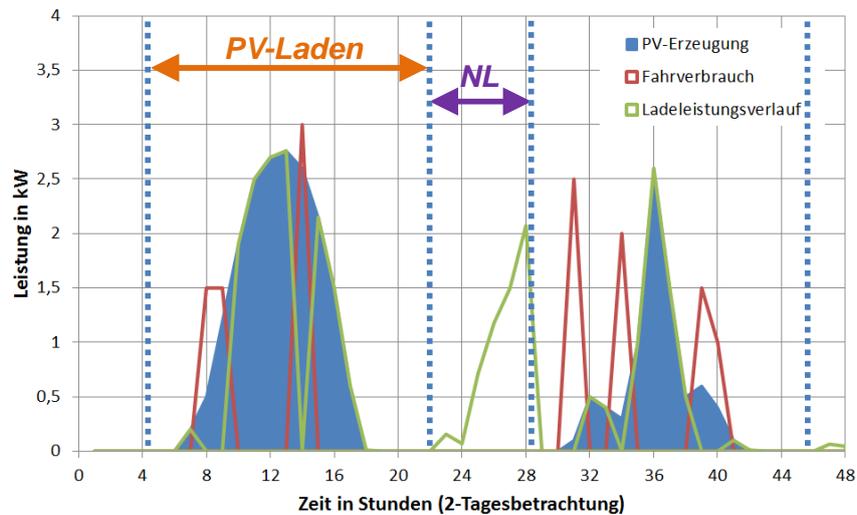


Abbildung 48: Zeitverlauf über 48 Stunden zur Verdeutlichung der Optimierungssegmente

Wie bereits erwähnt erfolgt die Optimierung deswegen in zwei Schritten (17 und 7 Stunden). Anschließend erfolgt ein Übergang auf die nächsten 24 Stunden. Dieser Ablauf wird entsprechend des gesamten Betrachtungszeitraums durchgeführt und eine Auswertung angehängt. Abbildung 49 erläutert den Ablauf innerhalb des Optimierungssegments.

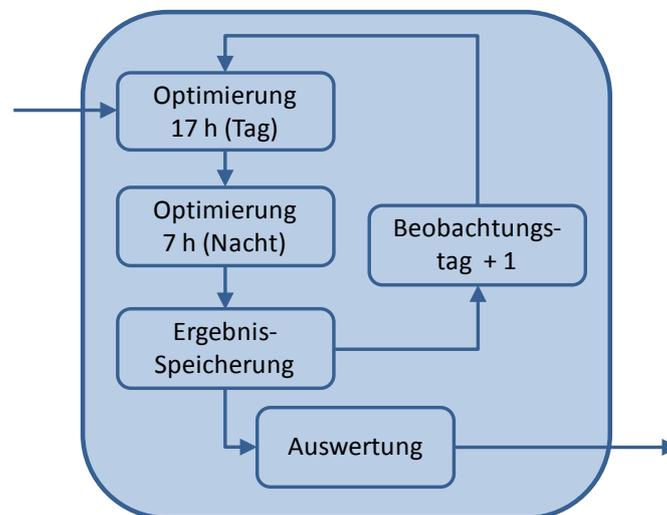


Abbildung 49: Abläufe im Optimierungsmodell

⁵⁶ Vor allem, wenn in der Nachtladezeit eine Fahrt zurückgelegt wird, lässt sich die Situation durch die Nebenbedingungen korrekt und einfach abbilden. Mehr dazu bei der mathematischen Beschreibung.

6.3 Mathematische Beschreibung der linearen Optimierung

Analog zu Zeitreihenanalyse im Abschnitt 5, werden auch bei der Optimierung betreffend PV-Ladesteuerung die Kennwerte Deckungsgrad und Integrationsgrad analysiert. Für deren Erklärung kann auf Abschnitt 5.4 verwiesen werden, sodass hier unmittelbar mit der Beschreibung des Optimierungsansatzes begonnen werden kann.

6.3.1 Gleichungen der Optimierung

Für die Optimierung wurde nach einem möglichst einfachen Gleichungssystem gesucht, welches die Rahmenbedingungen korrekt abbilden kann. Hierfür wurde aufgrund der Erwartung, dass nur lineare Gleichungen und Ungleichungen auftreten, die lineare Optimierung ausgewählt. Für die Umsetzung der Optimierung sind Zielfunktion und Nebenbedingungen erforderlich. In der allgemeinen Form sind die Zielfunktion in Gleichung (9) und das Set an Nebenbedingungen in Gl. (10) angeführt. [36]

$$\min f(x) \quad (9)$$

$$A \cdot x \leq b \quad (10)$$

A ... Koeffizientenmatrix der Ungleichheitsbedingungen

x ... Lösungsvektor

b ... Ungleichheitsvektor

Da es sich in dieser Anwendung um eine Maximierungsaufgabe handelt (den größtmöglichen Teil mit Photovoltaik zu laden), ist eine Abwandlung der Gleichung (9) zu $\min -f(x)$ erforderlich. In MATLAB selbst ist die Umsetzung einer linearen Optimierung einfach zu realisieren, indem die Funktion `linprog` wie in Gleichung (11) aufgerufen wird.

$$[x, fval, exitflag, output, lambda] = \text{linprog}(-f, A, b, A_{eq}, b_{eq}, lb, ub); \quad (11)$$

Es liegen in diesem Fall keine Gleichheitsbedingungen vor, weshalb auf die Matrizen A_{eq} und b_{eq} verzichtet werden kann.⁵⁷ Durch lb und ub werden die Grenzen (lower and upper bound) für den Lösungsvektor x festgelegt. Die Größe $fval$ liefert den Funktionswert bei ermitteltem Optimum.

6.3.2 Einfacher Optimierungsansatz

Im einfachen Ansatz kann die Zielfunktion wie folgt dargestellt werden.⁵⁸ Gleichung (12) weist die einzelnen Terme aus, die je einen Zeitschritt repräsentieren. Bei einer 18-Stundenbetrachtung im Stundenintervall sind 18 Terme (im Viertelstundenintervall deshalb 72 Terme) vorhanden. Die Größe x_i gibt dabei den Lösungsvektor im Bereich von 0 ... 1 aus. Die

⁵⁷ Im MATLAB-Code sind anstelle „[]“ zu setzen. Die Nebenergebnisse `exitflag`, `output`, `lambda` sind für die durchgeführten Analysen nicht relevant.

⁵⁸ Später wird auch ein umfangreicheres Modell mit Einhaltung von Mindestwerten des Akkustands gezeigt.

Werte c_i stehen für die Energiekoeffizienten, die sich aufgrund der zur Verfügung stehenden Photovoltaikleistung im Produkt mit dem Zeitschritt Δt ergeben. Darüber hinaus sind diese Koeffizienten mit der maximalen Ladeleistung (multipliziert mit Δt) beschränkt.

$$f = c_1 \cdot x_1 + c_2 \cdot x_2 + c_3 \cdot x_3 + \dots + c_n \cdot x_n \quad (12)$$

$$c_i \leq P_{max} \cdot \Delta t \quad (13)$$

$$c_i = \begin{cases} P_{PVi} \cdot \Delta t \cdot gc_i & \text{wenn } P_{PVi} \leq P_{max} \\ P_{max} \cdot \Delta t \cdot gc_i & \text{wenn } P_{PVi} > P_{max} \end{cases} \quad (14)$$

$$P_{max} = 3,5 \text{ kW} \quad \text{wenn PVLaden}$$

$$\Delta t = \begin{cases} 1 & \text{Stundenintervall} \\ 0,25 & \text{Viertelstundenintervall} \\ \frac{1}{60} & \text{Minutenintervall} \end{cases}$$

$$gc_i = \begin{cases} 1 & \text{wenn Fahrzeug netzgekoppelt} \\ 0 & \text{wenn Fahrzeug nicht netzgekoppelt} \end{cases}$$

Die Nebenbedingungen sind in einem Gleichungs-Set mit einer Dreiecksmatrix organisiert. Jeder Zeitschritt hat eine Nebenbedingung zu erfüllen: **Die geladene Energie bis zum Zeitintervall i muss kleiner sein als die Differenz der Batteriekapazität zum Startbatteriestand zuzüglich der bis dahin beim Fahren verbrauchten Energie.** Tagsüber steht nur die jeweilige Photovoltaikleistung P_{PVi} zum Laden zur Verfügung. Die Koeffizienten setzen sich entsprechend Gleichung (16) aus Ladeleistung, Wirkungsgrad η , Zeitschritt Δt und Netzkopplung gc zusammen.

$$\begin{array}{rcl} a_1 \cdot x_1 & \leq & b_1 \\ a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 & \leq & b_2 \\ a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 + a_3 \cdot x_3 & \leq & b_3 \\ \vdots & & \vdots \\ a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 + a_3 \cdot x_3 + \dots + a_n \cdot x_n & \leq & b_n \end{array} \quad (15)$$

$$a_i = \begin{cases} P_{PVi} \cdot \eta \cdot \Delta t \cdot gc_i & \text{wenn } P_{PVi} \leq P_{max} \\ P_{max} \cdot \eta \cdot \Delta t \cdot gc_i & \text{wenn } P_{PVi} > P_{max} \end{cases} \quad (16)$$

$$b_i = \text{Batteriegrösse} - \text{Startwert} + \text{kumulierte Fahrleistung}_i \quad (17)$$

$$b_i = E_{Batt} - E_0 + E_{kum}$$

$$b_i \geq 0 \quad (18)$$

$$E_{kum} = \sum_{j=1}^i P_{Fahrt_j} \cdot \Delta t \quad (19)$$

Der Lösungsvektor x erfordert ebenfalls für jeden Zeitschritt eine Limitierung seiner erlaubten Bereiche. Da er das Ausmaß der PV-Leistung skalieren soll, ist er zwischen 0 und 1 eingeschränkt. Wenn das Fahrzeug fährt oder an einem Ort abgestellt ist, an dem keine Ladeinfrastruktur vorhanden ist, ist der Vektor 0 gesetzt.

$$lb \leq x_i \leq ub \quad (20)$$

$$\begin{aligned} lb &= 0 && \text{während des Fahrens und wenn} \\ &&& \text{abgestellt und keine Ladeinfrastruktur vorhanden} \\ ub &= 1 && \text{wenn Laden erlaubt (abgestellt und Ladeinfrastruktur)} \end{aligned}$$

Analog zum tagsüber stattfindenden PV-Laden sind die Gleichungen für das zweite Zeitelement, das Nachladen, anzusetzen. Der Unterschied besteht in der Anzahl der Zeitschritte (7 statt 17 Stunden) und die Anforderung, dass am Ende der Periode ein Zielwert des Akkustands erreicht werden soll (z.B. 80% SOC). Dieser Wert ist einstellbar, wie auch die erlaubte Ladeleistung in der Nacht. Die Gleichungen sind aufgrund der Ähnlichkeit zum PV-Laden hier nicht angeführt und bei Interesse im Anhang 11.2 nachzuschlagen.

6.3.3 Optimierungsansatz mit Mindestwerteinhaltung

Der umfangreiche Algorithmus umfasst neben den Kernaufgaben der Optimierung und der Einhaltung der grundlegenden Rahmenbedingungen auch eine Nachbildung einer weiteren Nebenbedingung. Es wird in diesem Zugang ein Mindestwert des Batteriestands zu jedem Zeitpunkt der Optimierung eingehalten. Prinzipiell lässt sich der Algorithmus für Einzelfahrzeuge wie auch Fahrzeugkollektive erstellen, wobei eine Mindestwerteinhaltung nur bei Einzelfahrzeugen realitätsnahe ist.

Gleichungen (9), (10) und (11) bleiben von der Systematik her unverändert. Lediglich die dahinterstehenden Funktionen bekommen andere Inhalte. So ergibt sich die neue Zielfunktion gemäß Gleichung (21). Sie enthält eine zweite Serie an Termen, die den Mindestladestand zu jedem Zeitpunkt durch Energiebezug aus dem elektrischen Netz einhält. Die Indizes entsprechen von 1 bis n den Zeitschritten und wiederholen sich für die zusätzliche Nebenbedingung von $(n + 1)$ bis $2n$.

$$f = c_1 \cdot x_1 + c_2 \cdot x_2 + c_3 \cdot x_3 + \dots + c_n \cdot x_n - (c_{n+1} \cdot x_{n+1} + \dots + c_{2n} \cdot x_{2n}) \quad (21)$$

$$c_i = \begin{cases} P_{PV_i} \cdot \Delta t \cdot gc_i & \text{wenn } P_{PV_i} \leq P_{max} \text{ und } i \leq n \\ P_{max} \cdot \Delta t \cdot gc_i & \text{wenn } P_{PV_i} > P_{max} \text{ und } i \leq n \\ P_{grid_d} \cdot \Delta t \cdot gc_i & \text{wenn } n < i \leq 2n \end{cases} \quad (22)$$

$$\begin{aligned} P_{max} &= 3,5 \text{ kW} && \text{wenn PVLaden} \\ P_{grid_d} &= 2 \text{ kW} && \text{fuer Mindestwerteinhaltung (Wertannahme)} \end{aligned}$$

$$\Delta t = \begin{cases} 1 & \text{Stundenintervall} \\ 0,25 & \text{Viertelstundenintervall} \\ \frac{1}{60} & \text{Minutenintervall} \end{cases}$$

$$g_{c_i} = \begin{cases} 1 & \text{wenn Fahrzeug netzgekoppelt} \\ 0 & \text{wenn Fahrzeug nicht netzgekoppelt} \end{cases}$$

Die Nebenbedingungen sind nun in mehreren Dreiecksmatrizen organisiert, wie in Abbildung 50 entsprechend der Form $A \cdot x \leq b$ dargestellt. Jeder Zeitschritt entspricht einer Zeile und erfüllt einerseits die PV-Vorgabe sowie andererseits die SOC-Mindeststand-Bedingung.

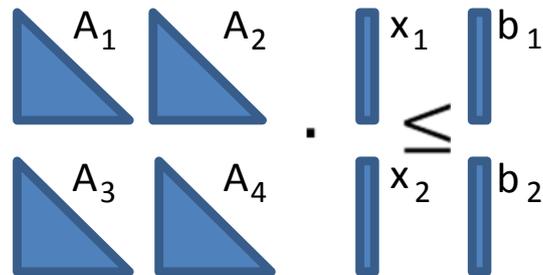


Abbildung 50: Aufbau der Ungleichheitsbedingungen im Ansatz mit Mindestwerteinhaltung

Die Koeffizientenmatrix A besteht aus vier unteren Dreiecksmatrizen. A_1 und A_3 beschreiben dabei die Zusammenhänge der PV-Vorgabe (wie bereits in Gleichung (15) ersichtlich); A_2 und A_4 ergänzen die Terme für die Einhaltung des Mindestwerts des Speicherstands. Der Lösungsvektor x wie auch der Ungleichheitsvektor b sind wiederum einspaltig. Während sich die Elemente von b_1 konform zu Gleichung (17) ergeben, errechnen sich jene für b_2 aus Gleichung (23).

$$b_i = \text{Startwert} - \text{kumulierte Fahrleistung}_i - \text{Mindestwert} \quad (23)$$

$$b_i = E_0 - E_{kum} - E_{Batt.Minimum}$$

Die Grenzen lb und ub für den Lösungsvektor x verhalten sich analog zum einfachen Optimierungsansatz. Die Umsetzung der Rechenvorschriften im Programmcode in MATLAB sowie die Entstehung der Gleichung (23) sind im Anhang 11.3 dargestellt.

6.4 Modellkonfiguration für Optimierung

Die Kopplung von Erzeugung und Verbrauch kann in unterschiedlichem Ausmaß erfolgen. Eine Aufstellung möglicher Varianten ist im Abschnitt 5.2 ersichtlich. Im Gegensatz zur Zeitreihenanalyse in Abschnitt 5.5, wird die Optimierung vereinfacht mit einer zeitlichen Kopplung von Erzeugung und Verbrauch durchgeführt (entsprechend Variante 3). Hierbei wird wiederum die verfügbare PV-Erzeugung zum Laden verwendet, wenn diese vorhanden ist. Ansonsten soll nur dann tagsüber geladen werden, wenn ein Mindestwert des Akkustands unterschritten wird. Der Standort von Erzeugung und Verbrauch ist in dieser Analyse nicht berücksichtigt.

Ausgangspunkt stellt wiederum ein konfiguriertes System mit dem Bilanzierungsverhältnis von $TC=1$ dar. Als Modellanordnung kann folgend dargestelltes System (Abbildung 51)

dienen, wenn auch die räumliche Kopplung nicht gegeben ist.⁵⁹ Die Skalierung der PV-Anlage erfolgt wiederum primär entsprechend des Energiebedarfs der Elektromobilität, um im jeweiligen Betrachtungszeitraum die gleiche Energiemenge bereitzustellen wie für das Laden benötigt. Der konventionelle Verbrauch (Haushalte, etc.) wird nicht einbezogen, um die Zusammenhänge der Kennwerte direkt betreffend Elektromobilität ableiten zu können.

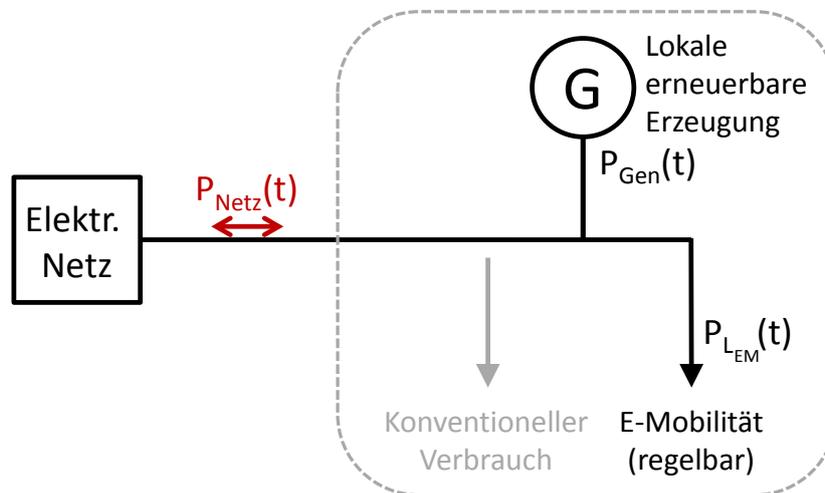


Abbildung 51: Systemanordnung für Optimierungsbetrachtung

Erzeugungseitig stehen auch hier gemessene PV-Einspeisedaten aus NÖ, Standort Zwentendorf (EVN) zur Verfügung. Diese 10-Sekunden-Messdaten wurden zu Minutenwerten gemittelt und in den Analysen eingesetzt. Um eine Verkürzung der Optimierungszeit sowie weitere Vergleichmäßigungseffekte zu erzielen, die einer räumlichen Verteilung im lokalen Siedlungsgebiet entsprechen könnten, wurden die Daten auf 15-Minuten-Werte für die Ladesteuerung- und Optimierungsuntersuchungen gemittelt.

Für den Ladebedarf werden mehrere Fälle untersucht, die im folgenden Abschnitt dargestellt werden. Neben den statistischen Daten aus Niederösterreich (Verkehrsbüro Herry Consult) werden die Daten der GPS-Langzeiterhebung aus dem Projekt Smart Electric Mobility eingesetzt. In den betrachteten Fällen wurde im Allgemeinen das Laden bei allen Standortkategorien ermöglicht.

6.5 Fallunterscheidungen und Optimierungsergebnisse

Für die Optimierung wurden verbrauchsseitig mehrere Fälle herangezogen, um neben den Kennwertberechnungen auch die Unterschiede bzgl. Einzelfahrzeugaufbereitung und Summenprofil genauer zu erörtern:

⁵⁹ Eine räumliche Kopplung von Erzeugung und Verbrauch könnte man dadurch realisieren, dass die Terme in der Zielfunktion und Nebenbedingungsmatrix wieder verdoppelt werden und je ein Doppelgespann für jeden der beiden Standorte Zuhause und Arbeitsplatz verwendet wird. Dieses Konzept wird hier aufgrund des Umfangs nicht dargestellt bzw. nicht durchgeführt.

- Fall 1: Optimierungsalgorithmus mit einem Einzelfahrzeug und dem realen Fahrprofil über 20 Tage der GPS-Erhebung. Dies ermöglicht wiederum eine exakte Betrachtung über die Zeitspanne dieser 20 Tage.⁶⁰
- Fall 2: Optimierung mit dem gleichen Einzelfahrzeug, jedoch unter Anwendung eines mittleren 20-Tage-Profiles für die Fahrdaten, wodurch die Bindung an die 20 Tage nicht mehr gegeben ist und der Betrachtungszeitraum auf das Halbjahr (183 Tage) ausgedehnt werden kann.
- Fall 3: Optimierung mit dem Datenstamm der statistischen Verkehrserhebung NÖ (Herry Consult). Hierfür wird ebenfalls das Summenprofil herangezogen und im Verlauf des gesamten Beobachtungszeitraums der 183 Tage analysiert.

6.5.1 Fall 1: Einzelfahrzeugbetrachtung mit realem Fahrprofil

In diesem Szenario sind im Zeitverlauf die Schwankungseffekte des Lade- und Entladespiels der Batterien deutlich (und realitätsnahe) zu erkennen (Abbildung 52). An den meisten Tagen werden geringe Entfernungen zurückgelegt, sodass der Akkustand bei einem hohen Wert verbleibt und wiederum in den geparkten Standphasen durch Photovoltaik (und fallweise in der Nacht) geladen wird. An manchen Tagen tritt jedoch der Fall ein, dass größere Distanzen am Stück oder in der Wegkette zurückgelegt werden, dass der Energieinhalt der Fahrzeugbatterie sehr gering wird. Die Optimierung verhindert durch die Nebenbedingungen, sofern im Zeitverlauf auch möglich, ein Unterschreiten des Mindestwertes.⁶¹

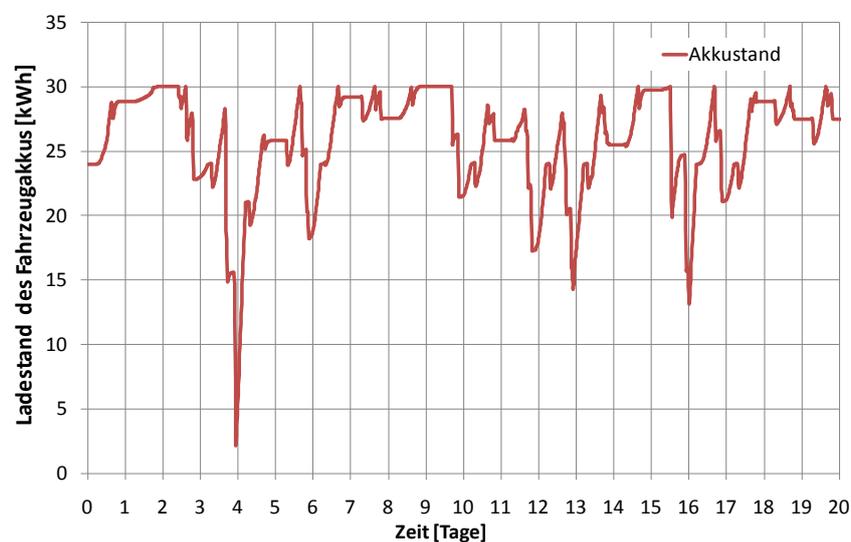


Abbildung 52: Zeitverlauf des Ladestands des Fahrzeugakkus (Beispiel reales Fahrprofil eines Einzelfahrzeugs über 20 Tage)

⁶⁰ Die Langzeitbetrachtung über ein halbes Jahr ist nur durch Wiederholung oder eine längere Datenreihe möglich, die jedoch nicht vorliegt.

⁶¹ In diesem Beispielfahrzeug war es erforderlich die Akkukapazität auf 30 kWh anzuheben um das konkrete Fahrprofil vollständig elektrisch zu gewährleisten.

Die Berechnung der Kennwerte des Deckungsgrads und Integrationsgrads und Variation über das Bilanzierungsverhältnis führt zu den in Abbildung 53 dargestellten Ergebnissen.

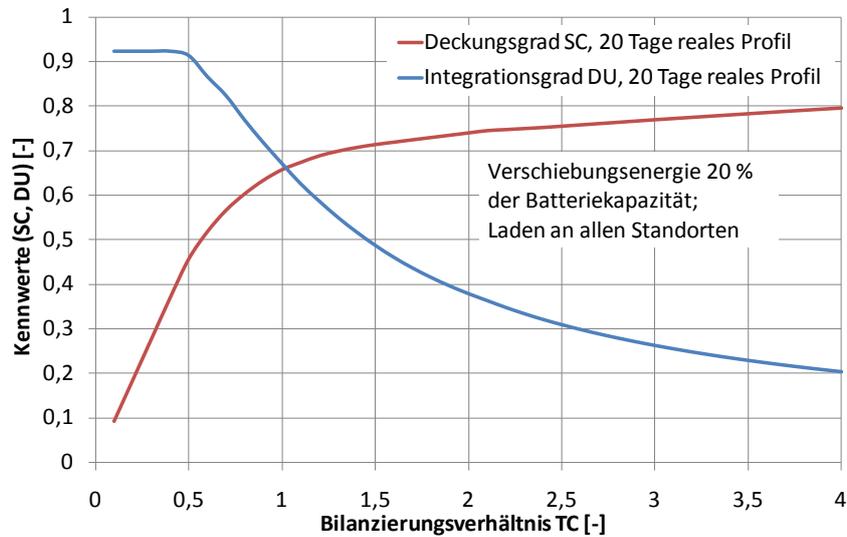
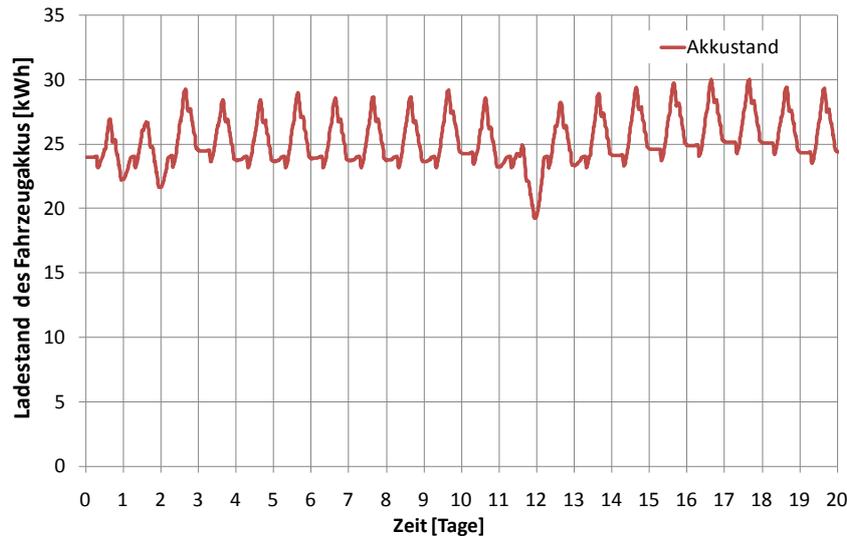


Abbildung 53: Kennwerte bei Variation des Bilanzierungsverhältnisses (Optimierung mit realem Fahrprofil über 20 Tage, Datengrundlage: GPS-Erhebung)

Erkennbar sind große Parallelitäten zu den Ergebnissen der Zeitreihenanalyse im Projekt Smart Electric Mobility. Unterschiedlich ist einerseits, dass bei geringem Bilanzierungsverhältnis der Integrationsgrad nicht mehr den Wert 1 erreicht, da in manchen Zeiten des Photovoltaikdargebots, die Fahrzeuge unterwegs sind oder im abgestellten Zustand nicht zum Laden bereit sind (Akku bereits voll). Aufgrund der Tatsache, dass diese Analyse nur für 20 (sonnenreiche) Tage im Sommer durchgeführt wurde, ergeben sich die hohen Werte für beide Kenngrößen.

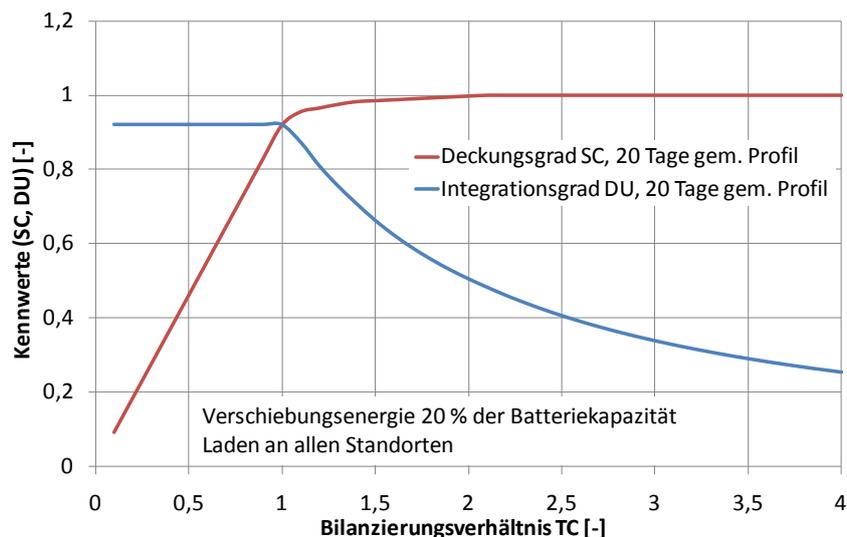
6.5.2 Fall2: Einzelfahrzeugbetrachtung mit gemitteltem 20-Tage-Profil

Betrachtet man nun die Situation mittels realer PV-Daten und einem *gemittelten* Verbrauchsprofil, so ist erkennbar, dass die realen Schwankungen des Ladens und Entladens nicht mehr exakt nachgebildet werden können. Der Vorteil besteht aber in der Flexibilität in der Wahl des Beobachtungszeitraums.



**Abbildung 54: Zeitverlauf des Ladestands des Fahrzeugakkus
(Beispiel: gemittelttes Fahrprofil von 20 Tagen eines Einzelfahrzeugs)**

Wird nun mit dem gemittelten Profil nur eine sonnenreiche Periode von 20 Tagen im Optimierungsalgorithmus durchlaufen, ergibt sich Abbildung 55. Mittlere Verbräuche wirken sich derart aus, dass die Kennwerte des Deckungs- und Integrationsgrads für diese kurze Beobachtungsspanne sehr hoch ausfallen. Wird hingegen die Auswertung wieder auf 183 Tage erweitert, senken sich verständlicherweise wieder die Kennwerte bei allen Bilanzierungsverhältnissen, wie in Abbildung 56 dargestellt. Interessanterweise stellt sich ein annähernd gleiches Ergebnis im Vergleich zu Fall 1 mit realem Fahrprofil in Abbildung 53 ein, was die Einschätzung zu lässt, dass man gemittelte Profile für die erste Näherung für die Langzeitbetrachtung wie einem halben Jahr durchwegs heranziehen kann.⁶²



**Abbildung 55: Deckungs- und Integrationsgrad bei Variation des Bilanzierungsverhältnisses
(Optimierung mit gemitteltem Fahrprofil über 20 Tage, Datengrundlage: GPS-Erhebung)**

⁶² Real werden sich die Kennwerte vermutlich noch weiter unterhalb des ausgewiesenen Verlaufs ergeben. Die Nichtverfügbarkeit langer Datenreihen des Fahrprofils verhindert jedoch eine Evaluierung.

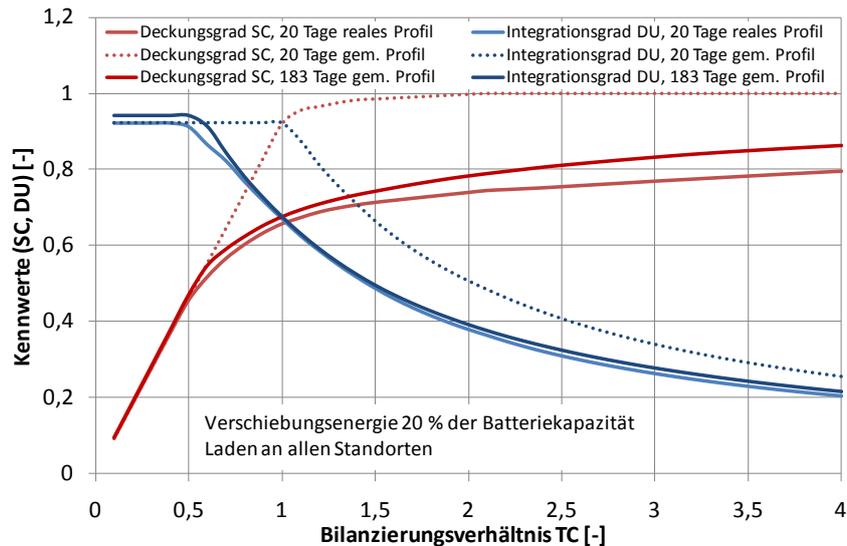


Abbildung 56: Deckungs- und Integrationsgrad bei Variation des Bilanzierungsverhältnisses (Optimierung für sämtliche Fälle, Datengrundlage: GPS-Erhebung)

6.5.3 Fall3: Summenbetrachtung mit NÖ-Verkehrsdatenstamm

Beim Datenmaterial aus Niederösterreich wurde analoges Vorgehen zu Fall 2 gewählt und ein gemittelttes Profil für den Fahrbedarf verwendet. Als Ergänzung zu vorhergehenden Analysen wurde hier eine Unterscheidung zwischen einer Optimierung mit

- einem Ladeprozess an allen Standorten bzw.
- einem Laden nur Zuhause und am Arbeitsplatz

vorgenommen. In Abschnitt 6.3.3 ist diese Unterscheidung durch eine veränderte Datenreihe für gc_i zu berücksichtigen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 57 ersichtlich und weisen in beschränktem Maße Abweichungen auf, da die zusätzlich zu den Standplätzen „Zuhause“ und „Arbeitsplatz“ auftretenden Parkvorgänge bekanntermaßen ein zeitlich geringes Ausmaß einnehmen.

Die Kennwerte des Deckungsgrads und des Integrationsgrads sind jedoch vergleichsweise zu den Ergebnissen mit den GPS-Datenreihen höher ausgefallen (Vergleich Abbildung 56 und Abbildung 57). Dies kann wiederum auf den Mittelungsprozess (für die Fahrprofilerstellung) zurückzuführen sein, oder aber auf höheres Optimierungspotenzial dieser Datenreihe.⁶³ Auch hier ist eine Evaluierung über lange Zeitspannen im Moment nicht möglich, da reale Datenreihen von Fahrprofilen im Jahres- oder Halbjahresintervall nicht vorliegen.

⁶³ Eventuell ist auch die Verfügbarkeit der Fahrzeuge dieser konkreten Datenreihe am elektrischen Netz höher.

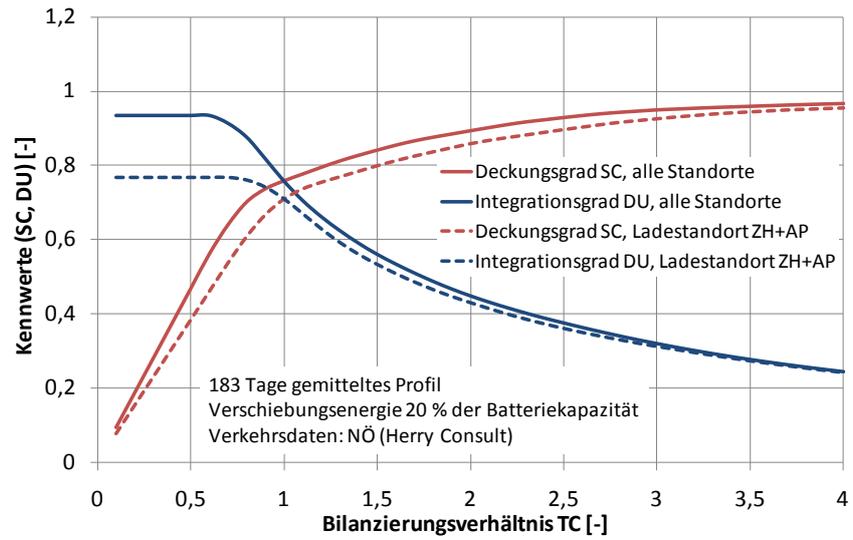


Abbildung 57: Deckungs- und Integrationsgrad bei Variation des Bilanzierungsverhältnisses (Optimierung mit Datenreihe „Niederösterreich Herry-Consult“ und Standortunterscheidung)

6.6 Weiterführende Überlegungen

Die Entwicklung von Optimierungsstrategien für den Ladebedarf von Elektrofahrzeugen unter direkter Nutzung erneuerbarer Energien steht noch am Anfang. Bislang konnten durch die Aspekte der Zeitreihenanalyse⁶⁴ und Optimierungsalgorithmen⁶⁵ erste Ergebnisse erarbeitet werden. Für die fortführenden Schritte, die über den Rahmen dieser Arbeit hinausgehen, können folgende Überlegungen vorgeschlagen werden:

- Aufarbeitung der Daten in Langzeitdatenreihen. Einerseits ist eine Erstellung von synthetisch zusammengesetzten Datenreihen mit verschiedenen Tagesprofilen denkbar, entspricht einer verbesserten Näherung, jedoch ebenfalls noch keiner exakten Nachbildung. Die Alternative sind tatsächliche Langzeiterhebungen über zumindest ein halbes Jahr für eine relativ hohe Anzahl an Fahrzeugen.
- Hinsichtlich der Optimierung könnte dahingehend eine Erweiterung vorgenommen werden, sodass die Prognosen hinsichtlich der
 - der Photovoltaik-Erzeugung und
 - des Ladebedarfs (Fahrtenprognose)
 des folgenden Tages berücksichtigt und dadurch die nächtliche Nachladung entsprechend den Erwartungen für den Folgetag angepasst werden. Konkret könnte am sich eine Vorgehensweise entsprechend Tabelle 9 vorstellen. Dies erfordert auch eine genaue Auseinandersetzung mit der Prognosegüte im Erzeugungs- und Verbrauchsbereich.

Tabelle 9: Berücksichtigung der Day-Ahead-Prognose für Ladeverhalten in der Nacht

	Wenig PV-Ertrag für Tag+1 prognostiziert	Viel PV-Ertrag für Tag+1 prognostiziert
Geringe Fahrdistanz am Tag+1 prognostiziert	Nachladen bis 0,9 der Batteriekapazität (normale Verfügbarkeit)	Nachladen nur bis bspw. 0,6 der Batteriekapazität (niedrige Verfügbarkeit erfordert)
Große Fahrdistanz am Tag+1 prognostiziert	Nachladen bis 1,0 der Batteriekapazität (hohe Verfügbarkeit erfordert)	Nachladen bis 0,9 der Batteriekapazität (normale Verfügbarkeit)

- Entwicklung eines Optimierungsalgorithmus für PV-Offset-Strategie⁶⁶ sowie eines Konzeptes für PV-Lade und –Entladestrategien, bei welchem auch eine Rückspeisung von in Fahrzeugbatterien gespeicherter Energie in das elektrische Netz stattfindet (Vehicle-to-Grid, V2G).

⁶⁴ entwickelt im Projekt Smart Electric Mobility

⁶⁵ entwickelt im Projekt V2G-Strategies

⁶⁶ Die zugehörige Ladestrategie wurde mittels Zeitreihenanalyse im Abschnitt 5.5.2 behandelt.

6.7 Zusammenfassung der Ergebnisse

- Es kann in diesem Kapitel die Funktionalität des Optimierungsansatzes für Ladestrategien gezeigt werden. Mit dem durchgeführten, prognosebehafteten Optimierungsverfahren kann die Abhängigkeit der Kennwerte über das Bilanzierungsverhältnis und weitere Parameter (wie beispielsweise die Höhe der Verschiebungsenergie) ermittelt werden.
- Entscheidenden Einfluss auf Ergebnisse hat die Wahl der Verkehrsdaten sowie die Fahrprofilbetrachtung von Einzelfahrzeugen vs. von Summenprofilen.
- Für eine Näherung wird die Anwendung von Summenprofilen als gut erachtet. Für exakte Verhältnisse müssten lange Datenreihen von Fahrzeugen und zusätzlich eine hohe Stückzahl dieser vorliegen. Beides – eine exakte Nachbildung in einer Langzeitbetrachtung – mit einem geringen Datenbestand zu realisieren, erscheint äußerst schwierig.
- Für die Langzeitbetrachtung (NÖ-Daten) ergeben sich bei einem Bilanzierungsverhältnis von 1 Werte von 65 bis 70 Prozent für den Deckungsgrad wie auch für den Integritätsgrad. Ein direkter Vergleich zu dem prognosefreien Modell der Zeitreihenanalyse ist nur beschränkt möglich, da einige Rahmenbedingungen bei der Optimierung anders gesetzt werden mussten. Eine grundsätzliche Übereinstimmung der beiden Verhalten ist gegeben.

7 Abschließende Betrachtungen der Ladestrategiemodelle

7.1 Vergleich Zeitreihenanalyse vs. Optimierungsansatz

Wie bereits im vorhergehenden Abschnitt angedeutet, lassen sich die beiden betrachteten Verfahren der Ladesteuerung der Zeitreihenanalyse auf Lastprofilbasis und der Optimierungsansatz nicht exakt vergleichen, da es notwendig war, die Rahmenbedingungen unterschiedlich zu wählen.⁶⁷ Festzuhalten ist jedoch, dass die beiden Verfahren qualitativ ähnliche Ergebnisse liefern (Abbildung 58) und ihre Funktionalität und richtige Vorgehensweise unterstreichen.

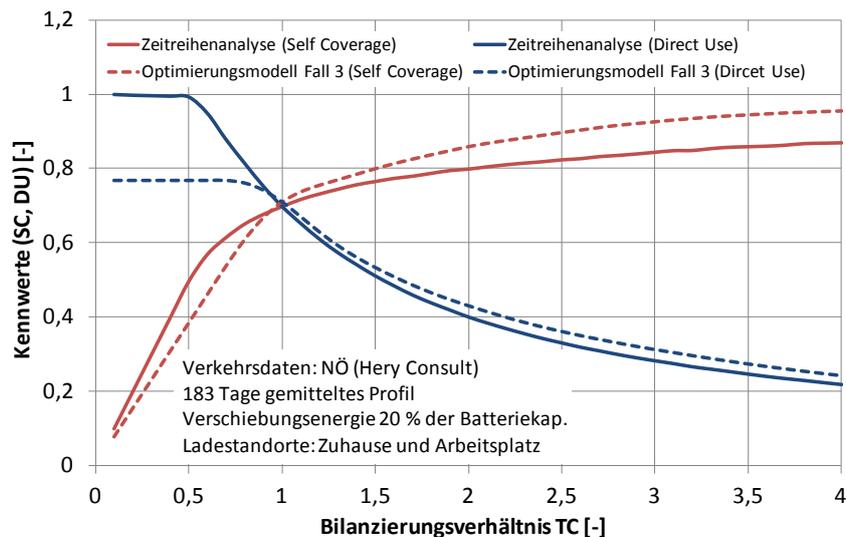


Abbildung 58: Vergleich der Ergebnisse bei Variation des Bilanzierungsverhältnisses (Zusammenfassung von Abbildung 41.⁶⁸ und Abbildung 57)

Etwa zwei Drittel der PV-Einstrahlung sind direkt für die Ladeprozesse der Elektromobilität im Individualverkehr, wenn bei der Installation ein Bilanzierungsverhältnis von 1 realisiert wird. Dies ist im Jahresverlauf durch eine Halbjahresbetrachtung (und der Annahme einer Jahressymmetrie) ermittelt. In den Sommermonaten können bei guter Einstrahlung verständlicher Weise höhere Werte erzielt werden, die durch Tage mit schlechter Einstrahlung in Wintermonaten im Jahresverlauf zu den oben angeführten Werten führen. Um ein Gesamtbild des Verhaltens zu erhalten, ist deswegen die Wichtigkeit dieser saisonalen Betrachtung hervorstreichend.

Bei Variation des Bilanzierungsverhältnisses sieht man unterschiedliche Krümmungsverläufe der beiden Verfahren (Abbildung 58). Größte Abweichung zu einander stellt sich für den direkten Nutzungsgrad (Direct Use) bei niedrigem Bilanzierungsverhältnis ein, die sich

⁶⁷ Bei der Zeitreihenanalyse (ZRA) nach 5.5 werden die ungesteuerten Ladeprofile als Basis eingesetzt. Die Optimierung nutzt hingegen die gemittelten Fahr- und Standprofile. Auch die Standortberechnung erfolgt auf unterschiedlicher Basis (ZRA: Standorte gehen in das Lastprofil ein; PV-Standort wird berücksichtigt. Optimierung: Gültige Ladestandorte geben Netzkopplungsgrad an; die Standorte der PV-Erzeugung werden nicht berücksichtigt.).

⁶⁸ Angepasst an 2000 kWh oder 20 % Verschiebungsenergie

aufgrund der unterschiedlichen Methodik ausgehend von ungesteuerten Lastprofilen einerseits und Fahr-/ Standprofilen andererseits ergeben.

Die Verfahren und erzielten Ergebnisse können entscheidend bei der Abschätzung des Eigennutzungsanteils einer Energieerzeugung und des Ladebedarfs von Elektrofahrzeugen unterstützen, wobei darauf hinzuweisen ist, dass einzelne Fahrzeuge und PV-Standorte individuell betrachtet werden müssen und bessere oder schlechtere Ergebnisse erzielen können als die hier durchgeführte Analyse für einen großen Datenbestand. Der erforderliche Bedarf an Steuerelektronik wurde in der Arbeit nicht behandelt. Ausgehend von der Komplexität der Verfahren lässt die Zeitreihenanalyse auf Basis des ungesteuerten Ladens geringere Aufwände erwarten, als Ermittlung zuverlässiger Prognosen für Fahrprofile und PV-Erzeugung für die Optimierungsansätze.

Für eine Umsetzung der Verfahren sind Verfeinerungen und Verbesserungen der Konzepte möglich und für eine weitere Verifikation erforderlich, wie sie bereits im Abschnitt 6.6 aufgelistet wurden. Relevant ist vor allem die Nutzung noch längerer Datenbasen (über ein ganzes Jahr) mit hoher Fahrzeugzahl.

Ein interessantes Themenfeld kann ebenso die Kombination von Windenergie und Ladebedarf von Elektromobilität darstellen. Die Kopplung von Erzeugung und Verbrauch wird hier aber aufgrund geringerer Skalierungsmöglichkeit der Erzeugung nur überregional und bei einer hohen Anzahl von Fahrzeugen Relevanz erreichen.

Ebenso können beide Verfahren als Basis zur Entwicklung von bidirektionalen Lade- und Entladekonzepten (Vehicle-2-Grid) dienen. Diese Konzepte erfordern notwendigerweise eine umfassende und zusammenhängende Berücksichtigung in den Bereichen zusätzlicher Batteriealterung, Erfüllung der Mobilitätsbedürfnisse der NutzerInnen sowie die Wirtschaftlichkeit und die Entwicklung Geschäftsmodellen im Allgemeinen (z.B. als Einsatz für Regelenergie).

7.2 Erforderliche Ressourcen für nachhaltige Elektromobilität

Abschließend sei nach den Energie- und Leistungsbetrachtungen der Erfordernisse der Elektromobilität auch die Ressourcenfrage der bereitzustellenden Energie zu klären. Hierfür wird das Beispiel Österreich herangezogen. Zur Deckung des Ladebedarfs durch erneuerbare Energien, beispielsweise durch Photovoltaik, können wir durch Kapitel 5.3 festhalten, dass in der Jahressumme (auf einzelne Fahrzeuge bezogen) eine installierte Leistung von durchschnittlich $1,75 \text{ kW}_p$ pro Fahrzeug energetisch ausreichen. Dies entspricht auch üblichen Anlagengrößen, die heute von privaten Personen am Eigenheim installiert werden. Trifft man die Annahme, dass beispielsweise 100.000 Elektro-PKW im Jahr 2020 in Österreich verfügbar sein werden⁶⁹, die aus Photovoltaik den Ladebedarf decken, so sind 175 MW_p an installierter PV-Erzeugung erforderlich. Im Jahr 2010 waren (kumuliert betrachtet) in ganz Österreich $95,5 \text{ MW}_p$ installiert. [38]

⁶⁹ Dies entspricht etwa 2,4 % der PKW in Österreich. Die politischen Zielsetzungen Österreichs bewegen sich ebenfalls in dieser Größenordnung. Das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie erwartet im konservativen Szenario 135.000 reine Elektroautos im Jahr 2020. [37]

Dies bedeutet, dass bis zum Jahr 2020 nahezu eine Verdoppelung der installierten Photovoltaik-Leistung stattfinden müsste, um dann die gesamte Erzeugung daraus für die nachhaltige Bereitstellung der Ladeenergie zu nutzen.

Unter der Annahme, dass derzeit die installierten PV-Anlagen anderen Zwecken nutzen und für die Elektrofahrzeuge neue PV-Erzeugungskapazitäten zu errichten sind, so wäre die ganze Kapazität von 175 MW_p als Zubau erforderlich, was einem PV-Zuwachs von über 180 % entspricht.

Legt man als dritte Variante zugrunde, dass die Hälfte der neu installierten PV-Erzeugungsanlagen für das Laden von E-Fahrzeugen genutzt wird, sind Anlagen in Summe von 350 MW_p zu errichten, um energetisch 100 % E-Mobilitätsdeckung zu erzielen.

Abbildung 59 verdeutlicht die drei beschriebenen Varianten.

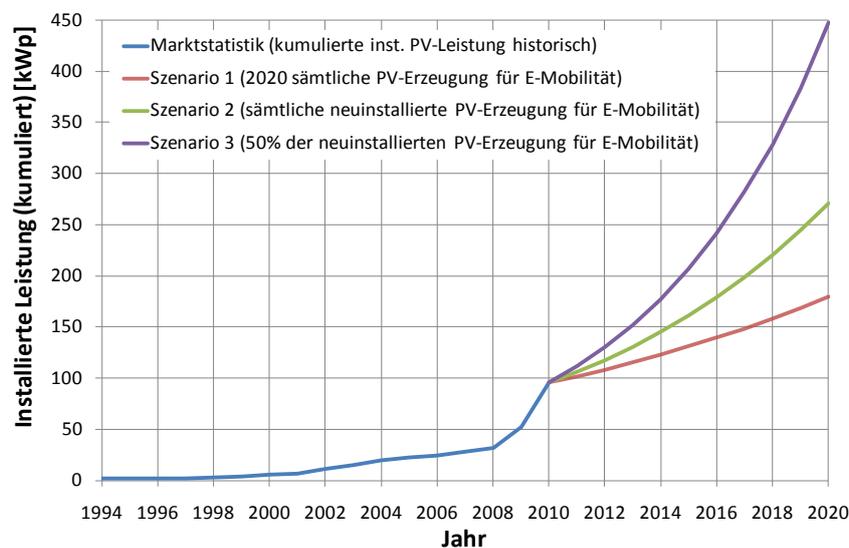


Abbildung 59: Photovoltaik-Ausbau historisch und erforderliche Szenarien für eine Nutzung durch Elektromobilität

Je nach Szenario sind die jährlichen Wachstumsraten verschieden. Sie reichen von 6,5 % im Szenario 1 über 11 % im Szenario 2 bis hin zu 16,7 % jährlichem PV-Wachstum bis 2020 im Szenario 3. Somit ist ersichtlich, dass für ein ambitioniertes Ziel der nachhaltigen Elektromobilität im Jahr 2020 auch ein engagierter Ausbau an erneuerbaren Energien erforderlich ist. Der Verfall der PV-Modul-Preise in den vergangenen Jahren lässt erwarten, dass die Installationsbereitschaft für PV-Anlagen ansteigen könnte.

8 Zusammenfassung

Die Herausforderungen im Verkehrsbereich zur Reduktion von Emissionen und Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Treibstoffen wird im Individualverkehr die Zukunft in Richtung Elektromobilität führen. Ein entscheidender Vorteil ist es, die Mobilitätsbedürfnisse aus nachhaltigen und lokal verfügbaren Primärenergieträgern wie Wasserkraft, Wind oder Photovoltaik bereitzustellen. Bislang wird der Energiebedarf der Individualmobilität noch ausschließlich durch fossile Treibstoffe und aus Tankstellen bezogen. Erfahrungen mit Elektrofahrzeugen und dem Batterieladen aus dem elektrischen Netz sind im großen Stil bei hoher Marktdurchdringung noch nicht vorhanden. Dies macht das Beschreiben der Auswirkungen auf das elektrische Netz durch empirische Verfahren schwierig, da kein Abgleich mit bestehenden Systemen möglich ist. Aus diesem Grund sind die Analysen zur Bestimmung der Auswirkungen auf das elektrische Energiesystem in dieser Arbeit auf Bereiche gestützt, die Erfahrungen aus der Praxis mitbringen und ein realistisches Gesamtbild ermöglichen.

Die tiefgehende Betrachtung des Nutzerverhaltens von konventionellen PKW im Individualverkehr konnte durch mehrere Quellen erreicht werden. Hierfür dienten GPS-Datenreihen einer mehrwöchigen Langzeiterhebung von ausgewählten Autos, wie auch die Datenbasis für die statistischen Verkehrszahlen für das Land Niederösterreich der Stichtagserhebung aus dem Jahr 2003. Beide Datenquellen führen zum übereinstimmenden Ergebnis, dass die Fahrzeuge zu einem überwiegenden Teil des Tages abgestellt sind (zu jedem Zeitpunkt zumindest 90 % aller Fahrzeuge) und dabei die Standorte Zuhause und Arbeitsplatz eine dominante Rolle einnehmen. Für die Überlegungen in der Elektromobilität wird angenommen, dass die Bedürfnisse des Fahrens und somit das Fahrverhalten ident bleiben, auch wenn der Antrieb vom Verbrennungsmotor auf Elektromotor wechselt.

Die batterie- und netztechnischen Rahmenbedingungen geben ladetechnisch die heute bevorzugten Ladeleistungen vor. Sie bewegen sich im einstelligen kW-Bereich und führen beispielsweise bei einphasiger Versorgung (16 A, 230 V) zu Kennwerten von etwa vier Minuten Ladezeit pro geladenem Kilometer Reichweite oder anders betrachtet 0,25 Kilometer an Reichweite je Minute Ladezeit.

Die Auswirkungen der Ladeprozesse im ungesteuerten Fall sind durch die zusätzlichen Leistungsverläufe, die letztendlich im elektrischen Nieder- und Mittelspannungsnetz erwartet werden, beschreibbar. Der Erstellung von Summenladeprofilen, die prinzipiell unterschiedliche Vorgehensweise ermöglicht, wurde deshalb große Bedeutung zuteil. Während die Top-Down-Analyse von der Netzgesamtlast ausgehend sich dem betrachteten Bereich nähert, wurde hier der Bottom-Up-Ansatz gewählt, der das Verkehrsverhalten und die Ladeparameter der einzelnen Fahrzeuge zur Basis hat. Es ist deshalb möglich Summenladeprofile modular aus Leistungsprofilen einzelner Fahrzeuge aufzubauen. Die Leistungsverläufe zeigen – je nach Ausbaustufe der Ladeinfrastruktur an bestimmten Standortkategorien – ausgeprägte Spitzenlasten in den Abendstunden (0,5 bis 0,7 kW Spitzenlast pro Fahrzeug bei einer hohen Anzahl an Elektroautos). Wiederum sind die

Standorte Zuhause und Arbeitsplatz auch im Ladeprozess von Dominanz. Selbst wenn Ladeinfrastruktur (mit gleicher Ladeleistung) bei allen Standorten verfügbar wäre, würden Zuhause und am Arbeitsplatz mindestens 65 % der Energie geladen werden.

Anknüpfend an die Lastprofilanalysen werden Gleichzeitigkeitsfaktoren bestimmt, um die Gültigkeit der Lastprofile (aus dem Blickwinkel der Spitzenbelastung) zu bewerten. Für unterschiedliche Marktdurchdringungen konnten Kennlinien bestimmt werden. Die Gleichzeitigkeit von Lastspitzen bei Elektrofahrzeugen klingt sehr stark mit steigender Anzahl an Wohneinheiten ab und liegt bei 3,7-kW-Laden bei 0,21 (bei 300 Wohneinheiten und 80% Marktdurchdringung mit Elektroautos). Bzgl. unterschiedlichen Ladeinfrastrukturausbaus, wenn nur einzelne Standortkategorien mit Ladeinfrastruktur ausgestattet sind, ergeben sich nur geringe Abweichungen der Gleichzeitigkeitsfaktoren zueinander. Größere Ladeleistungen hingegen senken deutlich den Gleichzeitigkeitsfaktor, wobei in dieser Betrachtung wiederum die absolute Leistungshöhe nicht vernachlässigt werden darf.

Besonderes Augenmerk in dieser Arbeit wurde auf die Steuerung der Ladeprozesse gelegt, die einleitend in ihrer Vielfalt dargestellt und entsprechend der Zielsetzung der Steuerung eingeteilt wurden. Im Bereich der erzeugungsorientierten Ladestrategie unter Nutzung von Photovoltaik wurden im Weiteren wichtige Konzepte erarbeitet und mit Hilfe der Software MATLAB programmiert bzw. erprobt. Hierbei wurden in einer energetisch über ein Halbjahr bilanzierten Modellandordnung die Kennwerte des Deckungsgrades und des Integrationsgrades des zeitlich und örtlich korrelierten Ladebedarfs mit der Photovoltaikeinspeisung erhoben. Unter gegebenen Rahmenbedingungen wird bei einem Bilanzierungsverhältnis von 1 ein sehr guter Deckungsgrad und Integrationsgrad von bis zu 72 % erzielt werden. Dies bedeutet, dass annähernd drei Viertel der gesamten PV-Erzeugung zeitgleich und direkt zum Laden verwendet werden kann (PV-Synchron-Verfahren). Ein weiteres Konzept unter Berücksichtigung einer Maximalschwelle zur Netzeinspeisung der PV-Leistung, über welcher erst das Laden der Elektrofahrzeuge startet, liefert ebenfalls gute Kennwerte mit dem Zusatznutzen, die Netzeinspeisung auf einen einstellbaren Wert begrenzen zu können (PV-Offset-Verfahren). Eine Sensitivitätsanalyse ergänzt die Einordnung der relevanten Parameter wie beispielsweise die Standortverteilung oder die Verschiebungsenergie in sinnvolle Bereiche.

Neben dieser Ladesteuerung, die in Form der Zeitreihenanalyse vom ungesteuerten Lastprofil ausgeht, erfolgte in einem weiteren Abschnitt die Entwicklung eines Optimierungsverfahrens zur Ladesteuerung, um die Photovoltaikleistung *maximal* für den Ladeprozess zeitgleich zu verwenden. Die Methode wurde auf Basis einer linearen Optimierung durchgeführt und nutzt direkt die Fahrverbräuche und Parkzeiten der Fahrzeuge. Hierbei wurden auch die Aspekte der Einzelfahrzeugbetrachtung gegenüber einer Kollektivbetrachtung von Fahrzeugen erörtert. Für qualitativ gute Aussagen betreffend der Kennwerte Deckungsgrad und Integrationsgrad kann festgehalten werden, dass eine Kollektivbetrachtung anwendbar ist. Es stellt sich bei Variation des Bilanzierungsverhältnisses qualitativ das gleiche Verhalten wie in der Zeitreihenanalyse ein, mit

quantitativen Unterschieden in der Kurvenkrümmung. Die Kennwerte (Deckungsgrad, Integrationsgrad) liegen - bei einem Bilanzierungsverhältnis von 1 – bei etwa 74 % und somit leicht über den Werten des Zeitreihenansatzes.

Verbesserungen der Verfahren werden vorwiegend in der Datenbereitstellung gesehen. Datenreihen mit noch längeren Zeitintervallen (halbes oder ganzes Jahr anstelle von mehreren Wochen) für eine hohe Anzahl von Fahrzeugen wären ideal für die Auswertung. Eine Erweiterung der Ladestrategien bzw. des Optimierungsansatzes mit Rückspeisung von Energie aus den Batterien in das elektrische Netz ist denkbar, sollte aber im Abgleich mit den realen Rahmenbedingungen erfolgen.

Abschließend wurde auch das Thema der erforderlichen Energieressourcen für Elektromobilität im Individualverkehr diskutiert. Die Energiemenge ist für die politischen E-Mobilitätsziele verglichen mit dem heutigen österreichischen Gesamtstromverbrauch sehr gering (im Bereich von 1-2 Prozent). Wenn die Bereitstellung allerdings ausschließlich aus neuen erneuerbaren Quellen stammen soll, ist ein starker Ausbau dieser erforderlich. Für den Fall von Photovoltaik würde das bedeuten, dass bis 2020 die installierte PV-Erzeugung auf das 4,5-fache der heute bereits installierten Leistung ansteigen muss und somit jährlich ein Wachstum von rund 17 % erforderlich ist.

Neben dem ungesteuerten Ladeprozess, der in den nächsten Jahren die Elektromobilität noch stark prägen wird, ist langfristig der Ladesteuerung zur Vermeidung von zusätzlichen Lastspitzen eine Bedeutung beizumessen. Das Erfordernis dazu ist aufgrund von Belastungsgrenzen im jeweiligen elektrischen Verteilernetz individuell auszuloten. Mehrere Ansätze für die Ladesteuerung insbesondere unter Nutzung von Photovoltaik wurden in dieser Arbeit diskutiert und dargelegt, um die Entwicklung der Netzintegration von solarer elektrischer Mobilität zu unterstützen.

9 Literaturverzeichnis

- [1] Klöss M. (2011, TU Wien): **Potential of hybrid and electric cars to reduce energy consumption and greenhouse gas emissions in passenger car transport – techno-economic assessment and model-based scenario**, Dissertation, TU Wien, März 2011
- [2] Schuster A. (2008, TU Wien): **Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen**, Diplomarbeit, Wien, September 2008
- [3] Expertengespräch Arno Mathoy, Brusa, bei International Advanced Mobility Forum IAMF 2009, Genf
- [4] Klöss M. et.al. (2010, TU Wien): **Entwicklung von Szenarien der Verbreitung von PKW mit teil- und voll-elektrifiziertem Antriebsstrang unter verschiedenen politischen Rahmenbedingungen**, ELEKTRA-Endbericht, Wien, August 2009
- [5] Herry M., Russ M., Schuster M., Tomschy R. (2003, Amt der NÖ Landesregierung): **Mobilität in NÖ – Ergebnisse der landesweiten Mobilitätsbefragung 2003**, Ergebnisbericht, Wien 2003
- [6] Lahl U.: **Elektromobilität – Aspekte für die Erarbeitung eines nationalen Entwicklungsplans in Deutschland**, Vortrag 15. Oktober 2008, <http://www.bmu.de/verkehr/>, Zugriff: März 2009
- [7] Leitinger C. et.al. (2011, TU Wien): **Smart-Electric-Mobility – Speichereinsatz für regenerative elektrische Mobilität und Netzstabilität**, Bericht zum gleichnamigen Projekt, Neue Energien 2020 (Klima- und Energiefonds), 2011
- [8] Infas, DLR (2010, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung – Deutschland): **Mobilität in Deutschland 2008**, Ergebnisbericht, Bonn und Berlin, Februar 2010
- [9] Brauner G., Leitinger C. (2008, TU Wien): **Solare Mobilität 2030 – Machbarkeitsstudie zur solaren Vollversorgung im Verkehrsbereich 2030**, Projektendbericht einer Auftragsstudie des Lebensministeriums, Mai 2008
- [10] Anschlussbedingungen der Oberösterreichischen Verteilnetzbetreiber, <http://www.ooe-ausfuehrungsbestimmungen.at/de/776/>
- [11] Kiefer G. (1999): **VDE 0100 und die Praxis**, Wegweiser für Anfänger und Profis, 9. Auflage, VDE Verlag, 1999

- [12] Hartig Ralf (2001, TU Chemnitz): **Untersuchung zur Optimierung des Energiemanagements im Privatkundenbereich**, Dissertation an der Fakultät für Elektrotechnik, Thema Gleichzeitigkeiten, S. 47
- [13] Leitinger C., Litzlbauer M. (2011, TU Wien): **Netzintegration und Ladestrategien von Elektromobilität**, Fachbeitrag im Journal e&i des OVE, Heft 1-2/2011.
- [14] Clement K. et.al. (2008, KU Leuven): **The Impact of Uncontrolled and Controlled Charging of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on the Distribution Grid**, EET-2008 European Ele-Drive Conference, International Advanced Mobility Forum, Geneva, March 2008.
- [15] Clement K. et.al. (2009, KU Leuven): **Analysis of the Impact of Plug-In Hybrid Electric Vehicles on the Residential Distribution Grids by using Quadratic and Dynamic Programming**, EVS-24 Stavanger, Norway, May 2009.
- [16] Clement K. et.al. (2009, KU Leuven): **Stochastic Analysis of the Impact of Plug-In-Hybrid Electric Vehicles on the Distribution Grid**, 20th international Conference on Electricity Distribution – CIRED, Prague, June 2009.
- [17] Clement K. et.al. (2010, KU Leuven): **The analysis of objective functions applied to the coordination problem of PHEVs to minimize the grid impact**, EVS-25 Shenzhen, China, Nov. 2010.
- [18] De Breucker S. et.al. (2008, KU Leuven): **Grid Power Quality Improvements Using Grid-Coupled Hybrid Electric Vehicles with a Dual Energy Storage System**, EET-2008 European Ele-Drive Conference, IAMF, Geneva Mar. 2008.
- [19] Fenn B. et.al. (2010, Hochschule Darmstadt): **Einsatzmöglichkeiten stationärer und mobiler Stromspeicher in Verteilnetzen**, Textbeitrag und Vortrag, 11. Symposium Energieinnovation, Graz, Februar 2010.
- [20] Fluhr J. et.al. (2010, RWTH Aachen): **A Stochastic Model for Simulating the Availability of Electric Vehicles for Services to the Power Grid**, IEEE, 2010.
- [21] Gao Shuang et.al. (2010, University of Hong Kong): **Modeling, Evaluation and Optimization of Vehicle-to-Grid Operation**, EVS-25 Shenzhen, China, Nov. 2010.
- [22] Hartmann N., Özdemir E.D. (2011, University of Stuttgart): **Impact of different utilization scenarios of electric vehicles on the German grid in 2030**, Elsevier, Journal of Power Sources 196(2011) 2311-2318

- [23] Hennings W., Linssen J. (2010, FZ Jülich): **Welche Netzdienstleistungen können Elektrofahrzeuge sinnvoll erbringen?**, Textbeitrag und Poster zum Forschungsprojekt Net-Elan, VDE-Kongress 2010 "E-Mobility", Leipzig, Nov. 2010.
- [24] Kaschub T. et.al. (2011, Karlsruher Institut für Technologie): **Integration von Elektrofahrzeugen und Erneuerbaren Energien ins Elektrizitätsnetz – eine modellbasierte regionale Systemanalyse**, Internationale Energiewirtschaftstagung IEWT 2011, Wien, Februar 2011
- [25] Kempton W. et.al. (2008, University of Delaware): **A Test of Vehicle-to-Grid (V2G) for Energy Storage and Frequency Regulation in the PJM System**, Results from an Industry-University Research Partnership
- [26] Lassila J. et.al. (2011, Lappeenranta University of Technology): **Network Effects of Electric Vehicles – Case from Nordic Country**, Konferenzbeitrag CIRED – 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt 6-9 June 2011
- [27] Mets K. et.al (2010, Ghent University): **Optimizing Smart Energy Control Strategies for Plug-In Hybrid Electric Vehicle Charging**, 2010 IEEE IIFIP Network Operations and Management Symposium Workshops.
- [28] Nationale Plattform Elektromobilität (2009): **Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 3 – Lade-Infrastruktur und Netzintegration**, Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), 2009.
- [29] Pecas Lopes J.A. et.al. (2009, Universidade do Porto): **Smart Charging Strategies for Electric Vehicles: Enhancing Grid Performance and Maximizing the Use of Variable Renewable Energy Sources**, EVS-24 Stavanger, Norway, May 2009.
- [30] Propfe B. et.al. (2010, DLR): **Perspectives of electric vehicles: customer suitability and renewable energy integration**, EVS-25 Shenzhen, China, Nov. 2010.
- [31] Rehtanz C., Rolink J. (2009, TU Dortmund): **Rahmenbedingungen zum Lastmanagement von Plug-In Hybrid- und Elektrofahrzeugen**, ETG-Kongress 2009, Düsseldorf, 27.-28. Oktober 2009.
- [32] Sauer D.U. (2009, RWTH Aachen University): **Bedeutung von Energiespeichern (Batterien) in Elektrostraßenfahrzeugen für die Netze**, OTTI-Seminar „Energiespeicher in elektrischen Netzen“, 2009.

- [33] Wittwer C. (2010, Fraunhofer ISE): **Die Rolle des Speichers bei der Netzintegration von Elektrofahrzeugen**, FVEE-Workshop "Elektrochemische Energiespeicher und Elektromobilität", Ulm, 20.01.2010.
- [34] Ying S. et.al. (2011, University of Shanghai for Science and Technology): **Impact of an Increasing Penetration of Urban Photovoltaic Systems and Electric Cars on the Low Voltage Networks**, Konferenzbeitrag CIRED – 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 6.-9. Juni 2011
- [35] Kathan J., Stifter M. (2010, AIT): **Increasing BIPV self-consumption through electrical storage – feasible demand-coverage and dimensioning of the storage system**, 5th International Renewable Energy Storage Conference IRES 2010, Berlin
- [36] Graichen K. (2008, Technische Universität Wien): **Optimierung**, Unterlagen zur gleichnamigen Vorlesung, Stand: Wintersemester 2008/09, Abschnitt „4.3. Lineare Optimierung“
- [37] Pfaffenbichler C. et.al. (2009, Austrian Energy Agency): **Markteinführung Elektromobilität in Österreich**, Pre-Feasability-Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie
- [38] Biermayr et.al. (2011, TU Wien): **Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2010**, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 26/2011, S.20

10 Abkürzungsverzeichnis

ADRES	Autonome dezentrale regenerative Energiesysteme (Forschungsprojekt am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien)
BEV	Battery Electric Vehicle (reines Elektrofahrzeug)
DSM	Demand Side Management (Verbrauchssteuerung)
DU	Direct Use (Direkter Nutzungsgrad, Integrationsgrad)
SC	Self Coverage (Deckungsgrad)
SEM	Smart Electric Mobility - Speichereinsatz für regenerative elektrische Mobilität und Netzstabilität (Forschungsprojekt am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien)
SOC	State of Charge (Ladezustand der Fahrzeugbatterie)
TC	Total Coverage (Bilanzierungsverhältnis)
V2G	Vehicle to grid (Verfahren, in dem aus der Fahrzeugbatterie Energie für Netzdienstleistungen bezogen wird)
V2G-S	V2G-Strategien (Forschungsprojekt am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien)
ZRA	Zeitreihenanalyse

11 Anhang

11.1 Ergänzungen zu Abschnitt 5.6

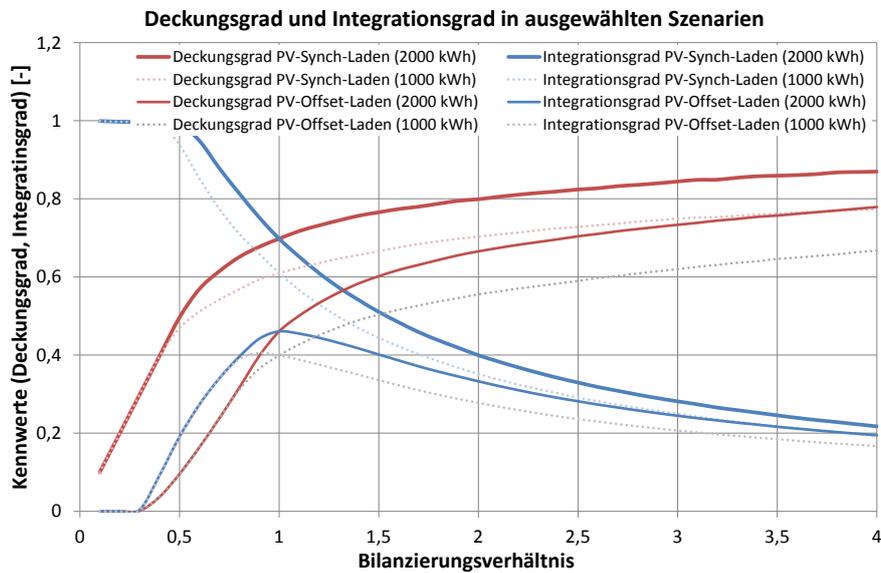


Abbildung 60: Kennwerte der Ladestrategien bei einer Sensitivitätsanalyse nach Bilanzierungsverhältnis und unterschiedlichen Werten der Verschiebungsenergie

11.2 Gleichungen für den Optimierungsprozess des Nachtladens

Zielfunktion:

$$f = c_1 \cdot x_1 + c_2 \cdot x_2 + c_3 \cdot x_3 + \dots + c_n \cdot x_n \quad (1)$$

$$c_i = \begin{cases} P_{\text{Nacht}} \cdot \Delta t \cdot gc_i & \text{wenn Nachtladen erlaubt} \\ 0 & \text{wenn Nachtladen nicht erlaubt} \end{cases} \quad (2)$$

$$P_{\text{Nacht}} = 3,5 \text{ kW} \quad (\text{könnte variabel eingestellt werden})$$

$$\Delta t = \begin{cases} 1 & \text{Stundenintervall} \\ 0,25 & \text{Viertelstundenintervall} \\ \frac{1}{60} & \text{Minutenintervall} \end{cases}$$

$$gc_i = \begin{cases} 1 & \text{wenn Fahrzeug netzgekoppelt} \\ 0 & \text{wenn Fahrzeug nicht netzgekoppelt} \end{cases}$$

Nebenbedingungen:

$$\begin{array}{rcl}
 a_1 \cdot x_1 & \leq & b_1 \\
 a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 & \leq & b_2 \\
 a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 + a_3 \cdot x_3 & \leq & b_3 \\
 \vdots & & \vdots \\
 a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 + a_3 \cdot x_3 + \dots + a_n \cdot x_n & \leq & b_n
 \end{array} \quad (3)$$

$$a_i = \begin{cases} P_{Nacht} \cdot \eta \cdot \Delta t \cdot gc_i & \text{wenn Nachtladen erlaubt} \\ 0 & \text{wenn Nachtladen nicht erlaubt} \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{aligned}
 b_i &= k \cdot \text{Batteriegrösse} - \text{Startwert} + \text{kumulierte Fahrleistung}_i \\
 b_i &= k \cdot E_{Batt} - E_0 + E_{kum}
 \end{aligned} \quad (5)$$

$k = 0,8$ (beispielhaft)

$0,6 \leq k \leq 1$... Abminderungsfaktor fuer Startwert am nächsten Tag

$$b_i \geq 0 \quad (6)$$

$$E_{kum} = \sum_{j=1}^i P_{Fahrt_j} \cdot \Delta t \quad (7)$$

$$lb \leq x_i \leq ub \quad (8)$$

$lb = 0$ während des Fahrens und wenn

abgestellt und keine Ladeinfrastruktur vorhanden

$ub = 1$ wenn Laden erlaubt (abgestellt und Ladeinfrastruktur)

11.3 Umsetzung der Optimierung mit Mindestwerteinhaltung

Zur Dokumentation ist der wesentlichste Teil des Programmcodes in MATLAB für die Optimierung mit Mindestwerteinhaltung folgend abgebildet:

```
% Zielfunktionen
%% PV-Ladeziel
% nutze möglichst viel PV zum Laden,
% halte den Ladestand oberhalb Mindestwert
c1 = 1; % Faktor für etwaige Variation, hier unbedeutend
% Zeitschranken festlegen
pvbeginn = (j-1)*tag_gesamt+PVstart;
pvende = (j-1)*tag_gesamt+PVstopp;
% Zeitintervall berechnen
langPV = pvende-pvbeginn+1;
langNL = tag_gesamt - langPV;

% Einstellen der PV-Erzeugung, gegebenenfalls skalieren
PVL_total = PV_factor*skal_erzeugung(pvbeginn:pvende,1);
PVL = PVL_total;
% Begrenzung, wenn PV-Leistung den maximalen moegl. Ladewert übersteigt
PVL(PVL_total>pmax)=pmax;

% Zielfunktion
f1 = [c1*PVL*t_base; -ones(langPV,1)*tagleist_netz*t_base];
% f1=f1.*standdaten(pvbeginn:pvende,1); % Die Berücksichtigung der
% Standdaten findet ohnedies bei lb und ub für x statt, sodass es hier
% nicht in den Koeffizienten ci erforderlich ist.

% Nebenbedingungen
% Bestimmung der Form A*x <= b

% Koeffizientenmatrix A
A1 = tril(ones(langPV,langPV))*t_base;
A1 = A1.*meshgrid((PVL*eta)');
A2 = tril(ones(langPV,langPV))*t_base*tagleist_netz*eta; % mit Leistung
% in einem Schritt multipliziert
A3 = -tril(ones(langPV,langPV))*t_base;
A3 = A3.*meshgrid((PVL*eta)');
A4 = -tril(ones(langPV,langPV))*t_base*tagleist_netz*eta;
A = [A1 A2; A3 A4];

% Ungleichheitsvektor b
b1 = ones(langPV,1)*akkugroesse - startwert + cumsum(fahrdaten(pvbeginn:pvende,1)) *
*t_base;
b1(b1<0)=0;
b2 = startwert - cumsum(fahrdaten(pvbeginn:pvende,1))*t_base - ones(langPV,1) *
*mindestwert*akkugroesse;
b=[b1;b2];

% Festlegen der Unter- und Obergrenzen für Lösungsvektor x
lb = [zeros(langPV,1); zeros(langPV,1)];
ub = [standdaten(pvbeginn:pvende,1); standdaten(pvbeginn:pvende,1)];

% Lineare Programmierung - Ausführung
[x,fval, exitflag, output, lambda] = linprog(-f1,A,b,[],[],lb,ub);
```

Die untere Dreiecksmatrizen A_3 und A_4 ergeben sich aufgrund der definierten Gleichung für die Einhaltung des Mindestwertes zu negativen Koeffizienten. Folgende Ungleichung zeigt nach dem Umordnen den Zusammenhang:

$$\begin{aligned} \text{Akkustand}_{\text{Start}} - \text{Fahrleistung} + \text{Ladeleistung} &\geq \text{Mindestwert} \\ -\text{Ladeleistung} &\leq \text{Akkustand}_{\text{Start}} - \text{Fahrleistung} - \text{Mindestwert} \end{aligned} \quad (9)$$