

# **Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen**

Von der Fakultät für  
Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik  
der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades

**Doktor der Ingenieurwissenschaften**

**(Dr.-Ing.)**

genehmigte Dissertation

von

**Roman Uhlig, M. Sc.**

aus Ahlen

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Benedikt Schmülling

Tag der mündlichen Prüfung: 27.10.2017

## **Vorwort**

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. An dieser Stelle gilt mein Dank allen Personen, die mich bei der Erstellung der Arbeit fachlich und persönlich unterstützt haben.

In besonderem Maße möchte ich mich bei meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Leiter des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal, bedanken. Seine Unterstützung und die vielfältigen Anregungen trugen wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit bei.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Benedikt Schmülling danke ich sehr für das entgegengebrachte Interesse an meiner Arbeit und die freundliche Übernahme des Korreferats.

Weiterhin bedanke ich mich bei allen beteiligten Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik für die vielen anregenden Diskussionen und das angenehme Arbeitsumfeld. Besonders hervorheben möchte ich hier Sebastian Harnisch, Jan Meese, Philippe Steinbusch und Dr.-Ing Marcus Stötzel.

Zum Abschluss gilt mein besonderer Dank meinen Eltern, auf deren Unterstützung und Rat ich mich stets verlassen konnte, die mir durchgehend ein großer Rückhalt waren und die mich bestärkten, diesen Weg einzuschlagen.

Wuppertal 2017

Roman Uhlig

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20171207-092249-7

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20171207-092249-7>]

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1	Niederspannungsnetze im Wandel .....	2
1.2	Stand der Wissenschaft und Forschung.....	4
1.3	Einordnung, Motivation und Ziel der Arbeit.....	5
<b>2</b>	<b>Elektromobilitätsentwicklung und deren Netzauswirkung</b> .....	<b>6</b>
2.1	Entwicklung der Elektromobilität .....	6
2.1.1	Lokale Entwicklung .....	8
2.2	Technische Einflussfaktoren .....	13
2.2.1	Spezifischer Energiebedarf.....	13
2.2.2	Ladeleistung .....	13
2.2.3	Batteriekapazität.....	14
2.3	Netzbelastung durch weitere Teilnehmer .....	15
2.3.1	Leistungsbedarf privater Wohneinheiten.....	15
2.3.2	Entwicklung der dezentralen Einspeisungen.....	16
2.4	Mobilitätsverhalten.....	21
2.4.1	Verteilung der täglichen Wege.....	21
2.4.2	Weglängen.....	23
2.4.3	Fahrzeiten.....	23
2.5	Probabilistische Simulation der Netzauswirkungen.....	24
2.5.1	Simulation der elektrischen Lasten .....	24
2.5.2	Simulation der Einspeisung.....	27
2.5.3	Analyse der Netzauswirkungen .....	28
<b>3</b>	<b>Netzdienliches und nutzerorientiertes Lademanagement</b> .....	<b>35</b>
3.1	Grundlagen der dezentralen Netzautomatisierung .....	36
3.1.1	Funktionsweise.....	36
3.1.2	Einsatzgebiete.....	39
3.1.3	Erweiterungsbedarf bisheriger Systeme .....	41

---

3.2	Wirtschaftlicher Vergleich von Netzautomatisierung und Netzausbau .....	42
3.2.1	Kostenbestandteile .....	42
3.2.2	Ertüchtigungsbedarf .....	43
3.2.3	Kostenvergleich .....	44
3.3	Voraussetzungen für den Einsatz eines netzdienlichen Lademanagementsystems .....	47
3.3.1	Technische Anforderungen .....	47
3.3.2	Regulatorische Anforderungen .....	48
3.3.3	Anforderungen hinsichtlich der Teilnehmerakzeptanz .....	50
3.4	Systemkonzeption .....	51
3.4.1	Grundkonzept des netzdienlichen Lademanagements .....	51
3.4.2	Eignung der Ladestationen zur Behebung von Grenzwertverletzungen .....	53
3.4.3	Netzdienliche und nutzerorientiertes Ladekonzepte .....	55
3.4.4	Erweiterung bestehender Automatisierungssysteme .....	73
3.5	Praktische Validierung .....	81
3.5.1	Feldtestkonzeption .....	81
3.5.2	Testnetze .....	82
3.5.3	Einbindung der Ladeinfrastruktur .....	85
3.5.4	Testablauf .....	86
3.5.5	Auswirkungsanalyse .....	87
3.5.6	Systemvalidierung .....	89
3.5.7	Ladekonzeptvalidierung .....	93
3.6	Verfahrensgrenzen .....	97
3.7	Vergütungsmodell .....	98
<b>4</b>	<b>Ladeflexibilitätsnutzung im Gesamtsystem .....</b>	<b>101</b>
4.1	Flexibilitätsbedarfe der unterschiedlichen Netzebenen .....	101
4.2	Vermarktungsoptionen .....	102
4.2.1	Strombörse .....	102
4.2.2	Regelleistungsmarkt .....	103
4.2.3	Bilanzkreisoptimierung .....	106

---

4.3	Marktgerichteter Ladeflexibilitätseinsatz im aktuellen Umfeld .....	106
4.3.1	Aggregationsumfang .....	107
4.3.2	Energiebezugsflexibilität .....	109
4.3.3	Erlösabschätzung .....	112
4.4	Marktentwicklung .....	125
4.4.1	Neuer Marktmechanismus: Lokale Netzdienlichkeit .....	125
4.4.2	Veränderung des Flexibilitätsbedarfs .....	126
4.4.3	Erlösentwicklung .....	127
4.4.4	Langfristiges Erlöspotential bei optimierter Marktselektion .....	129
4.5	Wesentlicher Handlungsbedarf zur Realisierung .....	133
4.6	Verfahrensgrenzen .....	134
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>136</b>
<b>6</b>	<b>Summary .....</b>	<b>139</b>
<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>141</b>
<b>8</b>	<b>Formelzeichen und Abkürzungen .....</b>	<b>160</b>
<b>9</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>165</b>
9.1	Parameter der Weglängen-Verteilungsfunktion .....	165
9.2	Parameter der betrachteten Netzgebiete .....	165
9.3	Kostenbestandteile der Netzertüchtigung .....	166
9.4	Informationsflüsse im integrierten Automatisierungssystem .....	167







# 1 Einleitung

Die an menschlichen Zeiträumen gemessene Endlichkeit fossiler Ressourcen, die zunehmenden negativen Konsequenzen der globalen Klimaerwärmung sowie ein wachsendes Bedürfnis nach energetischer Unabhängigkeit führen zu einer grundlegenden Veränderung des Energieversorgungssystems. Die historisch gewachsene, auf fossilen Rohstoffen beruhende Energiebereitstellung wird und soll weiterhin sukzessive durch die Nutzung regenerativer Energiequellen abgelöst werden.

Deutschland übernimmt in diesem Wandlungsprozess mit der sogenannten „Energiewende“ eine Vorreiterrolle. Angetrieben von den vorgegebenen Zielen der Agenda 20-20-20 der Europäischen Union [1] und dem Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Nukleartechnik wurde durch das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) eine signifikante Erhöhung des regenerativen Anteils an der Energieversorgung erreicht [2]. Auf Grund ihrer flexiblen Einsatz- und Erzeugungsmöglichkeiten kommt dabei insbesondere der elektrischen Energieversorgung eine große Bedeutung zu, deren Zielstellung anspruchsvoller gesetzt wurde und deren regenerativer Anteil im Vergleich zu den anderen Energiesektoren dadurch bereits deutlich erhöht ist [3, 4].

Die Vorteilhaftigkeit der regenerativen Erzeugung elektrischer Energie führt konsequenterweise auch zu einer Substitution fossiler Brennstoffe in vormals nicht bzw. nur selten elektrisch betriebenen Einsatzgebieten (hauptsächlich Wärme und Mobilität). So kann beispielsweise durch den Einsatz von mit regenerativer elektrischer Energie betriebenen Wärmepumpen, der erneuerbare Anteil des Wärmesektors gravierend gesteigert werden. Während der Wärmebedarf jedoch durch den Einsatz effizienterer Fassadendämmungen deutlich reduziert werden kann, stellt insbesondere die Schaffung einer nachhaltigen Mobilität eine herausfordernde Aufgabe dar, da der Energiebedarf in diesem Sektor bisher keinen abnehmenden Trend erkennen lässt [5]. Der enorme Energiebedarf des Mobilitätssektors kann dabei durch inländisch erzeugte Biokraftstoffe keinesfalls gedeckt werden [6], sodass ein „Umweg“ über regenerativ erzeugte elektrische Energie zur Erreichung der festgesetzten energiepolitischen Ziele zwingend erforderlich ist. Aktuell stehen für diesen Zweck zwei Möglichkeiten zur Verfügung: Die Erzeugung von Wasserstoff zur späteren Verwendung in einer Brennstoffzelle bzw. einem Verbrennungsmotor oder die Nutzung eines batterieelektrischen Fahrzeuges. Obwohl Reichweite und Nachfüllzeit derzeit noch für einen Wasserstoffantrieb sprechen, sind die politischen Zukunftsplanungen der Bundesregierung größtenteils auf batteriebetriebene Fahrzeuge ausgerichtet [7]. Dies liegt hauptsächlich an dem deutlich höheren energetischen Wirkungsgrad des Gesamtprozesses (Umwandlung elektr. Energie in mechanische Energie) und dem deutlich sichereren Speichermedium (Gefahr der Wasserstoffexplosion).

Die energiewendebedingten Veränderungen der Energieversorgung wirken sich auch erheblich auf das elektrische Versorgungsnetz aus. Auf Transportnetzseite mangelt es auf Grund des Wegfalls von lastnahen Großkraftwerken – insbesondere in Süddeutschland – und vermehrter lastferner Stromerzeugung – insbesondere in Nord- und Ostdeutschland – an notwendigen Übertragungskapazitäten [8], wohingegen die sich stark erhöhende Anzahl kleinerer dezentraler Erzeuger und leistungsintensiver Verbraucher eine große Herausforderung für die Verteilungsnetze darstellt [9]. Auf Grund des dynamischeren Wandels der Verteilungsnetze befasst sich die vorliegende Arbeit mit den Herausforderungen und Lösungsoptionen dieser Spannungsebenen. Der Fokus liegt dabei insbesondere auf der Niederspannungsebene, da elektrische Mobilitätsanwendungen größtenteils durch diese versorgt werden.

## 1.1 Niederspannungsnetze im Wandel

Der Großteil der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen wird an die Verteilungsnetze angeschlossen. Besonders die konzeptionell lediglich zur Letztverteilung an meist kleinere Endverbraucher ausgelegten Niederspannungsnetze müssen dabei einen erheblichen Anteil der dezentral erzeugten elektrischen Energie aufnehmen (hauptsächlich Energie aus Photovoltaik-Anlagen). Die dadurch entstehenden Leistungsflussveränderungen haben zwei wesentliche Auswirkungen auf das Netz: Einerseits führen die Leistungseinspeisungen zu einer Anhebung der Spannung und andererseits verändert sich die Betriebsmittelauslastung. Solange die kumulierte Einspeisung eines Netzgebietes die gleichzeitige Leistungsentnahme der Verbraucher nicht oder nur unwesentlich überschreitet, haben die zusätzlichen Einspeisungen keinen negativen, sondern eher einen netzdienlichen Effekt, da die Betriebsmittelauslastung im Netzgebiet und insbesondere des Transformators dadurch abnimmt. In diesem Fall sind lediglich die Übertragungskapazitäten der einzelnen Anschlussleitungen zu überprüfen. Auf Grund der starken Anreizsetzung der Bundesregierung ist die installierte Leistung der dezentralen Stromerzeugungsanlagen allerdings besonders in einigen ländlichen Netzen so stark gestiegen, dass die benötigte Leistung der Verbraucher zeitweise deutlich überdeckt wird. In diesen Situationen übersteigen die dann umgekehrten Leistungsflüsse teilweise auch die Auslegungsleistung der Netze, sodass sich unzulässige Spannungserhöhungen und Betriebsmittelüberlastungen ergeben können.

Zusätzlich zur wachsenden Anzahl der dezentralen Leistungseinspeisungen steigt durch die elektrische Substituierung fossiler Energieträger auch die Anzahl der leistungsintensiven Verbraucher (insb. Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge). Wegen der unterschiedlichen kritischen Netzbelastungszeiten – PV-Anlagen an Sommertagen, Wärmepumpen im Winter, Elektrofahrzeuge vornehmend abends – werden die beschriebenen Auswirkungen auf die Netze allerdings nicht abgemildert, sondern auf die andere Leistungsflussrichtung ausgeweitet. Die hohe Volatilität der Leistungseinspeisung und -entnahme kann daher je nach Tages- und Jahreszeit zu Spannungsbandverletzungen (in beide Richtungen) oder Betriebsmittelüberlastungen führen.

Zur Einhaltung der regulatorischen Maßgaben, insb. der DIN EN 50160, und zur Vermeidung von Betriebsmittelbeschädigungen und Versorgungsausfällen muss ein betroffenes Netzgebiet ertüchtigt werden. In der konventionellen Netzplanung erfolgt diese Ertüchtigung durch das Verlegen neuer Leitungen mit höherer Stromtragfähigkeit und niedrigerer Impedanz und ggf. durch den Austausch des speisenden Transformators. Auf Grund der langen Lebensdauer der Komponenten von teilweise über 40 Jahren [10] und des verhältnismäßig hohen Investitionsaufwands ist eine Anpassung an die sich dynamisch verändernde Einspeise- und Verbraucherstruktur dabei allerdings kaum möglich. Daher muss zum Zeitpunkt der Netzausbaumaßnahme bereits der zukünftige Leistungsfluss prognostiziert werden, was bei Prognoseabweichungen zu unwirtschaftlichen Überdimensionierungen bzw. erneuten Ausbaumaßnahmen führen kann. Ungeachtet des Prognoserisikos muss ein rein konventionell betriebenes Netz stets für ein maximales Belastungsszenario ausgelegt sein, welches real nur sehr wenige Stunden im Jahr auftritt und somit zu einer konzeptbedingten Überdimensionierung in der übrigen Zeit führt [11].

Alternativ zum konventionellen Netzausbau kann ein ordnungsgemäßer Betrieb auch durch den Einsatz von Mess- und Automatisierungstechnik erreicht werden. Mittels geeigneter Netzsensorik können auftretende Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen identifiziert und durch die gezielte Ansteuerung regelbarer Komponenten behoben werden. Ein mit einem solchen Automatisierungssystem ausgestattetes Netz wird auch als intelligentes Netz bzw. *Smart Grid* bezeichnet [12]. Im Vergleich zum konventionellen Ansatz muss das Netzgebiet bei dieser Lösung nicht für ein maximales Belastungsszenario ausgelegt sein, da Einspeisung und Lasten in kritischen Netzsituationen gezielt angepasst werden können. Auf diese Weise kann die Übertragungskapazität des Netzes im Jahresverlauf deutlich besser ausgenutzt werden. Darüber hinaus kann ein solches System dynamisch um weitere Sensorik und Aktorik erweitert werden und sich somit den Veränderungen im Netzgebiet anpassen. Auch wenn durch den Einsatz eines Netzautomatisierungssystems der Netzausbau häufig nicht vollständig vermieden werden kann, so wird er durch den Einsatz dieser Technik doch erheblich reduziert und verzögert. Unter Vollkostenbetrachtung ist ein Netzautomatisierungssystem daher in vielen Fällen dem konventionellen Netzausbau wirtschaftlich vorzuziehen [13, 14]. Ergänzend dazu bringt der Einsatz eines Netzautomatisierungssystems zusätzliche Mehrwerte wie die Bereitstellung von aktuellen Netzzustandsinformationen mit sich und stellt die Basis für eine koordinierte Regelung von Einspeisung und Verbrauch in einem von fluktuierender Energieerzeugung geprägten System dar. Auf Grund ihrer guten Regelbarkeit und hohen Ladeflexibilität sind dabei insbesondere Elektrofahrzeuge gute Akteure eines solchen Systems.

## 1.2 Stand der Wissenschaft und Forschung

Im derzeitigen Energiesystem entstehen lokale Grenzwertverletzungen im Verteilungsnetz hauptsächlich auf Grund einer zu hohen dezentralen Stromeinspeisung. Aktuelle Ansätze zur Netzautomatisierung fokussieren sich daher mehrheitlich auf ein gezieltes Einspeisemanagement [15, 16, 17, 18, 19, 20]. Mit dem Zuwachs leistungsintensiver Verbraucher wird zukünftig jedoch auch dem Lastmanagement eine entscheidende Bedeutung zukommen, wobei insbesondere durch einen Ausbau der Elektromobilität Grenzwertverletzungen erwartet werden [21, 22, 23, 24]. Die ersten Ansätze eines gezielten Lastmanagements auf Verteilungsnetzebene konzentrieren sich folglich auf das Lademanagement von Elektrofahrzeugen [25, 26, 27, 28, 29, 30]. Neben der Ladung privater Fahrzeuge werden dabei auch gewerbliche Fahrzeugflotten (z.B. [31]) und logistische Anwendungen (z.B. [32]) betrachtet. Zusätzlich existieren auch Ansätze zum Lastmanagement in der Industrie (wie [33, 34, 35]) und in Privathaushalten [36, 37, 38].

Im Gegensatz zum Einspeisemanagement können beim Lastmanagement direkte negative Auswirkungen für den Anlagenbesitzer auftreten. Während Regulationsmaßnahmen zur Reduzierung der Einspeiseleistung lediglich finanzielle Einbußen durch die nicht eingespeiste Energie mit sich bringen, welche entsprechend kompensiert werden, können Lastregelungen dazu führen, dass das betroffene Gerät nicht adäquat genutzt werden kann. Im Falle der Laderegulierung eines Elektrofahrzeuges können ungeeignete Regulationsmaßnahmen beispielsweise zu einem Mobilitätsverlust des Fahrzeugnutzers führen, welcher nicht direkt monetär bewertet werden kann. Wird durch eine solche Regulationsmaßnahme eine dringende Fahrt verhindert, so kann dies auch zu einem totalen Akzeptanzverlust eines Lademanagementsystems führen. Die Nutzerbedürfnisse finden bisher jedoch erst wenig Berücksichtigung (so z.B. in [39, 40]).

Neben der Behebung elektrofahrzeugbasierter Grenzwertverletzungen existieren auch Ansätze, die Flexibilität der Fahrzeugladungen für andere Zwecke einzusetzen. So werden beispielsweise in [41, 42, 43] Möglichkeiten zur besseren Ausnutzung volatil erzeugter Energie durch Elektrofahrzeuge und in [44, 45, 46] Ansätze zur gesamtsystemstützenden Nutzung des Speicherpotentials der Elektrofahrzeuge durch eine Netzzurückspeisung (Vehicle-to-Grid) untersucht. Darüber hinaus werden einzelne Vermarktungsmöglichkeiten der Ladeflexibilität betrachtet [47, 48, 49, 50, 51, 52]. Jedoch fehlt es bisher an ganzheitlichen Ansätzen zur gleichzeitigen Berücksichtigung der Netz-, Nutzer- und Marktanforderungen (verschiedener Märkte) sowie zur Kombination eines Lademanagements mit anderen Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz (z.B. thermische Speicher wie Kühllhäuser, Wärmepumpen etc.).

### 1.3 Einordnung, Motivation und Ziel der Arbeit

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Entwicklung eines Lademanagementsystems für Elektrofahrzeuge. Im Gegensatz zu bisherigen Ansätzen soll dieses in der Lage sein, die Ladeflexibilität der Elektrofahrzeuge sowohl für netz- als auch für marktdienliche Zwecke einzusetzen, ohne dabei die Mobilität der Fahrzeugnutzer einzuschränken. Auf diese Weise soll der für eine verstärkte Elektromobilität benötigte Netzausbaubedarf vermieden oder zumindest erheblich reduziert und die Flexibilität der Ladevorgänge dem Gesamtsystem verfügbar gemacht werden. Grundsätzlich soll dadurch der volkswirtschaftliche Aufwand der Netzintegration einer verstärkten Elektromobilität verringert und ein Beitrag zur Ausgestaltung eines effizienten Energieversorgungssystems geleistet werden.

Zunächst werden die Auswirkungen einer verstärkten Elektromobilität auf das elektrische Netz bestimmt. Dafür werden die zukünftigen Elektrofahrzeugverteilungen prognostiziert und probabilistische Ladeprofile auf Basis historischer Fahrzeugnutzungen erstellt. Diese werden mit ebenfalls probabilistisch generierten Last- und Einspeiseprofilen überlagert und deren Auswirkungen auf verschiedene reale Netzgebiete bewertet. Gleichzeitig dienen die generierten Ladeprofile der Bestimmung der verfügbaren und durch ein Lademanagementsystem nutzbaren Ladeflexibilität.

Daran anschließend wird die Entwicklung des Lademanagementsystems vorgestellt, wobei zunächst die netzdienlichen Funktionen dargestellt werden. Da das Lademanagementsystem in ein Netzautomatisierungssystem einzubetten ist, wird anfangs auf die bereits vorhandenen Funktionen eines solchen eingegangen. Darauf folgend werden die wirtschaftlichen Vorzüge eines derartigen Systems dargestellt und die zur Umsetzung benötigten Voraussetzungen aufgeführt. Anschließend werden die Systemkonzeption und die einzelnen Ladeverfahren erläutert und die Erfahrungen der praktischen Validierung aufgeführt. Ziel der Ladeverfahren ist es, die Ladeflexibilität der Elektrofahrzeuge zur Stützung des elektrischen Netzes einzusetzen, dabei jedoch den Komfort der Fahrzeugnutzer bestmöglich zu bewahren.<sup>1</sup>

Abschließend werden die marktdienlichen Einsatzmöglichkeiten des Lademanagementsystems dargestellt und bewertet. Hierbei werden zunächst die bereits heutzutage verfügbaren Vermarktungsoptionen vorgestellt und das Erlöspotential eines Elektrofahrzeugpools je Option auf Basis historischer Preisdaten bestimmt. Im Anschluss wird die Marktentwicklung der nächsten Jahre abgeschätzt und das zukünftige Erlöspotential eines Elektrofahrzeugpools bei einer optimierten Marktkombination abgeschätzt.

---

<sup>1</sup> Neben potentiellen Mobilitätseinschränkungen werden auch sonstige Aufwände wie z.B. für Dateneingaben und Fahrtenplanungen sowie die Nutzerverständlichkeit der Konzepte berücksichtigt

## **2 Elektromobilitätsentwicklung und deren Netzauswirkung**

Die elektrofahrzeugbedingten Belastungen des elektrischen Netzes hängen in erster Linie von der durch die Fahrzeugladungen veränderten Leistungsflusssituation, also der zum Betrachtungszeitpunkt gleichzeitig bezogenen Ladeleistung der Fahrzeuge im betrachteten Netzgebiet ab. Diese wiederum ist von der Marktdurchdringung der Elektromobilität und den Mobilitätsbedürfnissen der Fahrzeugnutzer abhängig (im speziellen von der Leistung der Ladevorgänge und den benötigten Energiemengen). Zur Bestimmung der zukünftigen Leistungsflüsse werden daher zunächst die derzeit erwartete Entwicklung der Elektrofahrdurchdringung und die relevanten technischen Eigenschaften der Fahrzeuge und Ladestationen aufgezeigt. Unter Berücksichtigung der weiteren Netzteilnehmer und des Fahrverhaltens der Fahrzeugnutzer werden anschließend die aus einer verstärkten Elektromobilität resultierenden Auswirkungen auf die Netze mittels einer stochastischen Simulation abgeschätzt.

### **2.1 Entwicklung der Elektromobilität**

Die Elektromobilität ist ein „Leuchtturmprojekt“ der Bundesregierung [53]. Im Energiekonzept 2050 beziffert die Regierung das Ausbauziel auf eine Million Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2020 und auf sechs Millionen Fahrzeuge bis 2030 [4]. Deutschland soll sich dadurch langfristig zum „Leitmarkt für Elektromobilität“ entwickeln [7]. Die von der nationalen Plattform für Elektromobilität geplante Entwicklung des Marktes, sowie die Anzahl der Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2020 ist dabei Abbildung 2-1 zu entnehmen. Die derzeitigen Zulassungszahlen unterschreiten die Planungen allerdings signifikant. Statt der geplanten 100.000 Elektrofahrzeuge waren Ende 2014 nur etwa 24.000 elektrisch angetriebene Fahrzeuge in Deutschland zugelassen [7]. Hauptgrund dafür ist, dass Elektrofahrzeuge derzeit wirtschaftlich kaum mit konventionellen Fahrzeugen konkurrieren können. Die Bundesregierung hat daher eine Kaufprämie für Elektrofahrzeuge eingeführt, die den Fahrzeugbestand zumindest auf das neue Minimalziel von einer halben Millionen Fahrzeuge bis zum Jahr 2020 erhöhen soll [54].

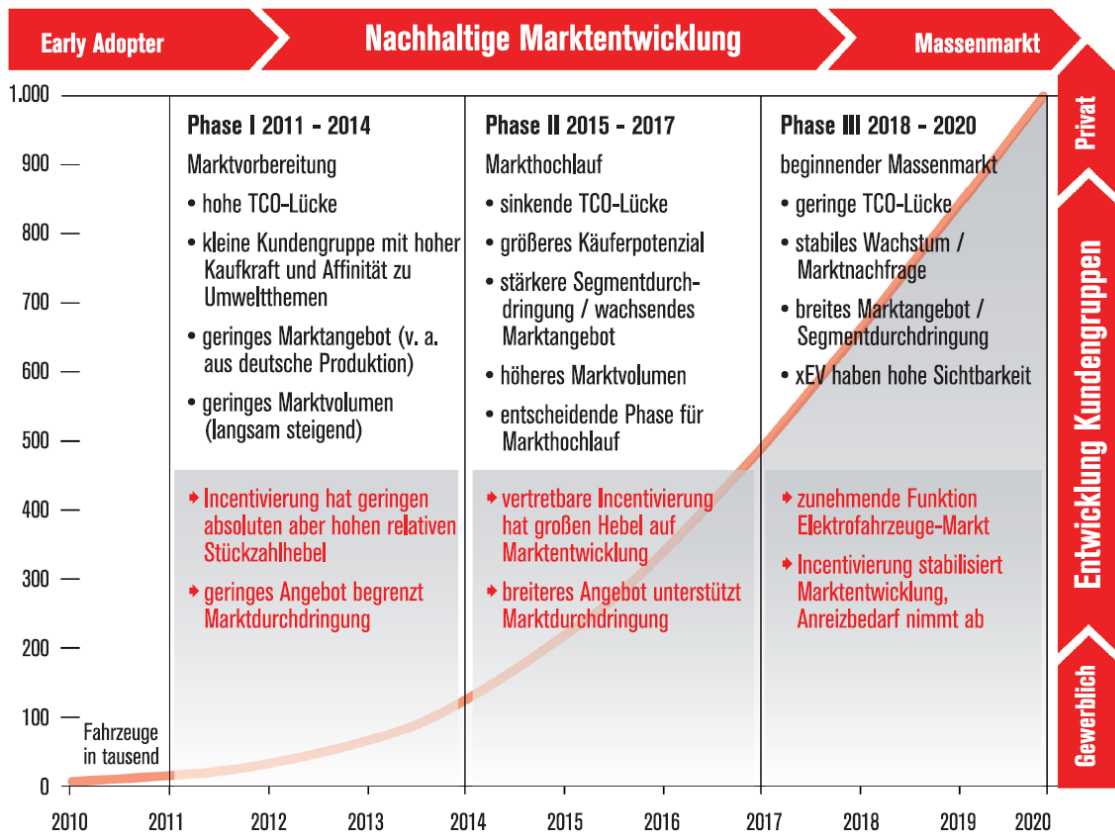


Abbildung 2-1: Zielkurve Marktentwicklung [55]

Neben den Entwicklungsplanungen der Bundesregierung existieren eine Reihe weiterer Prognosen über die zahlenmäßige Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland. Nachfolgende Abbildung zeigt eine Auswahl der gängigsten Prognoseverläufe.

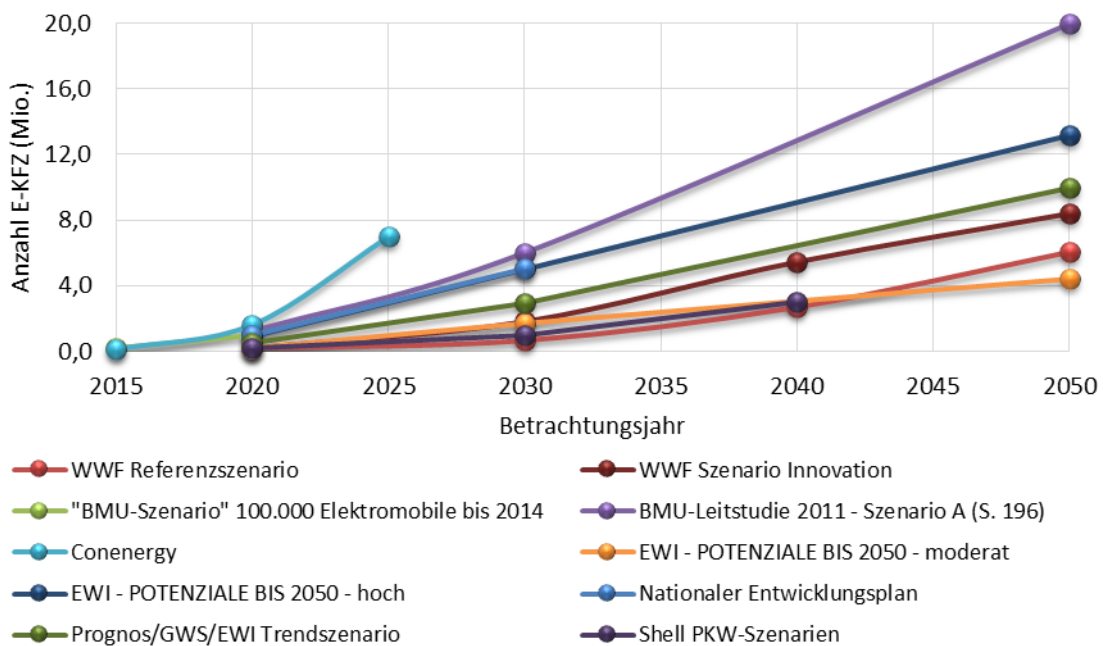


Abbildung 2-2: Auswahl gängiger Prognosen zur Anzahl an Elektrofahrzeugen (Eigene Darstellung nach [56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63])

Auf Grund des momentan noch sehr frühen Entwicklungsstatus der Elektromobilität und der damit einhergehenden Unsicherheit bezüglich der Marktentwicklung, weisen die unterschiedlichen Prognosen eine relativ große Streuung auf. In den Referenzjahren 2030 und 2050 liegt die prognostizierte Elektrofahrzeuganzahl zwischen 0,6 und 6 Millionen bzw. zwischen 4,4 und 20 Millionen, wobei die Regierungsziele stets die Obergrenze darstellen und somit sehr optimistisch erscheinen (BMU-Leitstudie entspricht Regierungszielen). Der internationale Vergleich zeigt jedoch, dass die Geschwindigkeit der Marktdurchdringung elektrisch angetriebener Fahrzeuge stark von den politischen Rahmenbedingungen abhängig ist. Auf Grund von signifikanten Steuererleichterungen liegt der Anteil von Elektrofahrzeugen an den Neuzulassungen in Norwegen beispielsweise bereits heutzutage bei etwa 23 % [64]. Sollte die Bundesregierung ähnliche Anreize für den Erwerb eines Elektrofahrzeuges setzen (über die aktuelle Kaufprämie hinaus), könnten dadurch auch die anspruchsvollen Durchdringungsziele rechtzeitig erreicht werden.

Insgesamt gehen sämtliche Prognosen von einer kontinuierlichen Steigerung der Elektrofahrzeugdurchdringung aus, wobei sich das Erreichen einer bestimmten Fahrzeuganzahl je nach Prognose um einige Jahre nach vorne oder hinten verschiebt. Da sich unter der gegebenen Unsicherheit keine spezifische Aussage zu den Fahrzeuganzahlen in einem konkreten Jahr treffen lässt, wird im Folgenden kein einzelnes Jahr betrachtet, sondern auf die Auswirkungen einer konkreten Anzahl eingegangen. Angelehnt an die Regierungsziele werden in dieser Arbeit die Netzauswirkungen bei einer Anzahl von einer, sechs und zwanzig Millionen Elektrofahrzeugen untersucht.

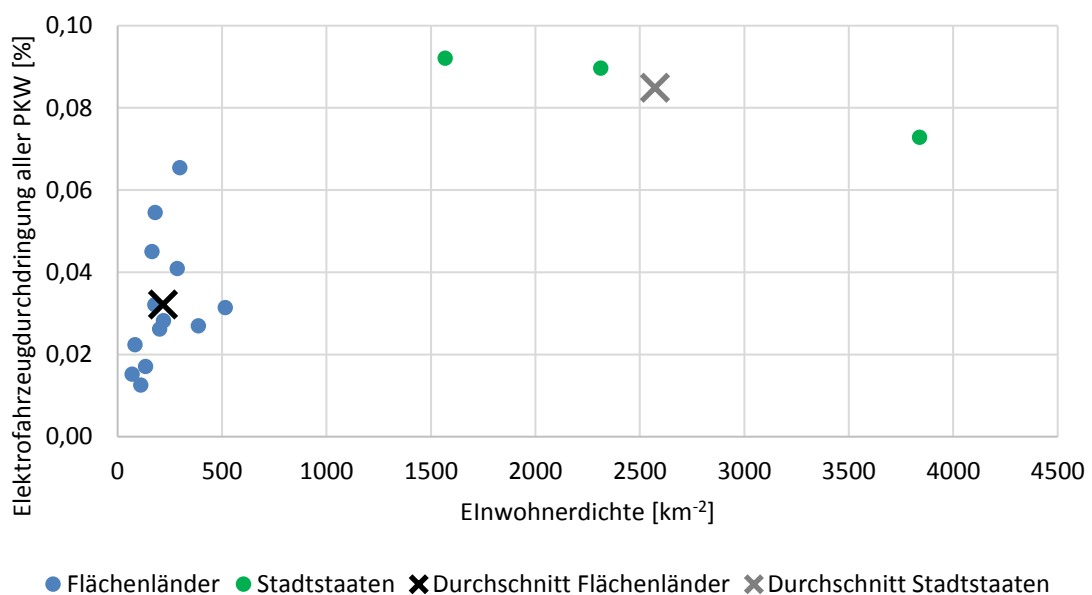
### **2.1.1 Lokale Entwicklung**

Die geplante nationale Entwicklung der Elektrofahrzeugdurchdringung kann zur Berechnung des durch diese Mobilitätsform zusätzlich benötigten Bedarfs an elektrischer Energie im gesamten Bundesgebiet genutzt werden. Hauptproblem der Elektrofahrzeugintegration ist allerdings nicht die Energiebereitstellung, sondern deren Verteilung, welche insbesondere auf lokaler Ebene untersucht werden muss [65]. Eine Quantifizierung der elektrofahrzeugbasierten Auswirkungen kann somit nicht nur auf Basis der Gesamtfahrzeuganzahl im Bundesgebiet erfolgen, sondern muss jeweils die lokale Konzentration der Fahrzeuge im betrachteten Gebiet berücksichtigen.



Die lokale Fahrzeugkonzentration ist indes von einer Vielzahl sozialer, ökonomischer und städtebaulicher Faktoren – wie Wohlstand der Bewohner, Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur, durchschnittliche Entfernung der Arbeitsstätte, lokale politische Förderungsmaßnahmen<sup>2</sup>, Vorhandensein privater Stellplätze etc. – abhängig, deren Einfluss im Einzelnen kaum konkret zu beziffern ist. Es gibt jedoch einige starke und durchgehend beobachtbare Einflussfaktoren, die sich zumindest zur Ermittlung von allgemeingültigen Aussagen zur lokalen Fahrzeugkonzentration bestimmter Regionstypen eignen:

Elektrofahrzeuge besitzen derzeit insbesondere im Stadtverkehr (geringe Geschwindigkeit, wenig benötigte Reichweite, häufiges Anfahren und Abbremsen) deutliche Vorteile gegenüber konventionellen Fahrzeugen, weshalb ein signifikantes Stadt-Land-Gefälle zu erwarten ist. Diese Erwartungshaltung wird durch die derzeitigen Zulassungszahlen belegt. Abbildung 2-3 zeigt die Elektrofahrzeugkonzentrationen in den einzelnen Bundesländern verglichen mit der Einwohnerdichte. Die Durchschnittswerte aller Flächenländer bzw. der drei Stadtstaaten sind dabei durch ein Kreuz markiert.



**Abbildung 2-3: Gegenüberstellung der Elektrofahrzeugdurchdringung und der Einwohnerdichte der Bundesländer Anfang 2015 (Eigene Darstellung nach [66, 67])**

<sup>2</sup> Wie z.B. die Erlaubnis zur Nutzung von Busspuren, kostenfreies Parken, Mautfreiheit oder sonstige Vergünstigungen

Auffällig ist, dass die durchschnittliche Durchdringung in den Stadtstaaten mehr als dem Doppelten der Flächenländer entspricht. Betrachtet man einen Stadtstaat als Referenz für eine Großstadt, kann somit davon ausgegangen werden, dass die Fahrzeugdurchdringung in einer großen Stadt momentan etwa dem Doppelten der durchschnittlichen Elektrofahrzeugdichte entspricht. Auf Grund der fortschreitenden Entwicklung auf dem Gebiet der Batterietechnik – insbesondere höhere Energiedichten – ist jedoch davon auszugehen, dass es langfristig keine gravierenden Unterschiede mehr zwischen städtischen und ländlichen Gebieten geben dürfte. Um diese Entwicklung abzubilden, wird die Elektrofahrzeugdichte im Stadtgebiet um einen Korrekturfaktor in Abhängigkeit der Referenzelektrofahrzeuganzahl angepasst. Für eine Fahrzeuganzahl von einer Millionen Fahrzeuge wird dabei noch der aktuelle Faktor von 2 verwendet, bei sechs Millionen Fahrzeuge beträgt der (mittlere) Korrekturfaktor noch 1,5 und langfristig, für 20 Millionen Elektrofahrzeuge, kann der Faktor entfallen bzw. mit 1 angenommen werden.

Die Elektrofahrzeugdurchdringung innerhalb einer Stadt ist in der Regel ebenfalls inhomogen, sodass die Durchdringung einzelner Stadtviertel nicht durch die Durchschnittswerte einer gesamten Stadt substituiert werden kann. Derzeitige Elektrofahrzeugbesitzer verfügen beispielsweise zumeist über ein deutlich höheres Einkommen als der Bundesdurchschnitt [68] und besitzen in der Regel einen festen Stellplatz am Haus [69]. Auch wenn die Korrelation zwischen Einkommen und Elektrofahrzeugbesitz durch die sinkenden Anschaffungskosten der Elektrofahrzeuge zukünftig abnehmen dürfte, so wird die Vorteilhaftigkeit des eigenen Stellplatzes und der damit einhergehenden Möglichkeit der privaten Fahrzeugladung weiterhin fortbestehen. Es ist daher davon auszugehen, dass Elektrofahrzeugbesitzer auch zukünftig zumeist über einen eigenen Stellplatz verfügen und Stadtviertel mit einer hohen Dichte an privaten Stellplätzen somit eine überdurchschnittliche Elektrofahrzeugdurchdringung aufweisen dürften.

Im großstädtischen Gebiet besitzen durchschnittlich etwa 64 % der Fahrzeugbesitzer einen eigenen Stellplatz [70]. Unter der Annahme, dass sich der Großteil der Elektrofahrzeuge auf diesen Halterkreis aufteilt, liegt die Elektrofahrzeugdichte in Gebieten mit vornehmlich privaten Stellplätzen somit deutlich höher. Im Detail ergibt sich dabei folgende Erhöhung:

Die Elektrofahrzeugdurchdringung  $D$  teilt sich auf unter Nutzern mit ( $D_m$ ) und ohne privaten Stellplatz  $D_o$ . Dabei ist in diesem Fall

$$D = 0,36 D_o + 0,64 D_m \quad (2-1)$$

Sofern die Elektrofahrzeuge ausschließlich von Personen mit privatem Stellplatz genutzt werden, so ist

$$D_m = \frac{D - 0}{0,64} = D \cdot \frac{1}{0,64} = 1,56 D \quad (2-2)$$

also um 56 % höher als im städtischen Durchschnitt. Zur Berücksichtigung dieser Verteilung wird für ein Stadtgebiet mit vornehmlich privaten Stellplätzen der Korrekturfaktor 1,5 verwendet.

Aus den vorstehenden lokalen Korrekturfaktoren kann die durchschnittliche Elektrofahrzeugdurchdringung für unterschiedliche Regionstypen für die festgelegten Referenzelektrofahrzeugzahlen bestimmt werden. Diese werden in Tabelle 2-1 aufgeführt. Die Gesamtfahrzeuganzahl (konventionell + alternativ) wird dabei weiterhin mit dem aktuellen Stand (2015) von 44,4 Millionen Personenkraftwagen angenommen [66].

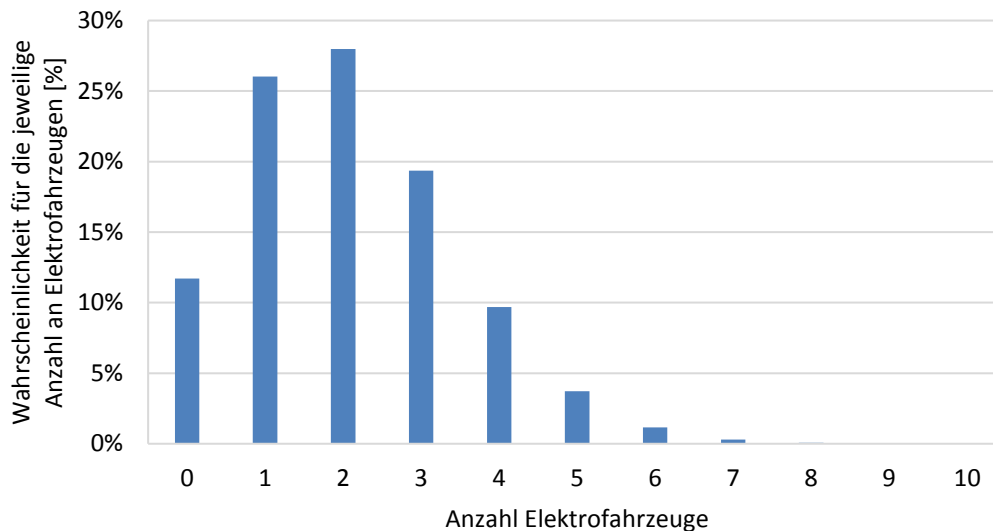
**Tabelle 2-1: Elektrofahrzeugdurchdringung nach Regionstyp für festgelegte Referenzelektrofahrzeugzahlen**

Elektrofahrzeuganzahl	Durchschnittliche Durchdringung nach Regionstyp		
	Bundesdurchschnitt	Großstädtischer Raum	Großstädtischer Raum mit privaten Stellplätzen
1 Million	2,3 %	4,6 %	6,9 %
6 Millionen	13,5 %	20,3 %	30,5 %
20 Millionen	45 %	45 %	67,5 %

Zur Ermittlung der elektrofahrzeugbasierten Auswirkungen auf das elektrische Netz ist die Elektrofahrzeugdurchdringung einzelner Straßenzüge erforderlich. Da diese allerdings erheblich von den ermittelten Durchschnittswerten des Regionstyps abweichen kann, ist die Verteilung nur mit Hilfe einer stochastischen Analyse abzuschätzen. Dazu wird angenommen, dass die Wahrscheinlichkeit eines elektrischen Antriebes für jedes Fahrzeug eines Straßenzug gleich groß ist und die Fahrzeugdurchdringung somit einer Binomialverteilung unterliegt, deren diskrete Wahrscheinlichkeitsfunktion durch Gleichung (2-3) beschrieben werden kann [71].

$$B(n, p, k) = \binom{n}{k} p^k (1 - p)^{n-k} \text{ für } k, n \in \mathbb{N}_0; p \in \mathbb{R} \mid 0 \leq p \leq 1 \quad (2-3)$$

Hierbei steht  $n$  für die Gesamtanzahl an Fahrzeugen im betrachteten Gebiet,  $k$  für die Anzahl der Elektrofahrzeuge und  $p$  für die Wahrscheinlichkeit, dass ein Fahrzeug elektrisch angetrieben wird, welche mit der durchschnittlichen Durchdringung des Regionstyps angenommen werden kann. Eine beispielhafte Wahrscheinlichkeitsverteilung eines großstädtischen Gebietes mit überwiegend privaten Stellplätzen und einer Fahrzeuganzahl von 30 ist für eine Gesamtelektrofahrzeuganzahl von einer Million in Abbildung 2-3 dargestellt.



**Abbildung 2-4: Wahrscheinlichkeitsverteilung eines großstädtischen Gebietes mit überwiegend privaten Stellplätzen und einer Gesamtanzahl von 30 Fahrzeugen im Jahr 2020 ( $n=30$ ,  $p=0.069$ )**

Es ist zu erkennen, dass die lokale Konzentration eines kleinen Gebietes deutlich über der durchschnittlichen Durchdringung des entsprechenden Regionstyps (hier  $\bar{D} = 30 \cdot 0,069 \approx 2$  Fahrzeuge) liegen kann. Die zur Abschätzung der maximalen Auswirkungen der Elektromobilität relevante maximale Elektrofahrzeugdurchdringung auf einem gegebenen Signifikanzniveau kann dabei durch die kumulierende Verteilungsfunktion bestimmt werden, welche durch Gleichung (2-4) beschrieben wird.

$$P(X \leq x) = \sum_{k=0}^{|x|} \binom{n}{k} p^k (1-p)^{n-k} \quad (2-4)$$

In diesem Beispiel beträgt beispielsweise die Wahrscheinlichkeit, dass mehr als 6 der 30 Fahrzeuge elektrisch angetrieben sind weniger als 1 %, sodass in diesem Gebiet von maximal 6 Fahrzeugen auszugehen ist. Zur aussagekräftigen Bewertbarkeit der elektrofahrzeugbasierten Auswirkungen werden in den nachfolgenden Betrachtungen stets eine regionstypisch durchschnittliche und eine auf einem Signifikanzniveau von 99 % maximale Durchdringung berücksichtigt. Auf diese Weise lässt sich die Obergrenze der Elektrofahrzeugdurchdringung relativ sicher abschätzen ohne extrem unrealistische Verteilungen zu berücksichtigen.

## 2.2 Technische Einflussfaktoren

### 2.2.1 Spezifischer Energiebedarf

Der durchschnittliche spezifische Energiebedarf eines elektrisch getriebenen Fahrzeuges beträgt nach dem Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) derzeit etwa 14 kWh pro 100 km [72]. Analog zu konventionellen Fahrzeugen liegt der tatsächlich erreichbare Praxisverbrauch allerdings deutlich über den Werksangaben bei durchschnittlich etwa 18 kWh pro 100 km (Auswertung privater Verbrauchsangaben aus [73]). Unter Berücksichtigung der derzeitigen Elektrofahrzeugstruktur (vorwiegend Kleinwagen) und dem Wirkungsgrad des Ladevorgangs dürfte ein realitätsnaher Energiebedarf eines durchschnittlichen Fahrzeugpools daher noch etwas höher bei ca. 20 kWh je 100 km Fahrstrecke liegen (vgl. auch [74]).

Das zukünftige Effizienzsteigerungspotential elektrisch getriebener Fahrzeuge fällt im Gegensatz zu konventionellen Fahrzeugen deutlich geringer aus, da insbesondere der Elektromotor keine großen Steigerungspotentiale mehr bietet. Zwar können durch Gewichtseinsparungen (z.B. durch leichtere Materialien) und luftwiderstandsoptimierte Bauformen noch Effizienzpotentiale erschlossen werden, jedoch dürften diese durch die weiterhin wachsende Anzahl an elektronischen Unterstützungssystemen weitestgehend kompensiert werden (vgl. auch [75]). Aus diesem Grund wird der spezifische Energiebedarf eines Elektrofahrzeugs im Folgenden konstant mit 20 kWh je 100 km Fahrstrecke angenommen.

### 2.2.2 Ladeleistung

Die elektrische Leistung der Ladevorgänge stellt einen entscheidenden Einflussfaktor der elektromobilitätsbasierten Auswirkungen auf die Netze dar. Höhere Ladeleistungen führen zu einer geringeren Ladezeit, gehen jedoch mit einer größeren Belastung für das speisende elektrische Netz sowie für die Fahrzeugbatterie einher. Derzeit reicht die Spannweite der angebotenen Ladeleistungen von 3,7 kVA (16 A / 230 V, einphasig, Schuko-Steckdose) bis 120 kW (Tesla Supercharger – DC, 300 A / 400 V) [76], wobei mittelfristig auch Ladesysteme mit noch höheren Leistungen verfügbar sein sollen (z.B. CCS Plus mit 280 kW – DC, 350 A / 800 V) [77]. Sehr hohe Ladeleistungen dienen allerdings in der Regel nur der Zwischenladung auf längeren Wegstrecken, sodass diese Ladesysteme hauptsächlich an Autobahnraststätten installiert und direkt an einen Mittelspannungstransformator angeschlossen werden.

Das in dieser Arbeit vorwiegend betrachtete Niederspannungsnetz wird dagegen kaum Ladestationen mit einer Ladeleistung von über 60 kVA speisen müssen [78]. Da der Großteil der Fahrzeugladungen am Wohnort stattfindet und die Aufenthaltsdauern dort größtenteils auch bei geringerer Ladeleistung zur Vollladung des Fahrzeuges genügen, dürften die Ladeleistungen sogar zumeist nur zwischen 3,7 kVA und 22 kVA (32 A / 400 V) liegen und eine Häufung bei 11 kVA (16 A / 400 V) aufweisen [24]. Aus diesem Grund werden im Folgenden die Auswirkungen auf Basis dieser Ladeleistungen bestimmt.

### **2.2.3 Batteriekapazität**

Die Reichweite eines Elektrofahrzeuges und somit auch der maximale Energiebedarf eines einzelnen Ladevorgangs wird durch die verfügbare Kapazität der Traktionsbatterie bestimmt. Da diese momentan die schwerste und kostenintensivste Komponente eines Elektrofahrzeuges ist, hängt auch der Gesamterfolg der Elektromobilität zu einem großen Teil von den Entwicklungen dieser Technologie ab [79]. Bis auf die Fahrzeuge der Marke Tesla verfügt derzeit kein in Serie produziertes Elektrofahrzeug über eine Batteriekapazität von mehr als 25 kWh [72]. In Anbetracht der in Abschnitt 2.2.1 aufgeführten praxisgerechten spezifischen Energieverbräuche beträgt die Reichweite dieser Fahrzeuge somit maximal 125 km. Hauptgrund für die geringen Batteriekapazitäten ist dabei die im Vergleich zu fossilen Brennstoffen sehr niedrige Energiedichte elektro-chemischer Speicher. Beispielsweise liegt die maximale Energiedichte einer Batteriezelle auf Lithium-Ionen-Basis (derzeit die Technologie mit der höchsten Energiedichte) bei maximal 200 Wh/kg [80]. Unter Berücksichtigung des zusätzlichen Gewichtes des kompletten Traktionsbatteriecontainers von etwa 50 % der reinen Energiezellen können höhere Batteriekapazität daher momentan sowohl aus Gewichts- als auch aus Platzgründen (zumindest in kleineren Fahrzeugen) nicht sinnvoll erreicht werden [81].

Im Zuge der fortschreitenden Batterietechnologieentwicklung sollen zukünftig jedoch deutlich höhere Energiedichten realisiert werden. In [82] wird z.B. erwartet, dass Lithium-Schwefel-Batterien mit einer Energiedichte von über 400 Wh/kg etwa ab dem Jahr 2020 marktreif sein dürften, was einer Verdopplung der heutigen Batteriekapazitäten bei gleichem Gewicht entsprechen würde. Langfristig (nach 2030) sollen mit der Lithium-Luft-Technologie auch Energiedichten jenseits von 800 Wh/kg erreicht werden, wodurch die Reichweitenproblematik der Elektromobilität nahezu beseitigt wäre [80]. Analog zu diesen Entwicklungen wird die durchschnittliche Batteriekapazität eines Elektrofahrzeuges für eine Gesamtanzahl von einer Millionen Elektrofahrzeuge mit 40 kWh angenommen, für sechs Millionen mit 80 kWh und für zwanzig Millionen mit 100 kWh.

## 2.3 Netzbelastung durch weitere Teilnehmer

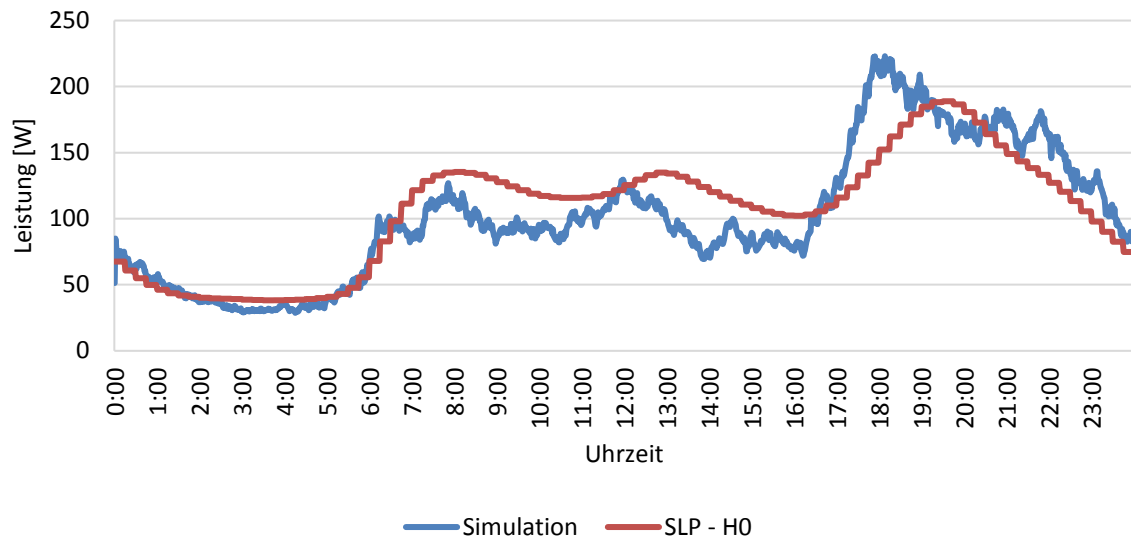
Da Elektrofahrzeuge durch das öffentliche Versorgungsnetz gespeist werden, überlagern sich die ladebedingten Leistungsflüsse mit denen der anderen Netzteilnehmer. Die Auswirkungen einer verstärkten Elektromobilität können daher nur unter Berücksichtigung der übrigen Verbraucher (und Einspeiser<sup>3</sup>) in diesem Netzgebiet abgeschätzt werden. Im in dieser Arbeit vorwiegend betrachteten Niederspannungsnetz sind dabei insbesondere die Leistungsbedarfe privater Wohneinheiten sowie die Einspeisung von Photovoltaik-Anlagen von Interesse.

### 2.3.1 Leistungsbedarf privater Wohneinheiten

Der Leistungsbedarf privater Wohneinheiten ist von diversen Einflussfaktoren – wie Jahreszeit, Temperatur, Geräteausstattung, Wochentag, Anzahl der Personen etc. – abhängig und wird zu Prognosezwecken in der Regel durch ein Standardlastprofil (SLP) abgeschätzt. Da ein solches SLP allerdings erst ab einer Gesamtanzahl von etwa 400 Wohneinheiten eine verlässliche Annäherung an die tatsächlichen Leistungsbezüge liefert, kann dieses zur Untersuchung der Lastflüsse eines einzelnen Niederspannungsnetzes nicht herangezogen werden [83]. Stattdessen wird der Leistungsbedarf einer Wohneinheit im Folgenden auf Basis einer wahrscheinlichkeitsbasierten Verfügbarkeit typischer elektrischer Geräte und deren Einschaltzeiten abgeschätzt (vgl. auch [84]). Zu diesem Zweck wurden die Wahrscheinlichkeiten des Vorhandenseins eines Verbrauchers, der Einschaltdauer und der Einschaltzeiten in Abhängigkeit des Tagtyps (Werktag, Samstag, Sonntag) und der Jahreszeit sowie die durchschnittliche Leistungsaufnahme für die unterschiedlichen Verbraucherarten nach [37, 38, 85] bestimmt und mit Messwerten von durch Smart Meter gemessenen Haushalten harmonisiert. Nachstehende Abbildung zeigt den Vergleich der Aggregation von 1000 simulierten Haushaltsprofilen mit dem Standardlastprofil H0. Die Leistungswerte sind dabei entsprechend der Lastprofilreferenz auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh pro Haushalt skaliert.

---

<sup>3</sup> Obwohl die Einspeisung dieser Netzebene auf Grund ihrer Volatilität für die reine Auswirkungsanalyse einer verstärkten Elektromobilität auch vernachlässigt werden kann (Einspeisung reduziert die Lastauswirkungen, somit höchste Lastauswirkung bei keiner Einspeisung), wird sie insbesondere für die im weiteren Verlauf der Arbeit folgenden Analyse des Zusammenspiels aus Erzeugung und Verbrauch der Vollständigkeit halber auch an dieser Stelle bereits berücksichtigt.



**Abbildung 2-5: Vergleich von 1000 simulierten Haushalten mit dem Standardlastprofil H0 (Wintertag)**

Es ist zu erkennen, dass die simulierten Haushaltslastprofile relativ gut mit dem Standardlastprofil übereinstimmen. Die Abendspitze fällt im Vergleich zum Standardlastprofil jedoch etwas höher aus und tritt etwas früher auf. Anzumerken ist, dass im Folgenden davon ausgegangen wird, dass sich der Leistungsbedarf privater Wohneinheiten in den Referenzjahren nicht signifikant verändern wird (bei nicht-elektrischer Wärmebereitstellung).

## 2.3.2 Entwicklung der dezentralen Einspeisungen

Im Folgenden wird die erwartete weitere Entwicklung der dezentralen Stromeinspeisungen beschrieben. Dabei wird auf deren absolute Durchdringung und die Verteilung der installierten Leistung je Anlage eingegangen.

### 2.3.2.1 Durchdringung

Der Großteil der Einspeiseleistung in den deutschen Niederspannungsnetzen wird durch Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) bereitgestellt. Auf Basis der EEG-Anlagestammdaten waren bis zum Jahresende 2014 deutschlandweit gut 1,5 Millionen PV-Anlagen (Dachanlagen) installiert [86]. Unter Berücksichtigung der Gesamtgebäudeanzahl in Deutschland von knapp 19 Millionen [87] waren 2014 somit etwa 8 % aller Gebäude mit einer PV-Anlage ausgestattet. Nach dem derzeitigen Netzentwicklungsplan erhöht sich die installierte PV-Leistung bis 2025 um ungefähr 45 % und bis 2035 um etwa 67 % [88]. Hochgerechnet auf das Jahr 2050 ergibt sich dadurch in etwa eine Verdopplung der derzeit installierten Leistung.



Da sich auf Grund der derzeitigen Fördermechanismen (im Gegensatz zur Vergangenheit) eine PV-Anlage wirtschaftlich insbesondere durch einen hohen Eigenverbrauch rentiert, ist prinzipiell eine Reduzierung der installierten Leistung je Anlage und somit eine überproportionale Zunahme der Anlagenanzahl zu erwarten. Die mittlere installierte Leistung der im Jahr 2014 zugebauten PV-Anlagen mit Anschluss an die Niederspannungsebene entsprach mit 25 kWp allerdings in etwa der durchschnittlichen Leistung aller PV-Anlagen dieser Spannungsebene (sofern in den EEG-Stammdaten enthalten), sodass keine Veränderung der Anlagengröße erkennbar ist. Auch die Standardabweichung der Leistungsverteilung veränderte sich nicht signifikant, weshalb von einem relativ gleichbleibenden Verhältnis von Freiflächen- und Dachanlagen ausgegangen werden kann [89]. Daher wird davon ausgegangen, dass sich die Anzahl der PV-Anlagen proportional zur installierten Leistung entwickeln wird und somit deutschlandweit im Jahr 2025 12%, im Jahr 2035 13,5 % und im Jahr 2050 16 % aller Gebäude mit einer PV-Anlage ausgestattet sein werden.

Auf Grund unterschiedlicher Sonneneinstrahlung, Urbanisierungsgrade und verschiedener sozio-ökonomischer Faktoren ist die PV-Anlagenverteilung innerhalb Deutschlands nicht homogen. Während beispielsweise in Bayern bereits heutzutage ca. 16,5 % aller Gebäude über eine PV-Anlage verfügen [90, 91], sind es in Nordrhein-Westfalen weniger als 6 % [92]. Darüber hinaus ist ein starkes Land-Stadt-Gefälle zu beobachten. So beträgt z.B. in München der Anteil an Gebäuden mit einer PV-Anlage am Gesamtgebäudebestand lediglich 2,6 % und damit nur knapp 16 % des durchschnittlichen Anteils in Bayern [93, 94].

Zur Begrenzung der Szenarienvielfalt werden im Folgenden lediglich die PV-Anlagenhäufigkeiten in zwei unterschiedlichen Regionen betrachtet. Dabei dient die Anlagenverteilung in Bayern als Vorlage für ein Gebiet mit einer hohen PV-Durchdringung und die Verteilung in Nordrhein-Westfalen für ein Gebiet mit geringerer Durchdringung. Nachfolgend fasst Tabelle 2-2 die Modellannahmen zur PV-Anlagenverteilung noch einmal zusammen, wobei angenommen wird, dass die Stützjahre 2025, 2035 und 2050 ähnlich zu Abschnitt 2.1 den Elektrofahrzeuganzahlen von einer, sechs und zwanzig Millionen zugeordnet werden können. Die PV-Zubauraten werden dabei in beiden Regionen nach dem bundesdeutschen Durchschnitt angenommen und das Verhältnis zwischen Großstadt und Regionsdurchschnitt anhand des Verhältnisses von Bayern und München abgeschätzt [90, 91, 93, 94].

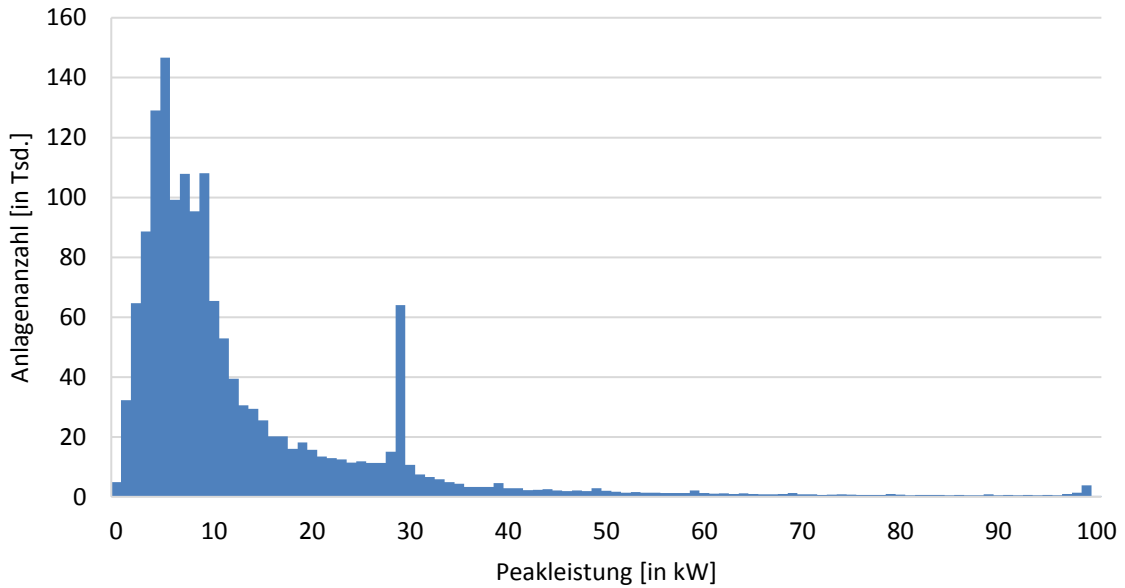
**Tabelle 2-2: Anteil PV-Anlagen-bestückter Gebäude am Gesamtgebäudebestand für festgelegte Regionstypen in Abhängigkeit der Gesamtelektrofahrzeuganzahl**

Elektrofahrzeug- anzahl	Durchschnittlicher Anteil an Gebäuden mit PV-Anlage am Gesamtgebäudebestand			
	Region mit niedriger PV- Durchdringung		Region mit hoher PV- Durchdringung	
	Regions- durchschnitt	Großstädtischer Raum	Regions- durchschnitt	Großstädtischer Raum
<b>1 Million</b>	8,4 %	1,3 %	23,9 %	3,8 %
<b>6 Millionen</b>	9,7 %	1,6 %	27,6 %	4,4 %
<b>20 Millionen</b>	10,8 %	1,7 %	33 %	5,3 %

Analog zur Elektrofahrzeugdurchdringung ist für diese Arbeit insbesondere die PV-Durchdringung einzelner Straßenzüge von Relevanz. Diese wird entsprechend Abschnitt 2.1.1 ebenfalls als binomialverteilt angenommen und im Folgenden einmal mit ihrem Erwartungswert und einmal mit ihrem Maximalwert auf einem Signifikanzniveau von 99 % modelliert.

### 2.3.2.2 Anlagenleistung

Die Bandbreite der installierten Leistung aller PV-Anlagen in Deutschland reicht derzeit von unter 1 kW<sub>p</sub> bis zu über 50 MW<sub>p</sub>, wobei sich die maximale Ausprägung zwischen 5 kW<sub>p</sub> und 6 kW<sub>p</sub> und der arithmetische Mittelwert bei 14,7 kW<sub>p</sub> befindet [86]. Da größere PV-Anlagen an das Mittelspannungsnetz bzw. zumindest direkt an eine Ortsnetzstation angeschlossen werden, beschränkt sich die Betrachtung im Folgenden jedoch auf Anlagen unter 100 kW<sub>p</sub>. Abbildung 2-6 zeigt die Leistungsverteilung aller PV-Anlagen in Deutschland unter 100 kW<sub>p</sub> gruppiert in 1 kW<sub>p</sub> breite Klassen. Es ist zu erkennen, dass die überwiegende Mehrheit der PV-Anlagen eine installierte Leistung unter 30 kW<sub>p</sub> besitzt und es eine besondere Häufung im Leistungsbereich des Eigenbedarfs von etwa 3 kW<sub>p</sub> bis 10 kW<sub>p</sub> gibt. Die auffällig hohe Anlagenanzahl im Leistungsbereich knapp unter 30 kW<sub>p</sub> dürfte den regulatorischen Rahmenbedingungen geschuldet sein, da für installierte Leistungen unter 30 kW<sub>p</sub> teilweise andere gesetzliche Rahmenbedingungen gelten (insbesondere für den Betreiber günstigere Netzanschlussbedingungen nach §8 EEG).



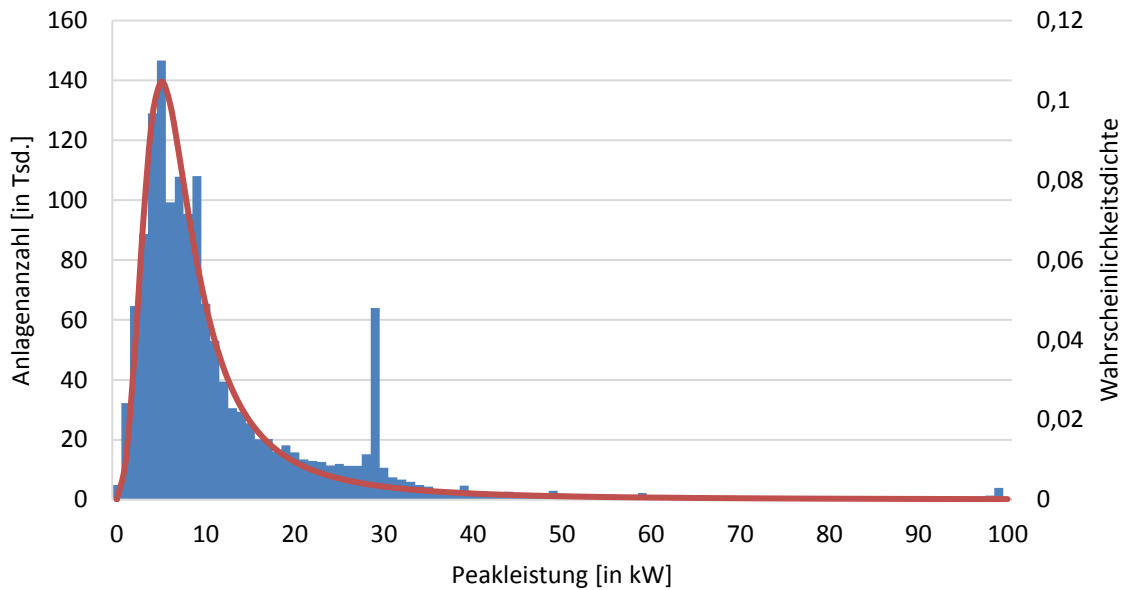
**Abbildung 2-6: Verteilung der installierten Leistung aller PV-Anlagen in Deutschland unter 100 kW<sub>p</sub>, Datenquelle: [86]**

Für die nachfolgende stochastische Simulation wird die Wahrscheinlichkeit einer bestimmten installierten Leistung je Anlage benötigt. Diese lässt sich für einen derartigen Verlauf gut durch eine Burr-Verteilung (speziell Burr XII) mit der folgenden Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion annähern [95]:<sup>4</sup>

$$f(x, c_f, k_f, \alpha) = \frac{c_f \cdot k_f}{\alpha} \cdot \frac{\left(\frac{x}{\alpha}\right)^{c_f-1}}{\left(1 + \left(\frac{x}{\alpha}\right)^{c_f}\right)^{k_f+1}} \quad (2-5)$$

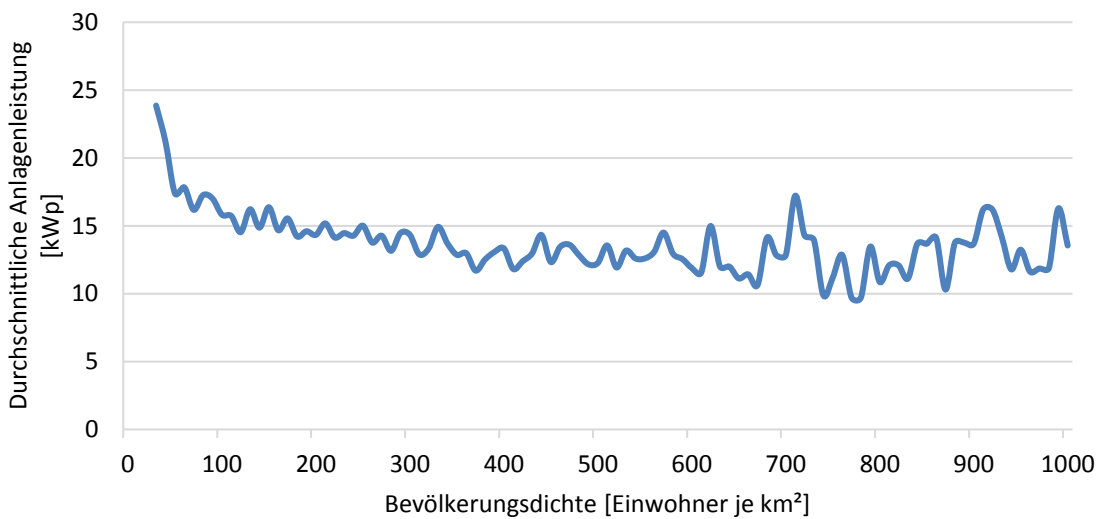
Für eine möglichst gute Korrelation wurden die Formparameter  $c_f = 3,02$  und  $k_f = 0,55$  gewählt. Der Skalierungsfaktor  $\alpha$  bildet die Leistungsklasse mit der größten Häufigkeit ab (hier 5 kW<sub>p</sub> bis 6 kW<sub>p</sub>) und wurde daher mit  $\alpha = 5,5$  kW<sub>p</sub> gewählt. Abbildung 2-7 stellt den Verlauf der so erzeugten Wahrscheinlichkeitsdichte der tatsächlichen Häufigkeit aus Abbildung 2-6 gegenüber. Mit Ausnahme der regulatorisch bedingten Häufigkeitserhöhung um den Bereich knapp unter 30 kW<sub>p</sub> ist die Korrelation zwischen der Burr-Verteilung und der tatsächlichen Anlagenhäufigkeit ausreichend groß, sodass diese Verteilungsfunktion für die nachfolgenden stochastischen Analysen geeignet ist.

<sup>4</sup> Eine entsprechend parametrisierte Burr XII-Verteilung weist die geringste Abweichung aller gängigen statistischen Kurvenfunktionen zu den tatsächlichen Ausprägungen der PV-Leistung auf



**Abbildung 2-7: Gegenüberstellung der tatsächlichen Verteilung der installierten PV-Leistung und der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Burr-Verteilung mit  $\alpha = 5,5 \text{ kW}_p$ ;  $c = 3,02$  und  $k = 0,55$**

Analog zur PV-Anlagen-Durchdringung (Abschnitt 2.3.2.1) ist auch die installierte Anlagenleistung regional unterschiedlich. Abbildung 2-8 zeigt die durchschnittliche Anlagenleistung in Abhängigkeit der Bevölkerungsdichte einer Region.



**Abbildung 2-8: Durchschnittliche PV-Anlagenleistung in Abhängigkeit der Bevölkerungsdichte (Anlagen unter 100 kWp); Datenquelle: Verteilung der Anlagenleistung aus [86]; Bevölkerungsdichte aus [96]**

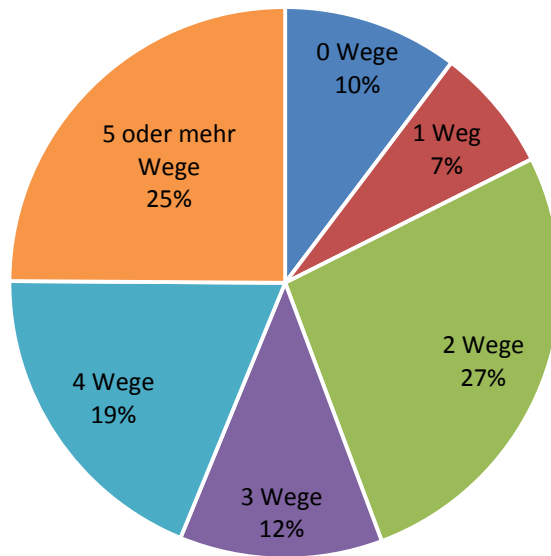
Erkennbar ist, dass PV-Anlagen in sehr ländlichen Regionen (unter 100 Einwohner je km<sup>2</sup> [97]) im Durchschnitt eine größere installierte Anlagenleistung besitzen als in dichter besiedelten Gebieten. Dagegen scheint eine Zunahme der Bevölkerungsdichte jenseits von etwa 200 Einwohnern je km<sup>2</sup> keinen signifikanten Einfluss mehr auf die durchschnittliche Anlagenleistung zu besitzen. Betrachtet man nur die in Regionen mit einer Bevölkerungsdichte unter 100 Einwohner je km<sup>2</sup> installierten PV-Anlagen, kann die Anlagenleistung mit einer Burr-Verteilung mit den Parametern  $c = 3,2$ ,  $k = 0,56$  und  $\alpha = 6,5 \text{ kW}_p$  modelliert werden. Diese Verteilung wird im Folgenden für ländliche Regionen verwendet. Die PV-Anlagenleistung urbaner Siedlungsräume mit einer Einwohnerdichte über 100 Einwohnern je km<sup>2</sup> weist dagegen keinen signifikanten Unterschied zur deutschlandweiten Verteilung auf. Dies liegt insbesondere daran, dass knapp 90 % aller PV-Anlagen in Regionen mit Einwohnerdichten über 100 Einwohnern je km<sup>2</sup> installiert sind.

## 2.4 Mobilitätsverhalten

Das Ladeverhalten eines Elektrofahrzeuges und somit auch dessen Netzauswirkungen hängen vom Mobilitätsverhalten der Fahrzeugnutzer ab. Auf Grund der momentan noch geringen Anzahl an Elektrofahrzeugen und der den Bevölkerungsschnitt nicht repräsentierenden Nutzer stellen aktuelle Elektrofahrzeug-Fahrprofile allerdings keine statistisch verlässliche Grundlage zur Simulation des zukünftigen Mobilitätsverhaltens aller elektrisch getriebenen Fahrzeuge dar (vgl. auch [98]). Unter der Prämisse, dass sich das Mobilitätsverhalten der Bevölkerung in den nächsten Jahren nicht grundlegend ändern wird und Elektrofahrzeuge mittelfristig als vollwertiger Ersatz eines konventionellen Fahrzeuges dienen sollen, dürfte sich das Mobilitätsverhalten von Elektrofahrzeugen stattdessen eher dem Mobilitätsverhalten konventioneller Fahrzeuge annähern. Aus diesem Grund dient die unter anderem konventionelle Fahrzeuge betrachtende Mobilitätsstudie des Bundesverkehrsministeriums [99] als Datengrundlage der nachfolgenden stochastischen Untersuchungen, deren wichtigste Verteilungsparameter im Folgenden in aufbereiteter Form dargestellt werden.

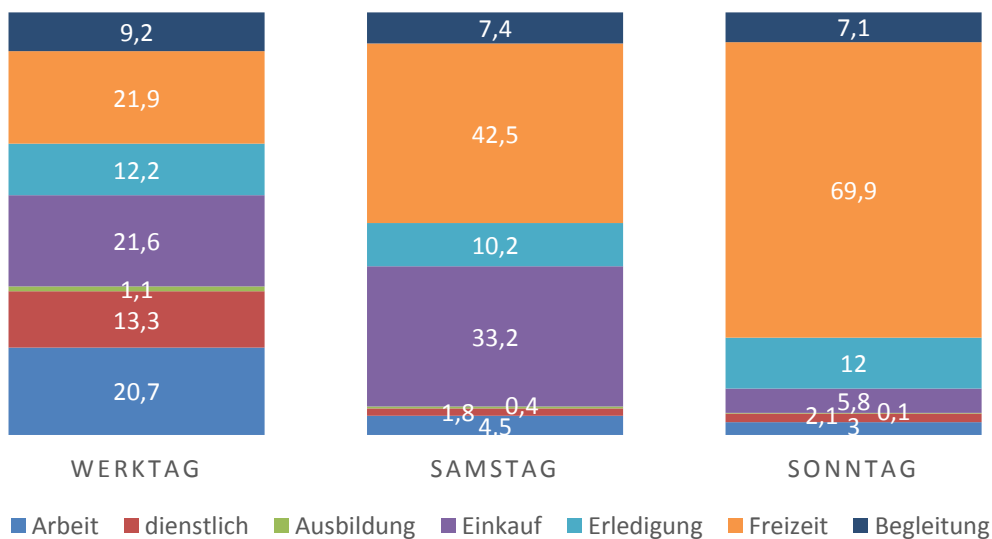
### 2.4.1 Verteilung der täglichen Wege

Ein Weg stellt eine direkte Fahrt von einem Ort zu einem anderen ohne Zwischenhalte dar, beispielsweise vom Wohnort zum Arbeitsplatz (der Rückweg ist ein eigenständiger Weg). Mit dem PKW werden pro Tag durchschnittlich drei Wege zurückgelegt, wobei die Verteilung der Weganzahl in Abbildung 2-9 dargestellt ist.



**Abbildung 2-9: Verteilung der Anzahl zurückgelegter Wege pro Tag und Person; Rohdaten nach [102]**

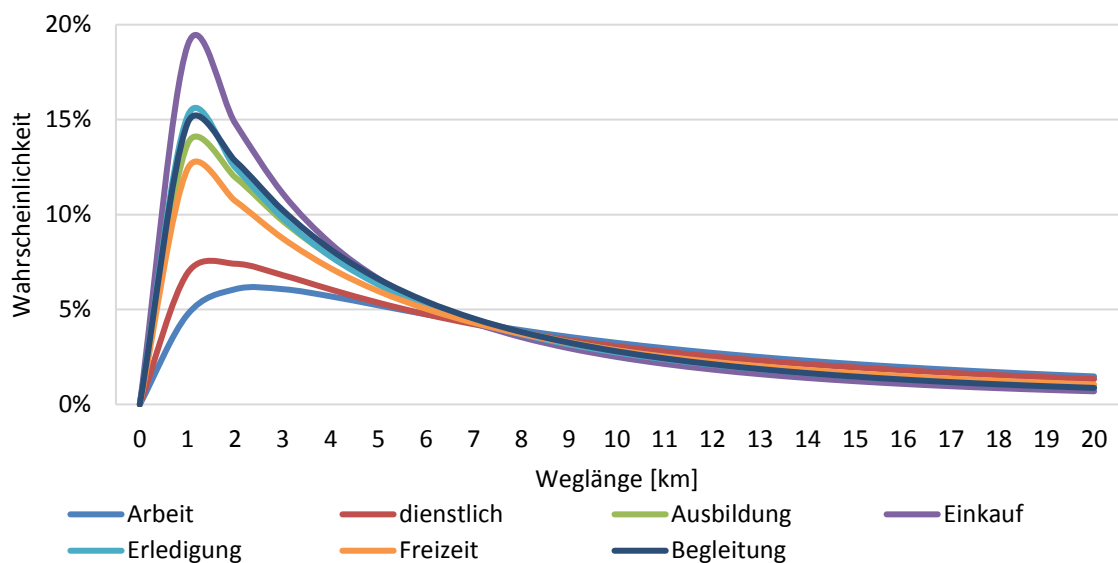
Diese Wege werden aus unterschiedlichen Gründen unternommen, wobei sich Weglängen und Abfahrtszeiten je nach Grund unterscheiden. In [99] wird zwischen den folgenden Wegzwecken unterschieden: Arbeit, dienstlich, Ausbildung, Einkauf, Erledigung, Freizeit und Begleitung. Der Anteil der jeweiligen Gründe an allen Fahrten wird in Abhängigkeit des Wochentages in Abbildung 2-10 dargestellt.



**Abbildung 2-10: Anteile der Wegzwecke an allen PKW-Fahrten je Wochentag in Prozent; Rohdaten nach [102]**

### 2.4.2 Weglängen

Die durchschnittlich mit einem PKW zurückgelegte Weglänge beträgt 14 km. Für die stochastische Simulation der Elektromobilitätsauswirkungen ist indes die Verteilung der Weglängen von Interesse, welche sich je nach Zweck des Weges unterscheidet. Die aufbereitete Wahrscheinlichkeitsverteilung der Weglängen je Wegzweck kann Abbildung 2-11 entnommen werden (der Übersichtlichkeit halber nur bis zu einer Weglänge von 20 km, berücksichtigt werden jedoch Weglängen bis 200 km). Die stetige Verteilung kann dabei aus den vorliegenden diskreten Rohdaten unterschiedlicher Klassenbreite gut als logarithmische Normalverteilung interpoliert werden. Die einzelnen Parameter der Verteilungen sind in Tabelle 9-1 dargestellt.

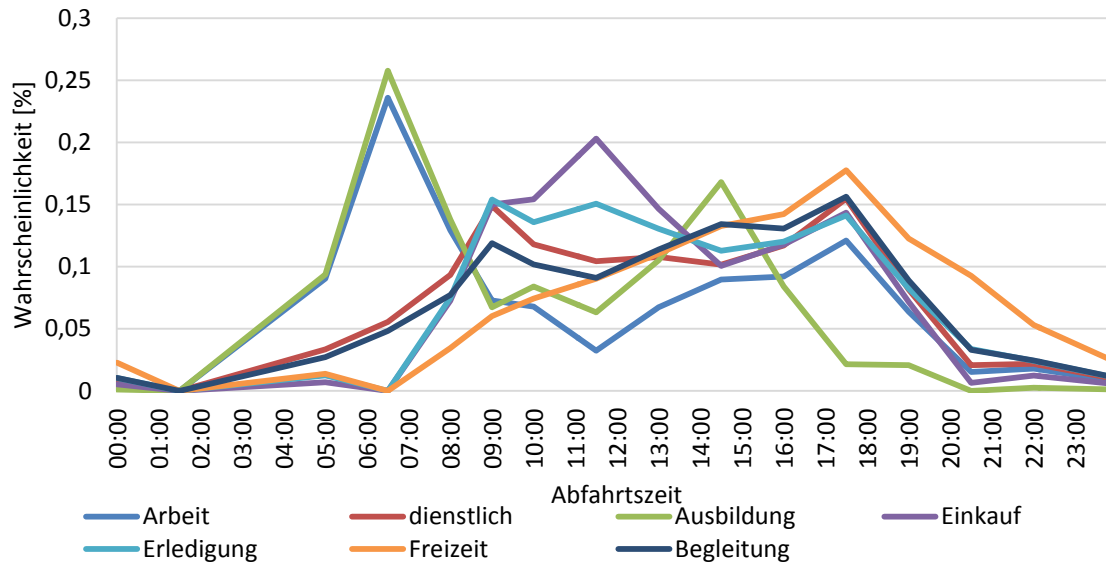


**Abbildung 2-11: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Weglängen mit einem PKW nach Wegzweck; Rohdaten nach [102]**

Es ist zu erkennen, dass sich die Weglängen je nach Wegzweck stark unterscheiden. So sind beispielsweise Einkaufs- und Erledigungsfahrten eher kurz, wohingegen die Wege zur Arbeit bzw. dienstliche Wege verhältnismäßig lang sind.

### 2.4.3 Fahrzeiten

Zur Simulation eines Fahrprofils werden neben Weganzahl und Weglängen noch die Zeiträume benötigt, in denen das Fahrzeug bewegt wird. Die Fahrgeschwindigkeit wird dabei kontinuierlich mit ihrem Mittelwert von  $42 \frac{km}{h}$  abgeschätzt [102]. Die Abfahrtszeiten sind dabei je Wegzweck unterschiedlich und in Abbildung 2-12 dargestellt. Zur Ermittlung eines stetigen Verlaufs werden die Wahrscheinlichkeiten zwischen den diskreten Rohdaten linear interpoliert.



**Abbildung 2-12: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Abfahrtszeit mit einem PKW nach Wegzweck**

Erwartungsgemäß liegen die Abfahrtszeiten für berufliche Wege eher in den Morgen- (Hinfahrt) und späten Nachmittagsstunden (Rückfahrt), während Freizeitaktivitäten vermehrt nachmittags bis abends stattfinden. Auffällig ist jedoch, dass Einkäufe und Erledigungen häufig in den Mittagsstunden stattfinden, was für eine erhebliche Anzahl an Personen spricht, die sich antizyklisch zum typischen „Berufspendlerprofil“ (Kernarbeitszeit: 08-17 Uhr) verhalten.

## 2.5 Probabilistische Simulation der Netzauswirkungen

Auf Basis der dargestellten Wahrscheinlichkeitsverteilungen sollen die Auswirkungen einer zukünftig verstärkten Elektromobilität auf das speisende Niederspannungsnetz ermittelt werden. Dazu werden für verschiedene reale Netzgebiete (städtische und ländliche Strukturen) probabilistische Verläufe der Einspeise- und Entnahmeleistungen je Netzanschlussknoten simulatorisch erzeugt. Aus den daraus resultierenden Lastflüssen kann anschließend die zukünftige Belastung der Niederspannungsnetze abgeschätzt werden.

### 2.5.1 Simulation der elektrischen Lasten

Die elektrische Last setzt sich in dieser Simulation vereinfachend nur aus den Bezugsleistungen der Haushalte und den Ladeleistungen der Elektrofahrzeuge zusammen. Dadurch beschränkt sich der Geltungsraum der abgeleiteten Aussagen zwar auf Wohngebiete, jedoch ist der Großteil der elektromobilitätsbedingten Netzauswirkungen ohnehin in diesen zu erwarten (vgl. [24]).<sup>5</sup>

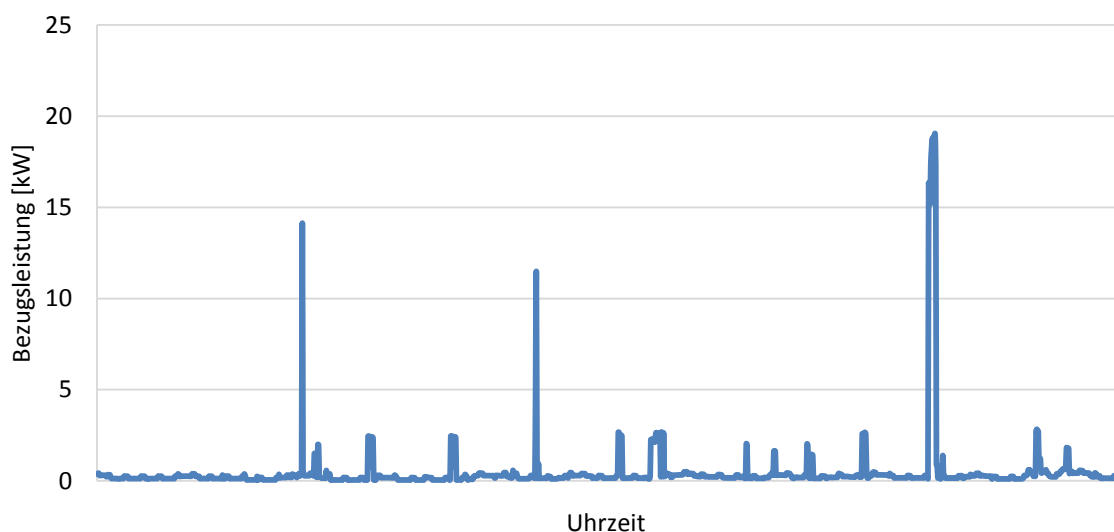
<sup>5</sup> Zur Abbildung von Gewerbegebieten (z.B. für Arbeitsplatzladungen) müssen jeweils individuelle Betrachtungen herangezogen werden, da sich Gewerbegebiete nicht so homogen verhalten wie Wohngebiete



Da die Anzahl der Wohnungen und die Anzahl der PKW in Deutschland in etwa gleich groß sind [100, 101], wird vereinfachend angenommen, dass jede Wohneinheit über ein Fahrzeug verfügt. Ob es sich dabei um ein Elektrofahrzeug handelt, wird zufällig nach den Wahrscheinlichkeiten aus Tabelle 2-1 bestimmt.

### 2.5.1.1 Simulation der Haushaltslasten

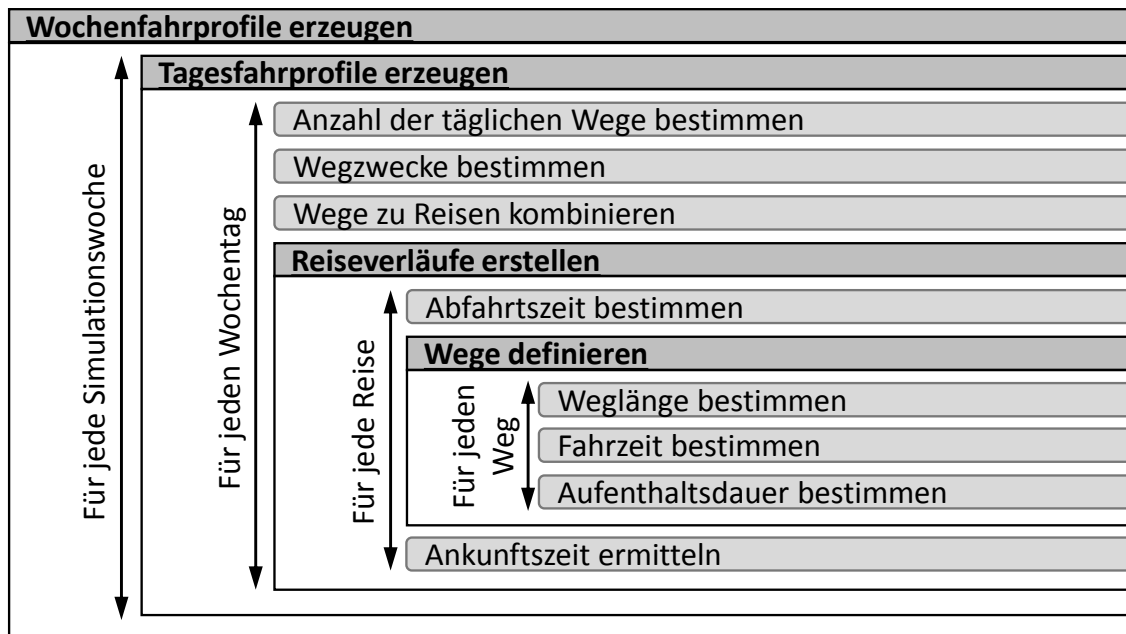
Zunächst wird jedem Hausanschlussknoten eine Anzahl an Wohneinheiten zugeordnet (Verteilung je nach Besiedlungsdichte des Netzgebietes unterschiedlich). Die Anzahl der in einer Wohnung gemeinsam lebenden Personen wird zufällig nach der deutschlandweiten Haushaltsgrößenverteilung bestimmt [102]. Anschließend wird für jede Wohneinheit ein zufälliges auf den Einschaltwahrscheinlichkeiten der elektrischen Verbraucher basierendes Lastprofil erstellt (siehe Abschnitt 2.3.1). Nachstehende Abbildung zeigt ein beispielhaftes Tageslastprofil eines Haushaltes mit elektrischer Warmwasserbereitung.



**Abbildung 2-13: Beispielhaftes synthetisches Lastprofil eines Haushaltes mit elektrischer Warmwasserbereitung; Simulationsergebnis beruht auf Wahrscheinlichkeitsdaten aus [37, 38, 85]**

### 2.5.1.2 Simulation der Ladeleistungen

Falls eine Wohneinheit über ein Elektrofahrzeug verfügt, wird ein Ladeprofil für dieses erzeugt. Dafür wird zunächst ein zufälliges Fahrprofil des Fahrzeuges anhand der Wahrscheinlichkeiten aus Abschnitt 2.4 bestimmt. Das Vorgehen zur Erstellung des Fahrprofils ist Abbildung 2-14 zu entnehmen.

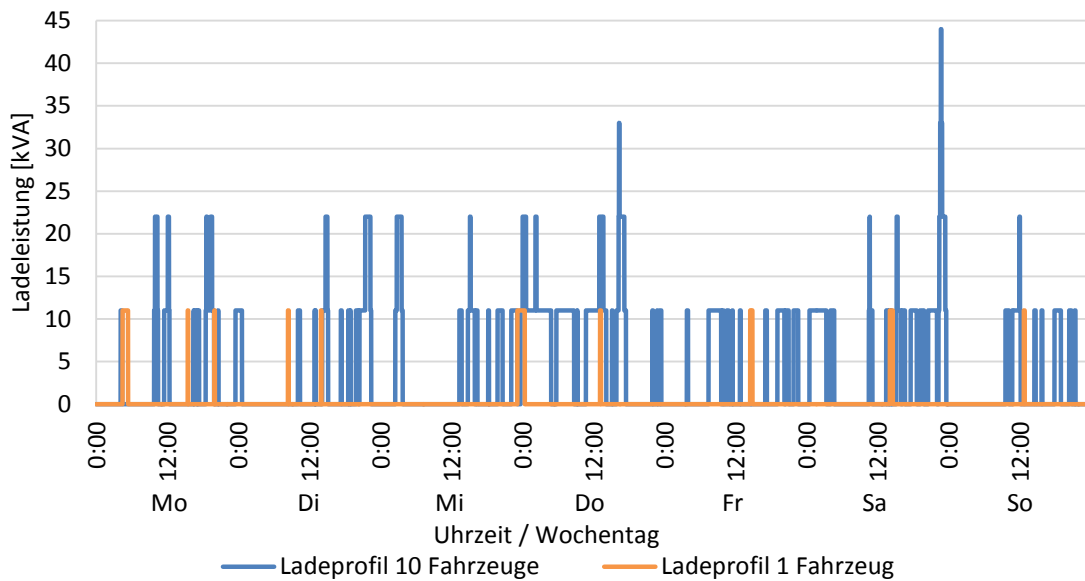


**Abbildung 2-14: Ablaufschema der Fahrprofilerzeugung**

Für jede Simulationswoche werden sieben Tagesfahrprofile erzeugt. Diese setzen sich dabei aus einer auf den Wahrscheinlichkeiten aus Abschnitt 2.4.1 beruhenden Anzahl an Wegen und den entsprechenden Wegzwecken (in Abhängigkeit des Wochentages) zusammen. Die einzelnen Wege werden anschließend zu Reisen zusammengefügt, wobei eine Reise beim Verlassen des Wohnortes beginnt und bei der Rückkehr endet. In diesem Modell wird davon ausgegangen, dass die Fahrzeuge nach Erreichen des Wohnortes stets wieder an die Ladestation angeschlossen werden. Der Ladevorgang beginnt demnach mit dem Ende der Reise und endet in Abhängigkeit von der zurückgelegten Strecke mit der Vollladung des Fahrzeugs.<sup>6</sup> Bei der Ladeprofilerstellung wird nicht berücksichtigt, dass die Ladeleistung der Fahrzeuge bei hohen Ladezuständen abnimmt, da dies herstellerepezifisch unterschiedlich stark ausgeprägt ist. Vereinfachend wird stattdessen angenommen, dass die Ladeleistung über den gesamten Ladevorgang konstant bleibt.

Abbildung 2-15 zeigt ein beispielhaftes Wochen-Ladeprofil eines einzelnen Fahrzeuges mit einer Ladeleistung von 11 kVA sowie das aggregierte Profil von 10 Fahrzeugen mit ebendieser Ladeleistung.

<sup>6</sup> Dieses Vorgehen bildet sowohl das tatsächliche Verhalten des Großteils der aktuell konduktiv ladenden Elektrofahrzeugbesitzer als auch das eines potentiellen zukünftigen induktiven Ladesystems ab [98]



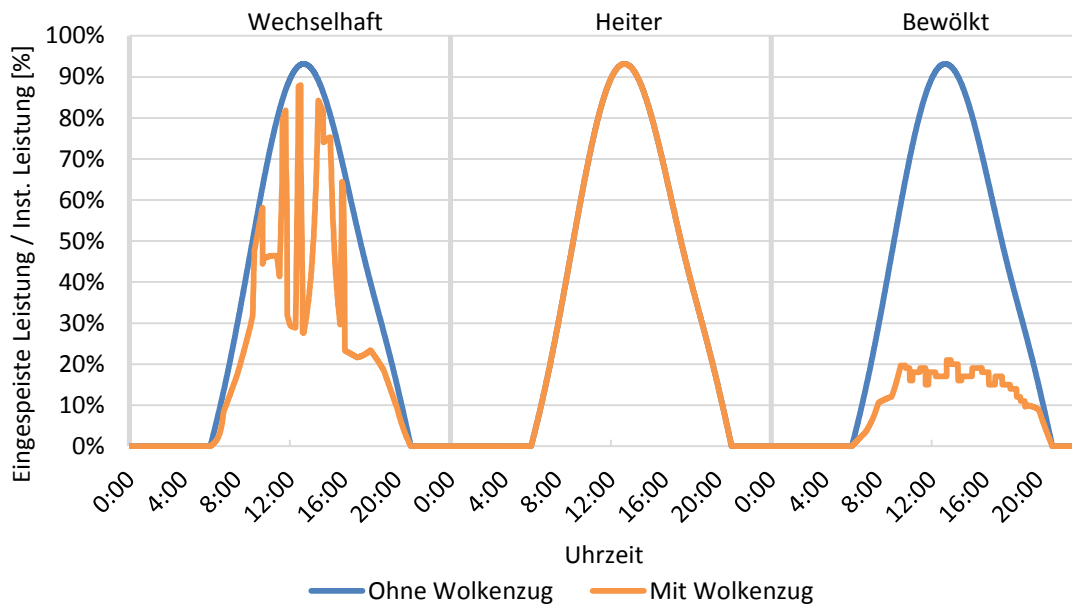
**Abbildung 2-15: Beispielhaftes Wochenladeprofil von einem Elektrofahrzeug und kumuliertes Wochenladeprofil von 10 Elektrofahrzeugen**

Es ist zu erkennen, dass die einzelnen Ladevorgänge auf Grund der durchschnittlich relativ geringen zurückgelegten Wegstrecke eher kurz ausfallen. Aus diesem Grund sinkt auch die Wahrscheinlichkeit, dass sich mehrere Ladevorgänge überlagern, sodass eine hohe Ladegleichzeitigkeit nur selten auftritt (auf Ladegleichzeitigkeiten wird in Abschnitt 2.5.3.3 genauer eingegangen).

## 2.5.2 Simulation der Einspeisung

Die Einspeisung besteht in dieser Simulation lediglich aus PV-Anlagen, welche nach den Wahrscheinlichkeiten aus Abschnitt 2.3.2 auf die Lastknoten eines Netzgebietes verteilt werden. Für jeden mit einer PV-Anlage ausgestatteten Knoten wird ein Einspeiseprofil erzeugt, welches auf der im simulierten Zeitraum bestehenden Globalstrahlung (in Abhängigkeit der Ausrichtung) sowie einer zufälligen Auswahl aus historischen Wolkendurchzugsdaten basiert. Das Einspeiseprofil wird schließlich mit dem Lastprofil zu einem Gesamtprofil des Lastknotens überlagert.

Abbildung 2-16 zeigt beispielhafte simulierte PV-Einspeiseprofile eines Sommertages in Abhängigkeit des Bewölkungsgrades jeweils im Vergleich zu einem wolkenlosen Einspeiseprofil. Die installierte Leistung der Anlage wird auch ohne Berücksichtigung des Wolkenzuges nicht erreicht, da die Globalstrahlung am Simulationsstandort (50. Breitengrad) die für die installierte Leistung angesetzte Strahlung von  $1.000 \frac{W}{m^2}$  nicht erreichen kann [103].



**Abbildung 2-16: Beispielhafte PV-Einspeisepprofile in Abhängigkeit des Bewölkungsgrades an einem Sommertag<sup>7</sup>; Simulationsparameter basieren auf eigenen PV-Messungen**

### 2.5.3 Analyse der Netzauswirkungen

Auf Basis der in den vorherigen Abschnitten erläuterten Wahrscheinlichkeiten werden den Lastknoten der untersuchten Netzgebiete (je nach Gebietstyp) zufällig Elektrofahrzeuge und PV-Anlagen zugeordnet. Dabei werden insgesamt 21 Niederspannungsnetze mit unterschiedlichen Parametern betrachtet, die in Tabelle 9-2 dargestellt sind. Mittels der erzeugten Last- und Einspeisepprofile können anschließend die Leistungsflüsse in den betrachteten Netzgebieten bestimmt und etwaige Grenzwertverletzungen (Spannungsbandverletzungen<sup>8</sup> und Betriebsmittelüberlastungen<sup>9</sup>) erkannt werden, wobei im Folgenden zunächst nur fahrzeugbedingte Grenzwertverletzungen betrachtet werden. Zur Abbildung unterschiedlicher Netzpositionen der Fahrzeuge und PV-Anlagen wird die gesamte Auswirkungsanalyse für jedes Netzgebiet vielfach wiederholt. Dabei reicht eine Anzahl von 200 Simulationsdurchgängen aus, damit der Anteil der Konstellationen mit Grenzwertverletzungen auf etwa  $\pm 2$  % bestimmt werden kann. Auf Grund der allgemein gegebenen Unschärfe der Simulationsparameter würde eine weitere Erhöhung der Simulationsdurchgänge letztendlich keine höhere Ergebnissicherheit liefern.

<sup>7</sup> Auf Grund der Sommerzeit ist der zeitliche Verlauf verschoben (maximale Einspeisung um 13.00 Uhr)

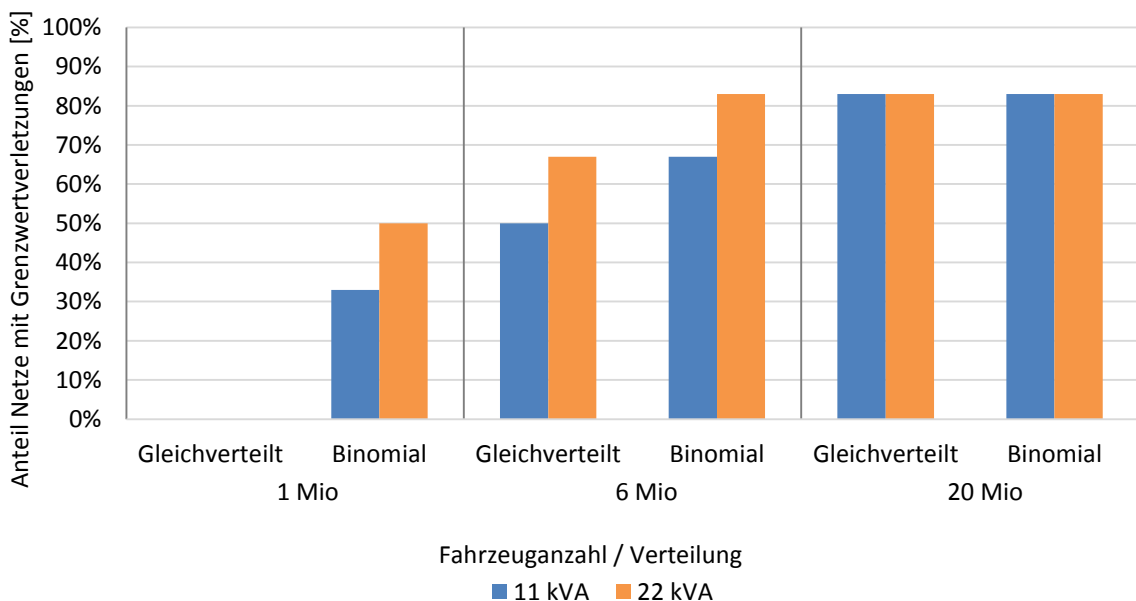
<sup>8</sup> Eine Spannungsbandverletzung wurde angenommen, sofern sich die Spannungsdifferenz im reinen Niederspannungsnetz auf mehr als 5% der Nennspannung belief (Aufteilung des zulässigen Spannungsbandes der DIN EN 50160 von  $\pm 10\%$  der Nennspannung nach BDEW-MS-Richtlinie und VDE AR-N 4105)

<sup>9</sup> Eine Betriebsmittelüberlastung wurde angenommen, sobald der thermische Grenzstrom einer Leitung oder die Bemessungsleistung eines Transformators überschritten wurde

### 2.5.3.1 Städtische Netze

Die Auswirkungsanalyse in den betrachteten städtischen Netzgebieten zeigte erste potentielle elektrofahrzeugbedingte Auswirkungen bereits ab einer Gesamtfahrzeuganzahl von einer Million, sofern in schwächer dimensionierten Netzen eine sehr hohe lokale Konzentration (binomialverteilt nach Abschnitt 2.1.1) angenommen wurde. Bei einer gleichmäßigen Verteilung dieser Fahrzeuganzahl über das gesamte Bundesgebiet trat indes in keinem der betrachteten Netzgebiete eine Grenzwertverletzung auf. Ab einer Elektrofahrzeuganzahl von sechs Millionen waren selbst bei gleichmäßiger Verteilung der Fahrzeuge in etwa der Hälfte der betrachteten Netzgebiete Grenzwertverletzungen festzustellen. Noch höhere Elektrofahrzeugdurchdringungen führten letztendlich zu flächendeckenden Grenzwertverletzungen; lediglich knapp 20 % der betrachteten Netzgebiete sind bereits heutzutage stark genug dimensioniert, um auch derart hohe Elektrofahrzeugdurchdringungen versorgen zu können. Insgesamt stellt sich außerdem heraus, dass ein von Grenzwertverletzungen betroffenes städtisches Netzgebiet in der Regel sowohl Spannungsbandverletzungen als auch Betriebsmittelüberlastungen aufwies.

Abbildung 2-17 zeigt den Anteil der von Grenzwertverletzungen betroffenen Netzgebiete in Abhängigkeit der Elektrofahrzeugdurchdringung und der Verteilung der Fahrzeuge für Ladeleistungen von 11 kVA und 22 kVA.<sup>10</sup>



**Abbildung 2-17: Anteil der von Grenzwertverletzungen betroffenen städtischen Netzgebiete in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Verteilung (lokale Häufung = binomial)**

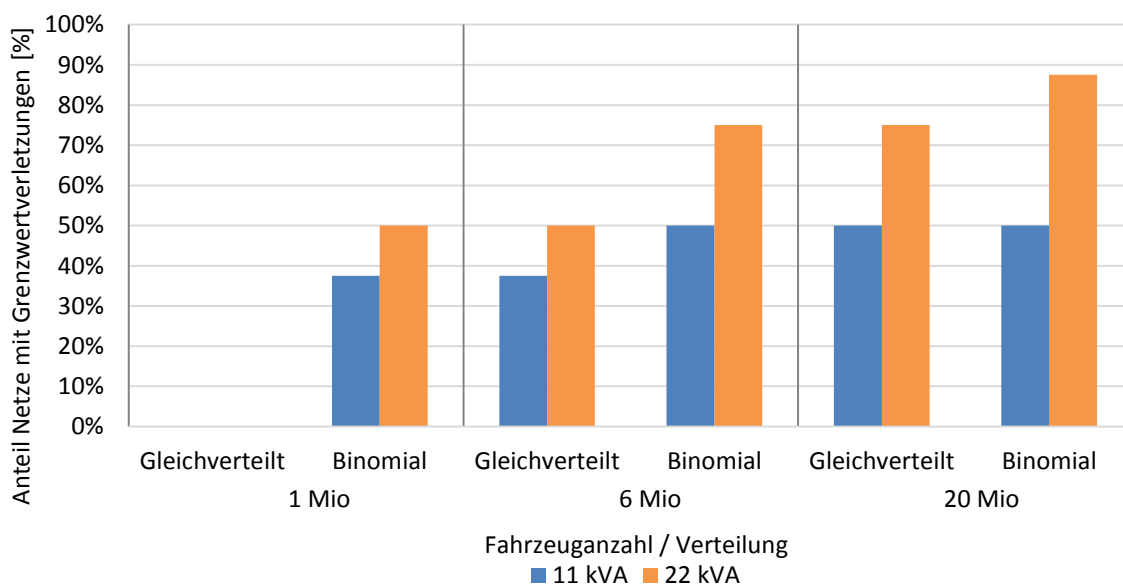
<sup>10</sup> Vereinfachend wird ein Leistungsfaktor von  $\cos \varphi = 1$  angenommen, sodass die Wirkladeleistung  $P$  der Scheinladeleistung  $S$  entspricht

Neben dem Anteil der von Grenzwertverletzungen betroffenen Netze ist ebenfalls zu erkennen, dass der Einfluss der angenommenen Fahrzeugverteilung und Ladeleistung mit steigender Elektrofahrzeugdurchdringung abnimmt. Der abnehmende Einfluss der Fahrzeugverteilung kann dabei dadurch begründet werden, dass sich die lokalen Fahrzeugdurchdringungen bei einer höheren Gesamtanzahl nicht mehr so signifikant von der durchschnittlichen Durchdringung unterscheiden. Der Einfluss der Ladeleistung wird dadurch verringert, dass der Gleichzeitigkeitsfaktor höherer Ladeleistungen bei steigender Fahrzeuganzahl stärker abnimmt als der kleinerer Ladeleistungen.

### 2.5.3.2 Ländliche Netze

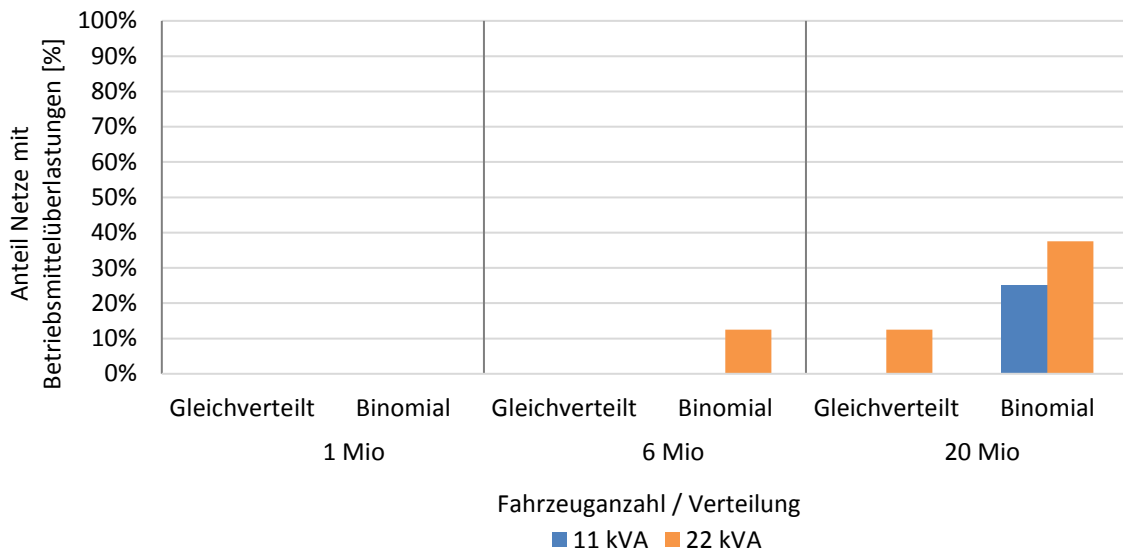
Analog zur Auswirkungsanalyse der städtischen Netzgebiete waren auch in den betrachteten ländlichen Netzgebieten erste elektrofahrzeugbedingte Auswirkungen bereits ab einer Gesamtfahrzeuganzahl von einer Millionen beobachtbar, falls in den schwächer dimensionierten Netzen lokale Fahrzeughäufungen auftraten. Bei einer gleichverteilten Fahrzeugaufteilung traten auch hier keine Grenzwertverletzungen auf. Höhere Elektrofahrzeugdurchdringungen führten indes ebenfalls zu flächendeckenden Grenzwertverletzungen, wobei die Anzahl der betroffenen Netze auf Grund der absolut geringeren Fahrzeuganzahlen auch bei höheren Durchdringungen noch stark von der angenommenen Ladeleistung abhängig war.

Abbildung 2-18 zeigt den Anteil der von Grenzwertverletzungen betroffenen Netzgebiete entsprechend Abbildung 2-17 für den ländlichen Bereich.



**Abbildung 2-18: Anteil der von Grenzwertverletzungen betroffenen ländlichen Netzgebiete in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Verteilung (lokale Häufung = binomial)**

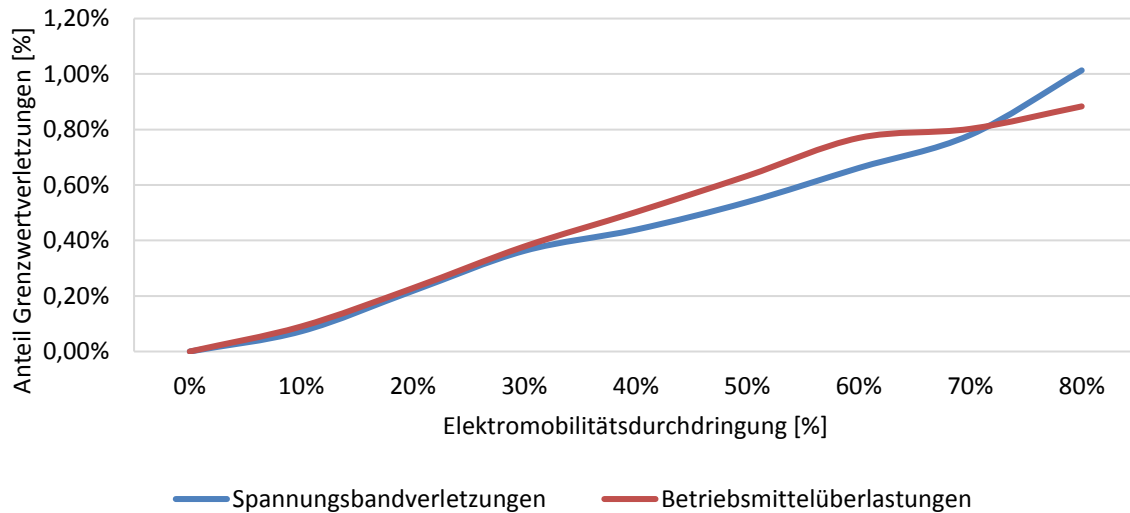
Im Gegensatz zu den städtischen Netzgebieten waren die Grenzwertverletzungen in den ländlichen Gebieten auf Grund der größeren Leitungslängen hauptsächlich Spannungsbandverletzungen. Betriebsmittelüberlastungen traten dagegen nur bei sehr hohen Durchdringungen vereinzelt auf, wie Abbildung 2-19 zeigt.



**Abbildung 2-19: Anteil der von Betriebsmittelüberlastungen betroffenen ländlichen Netzgebiete in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Verteilung (lokale Häufung = binomial)**

### 2.5.3.3 Häufigkeit der Grenzwertverletzungen

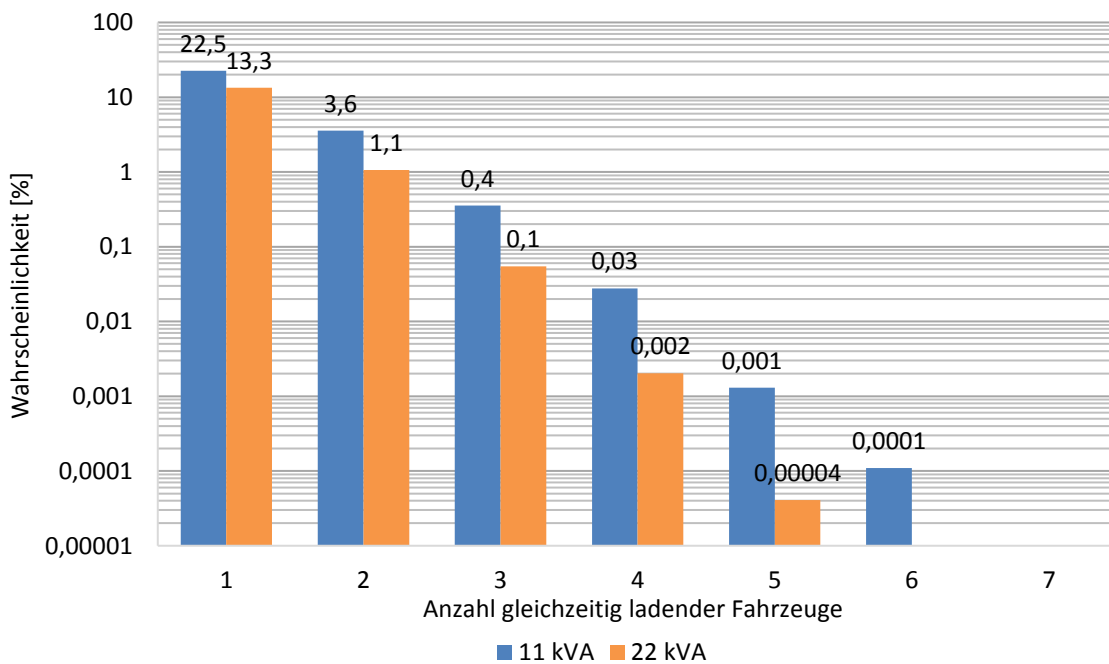
Zur Bestimmung geeigneter Gegenmaßnahmen gegen die bei höherer Elektromobilitätsdurchdringung auftretenden Grenzwertverletzungen ist die Häufigkeit dieser von besonderem Interesse. Im Durchschnitt über alle Netzgebiete konnte ein näherungsweise linearer Zusammenhang zwischen der Häufigkeit von Grenzwertverletzungen und der Elektromobilitätsdurchdringung ermittelt werden. Insgesamt beschränkten sich die Grenzwertverletzungen jedoch auch bei höheren Durchdringungen auf einen verhältnismäßig geringen Anteil des gesamten Simulationszeitraums. Abbildung 2-20 zeigt beispielsweise den über die simulierten städtischen Netzgebiete gemittelten Anteil der Zeiträume mit Grenzwertverletzungen am gesamten Simulationszeitraum für eine Ladeleistung von 22 kVA in Abhängigkeit der angenommenen Elektromobilitätsdurchdringung.



**Abbildung 2-20: Durchschnittlicher Anteil der Zeiträume mit Grenzwertverletzungen am gesamten Simulationszeitraum für eine Ladeleistung von 22 kVA in den städtischen Netzgebieten**

Die Abbildung zeigt, dass selbst bei einer Elektromobilitätsdurchdringung von 80 % im Durchschnitt nur in etwa 1 % des Simulationszeitraums Grenzwertverletzungen aufgetreten sind. Der maximale Zeitanteil mit Grenzwertverletzungen im am schwächsten dimensionierten Netz lag bei knapp 3 %.

Dieser geringe Zeitanteil lässt sich hauptsächlich durch die geringe Wahrscheinlichkeit einer hohen Ladegleichzeitigkeit mehrerer Elektrofahrzeuge begründen. Abbildung 2-21 zeigt beispielsweise die Wahrscheinlichkeiten der gleichzeitigen Ladung einer konkreten Fahrzeuganzahl aus einer Gesamtmenge von 10 Fahrzeugen.

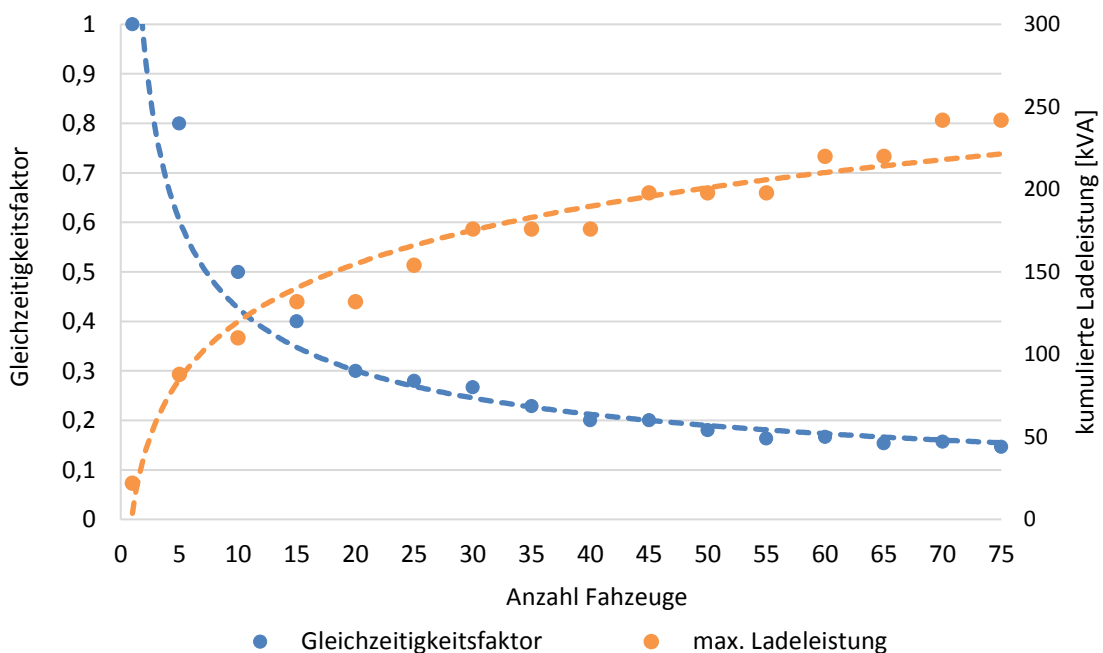


**Abbildung 2-21: Wahrscheinlichkeit der gleichzeitigen Ladung bei einer Gesamtmenge von 10 Fahrzeugen**



Es ist zu erkennen, dass von 10 Fahrzeugen in weniger als 1 % des betrachteten Simulationszeitraums mehr als zwei Fahrzeuge gleichzeitig geladen wurden. Die maximale Anzahl gleichzeitig ladender Fahrzeuge betrug im Simulationszeitraum sechs bei einer Ladeleistung von 11 kVA bzw. fünf bei einer Ladeleistung von 22 kVA.

Mit höheren Fahrzeuganzahlen sinkt der Anteil der maximal gleichzeitig ladenden Fahrzeuge deutlich ab und nähert sich asymptotisch einem Minimum an. Abbildung 2-22 zeigt beispielhaft den maximalen Gleichzeitigkeitsfaktor der Ladevorgänge in Abhängigkeit der Gesamtfahrzeuganzahl sowie die kumulierte Ladeleistung bei einer angenommenen Ladeleistung von 22 kVA. Es ist zu erkennen, dass sich bei größeren Fahrzeuganzahlen (< 75 Elektrofahrzeuge) nur noch maximal etwa 15 % der Fahrzeuge gleichzeitig im Ladevorgang befinden.

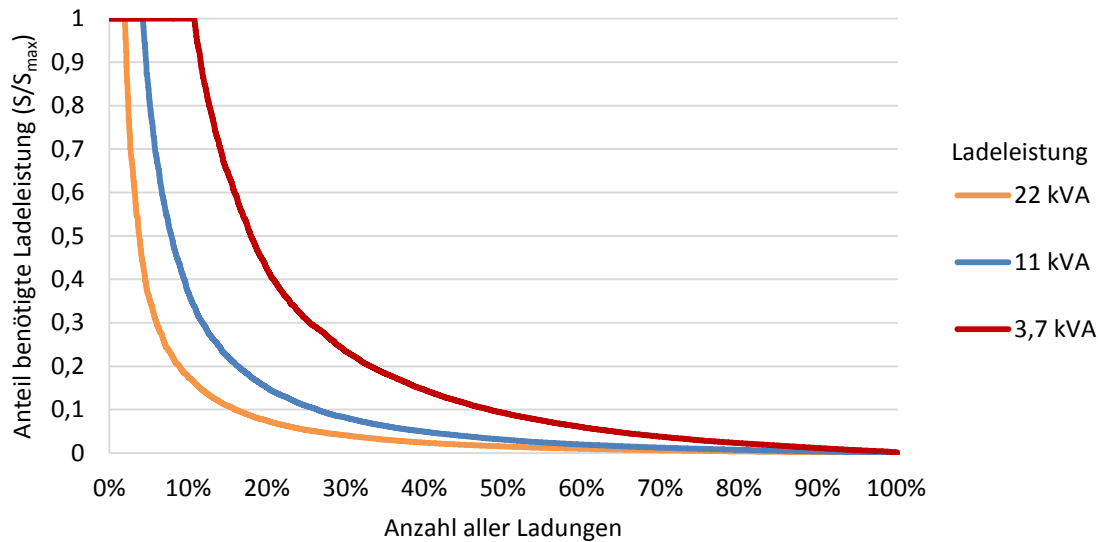


**Abbildung 2-22: Maximaler Gleichzeitigkeitsfaktor und kumulierte Ladeleistung in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl bei einer Ladeleistung von 22 kVA**

#### 2.5.3.4 Ladeflexibilität

Auf Grund ihrer hohen Standzeiten besitzen die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen eine sehr große Flexibilität. Abbildung 2-23 zeigt beispielsweise den benötigten Ladeleistungsbedarf eines Fahrzeuges zur Wahrung der uneingeschränkten Mobilität des Fahrzeugnutzers über alle Ladevorgänge in Abhängigkeit der Spitzenladeleistung (gemittelt über alle Wegzwecke).

Es ist zu erkennen, dass die maximale Ladeleistung nur für wenige Ladevorgänge benötigt wird und ein Großteil der Ladungen auch mit deutlich verringerter Leistung durchgeführt werden kann, ohne Einschränkungen für den Fahrzeugnutzer mit sich zu bringen. Bei einer maximalen Ladeleistung von  $S_{max} = 22 \text{ kVA}$  benötigen beispielsweise weniger als 10 % aller Ladevorgänge eine Ladeleistung über 20 % der Maximalleistung (hier also  $S = 4,4 \text{ kVA}$ ). Im Umkehrschluss bieten für diesen Fall damit mehr als 90 % aller Ladevorgänge ein Flexibilitätspotential von mindestens  $S = 17,6 \text{ kVA}$ .<sup>11</sup>



**Abbildung 2-23: Benötigte relative Mindestladeleistung zur vollständigen Wahrung der Mobilität über alle Ladevorgänge in Abhängigkeit der maximalen Ladeleistung**

Im nächsten Kapitel wird beschrieben, wie diese Flexibilität zur Vermeidung unzulässiger Netzbetriebszustände genutzt werden kann.

<sup>11</sup> Wie in den vorigen Abschnitten wird ein Leistungsfaktor von  $\cos \varphi = 1$  angenommen, sodass die Wirkladeleistung  $P$  der Scheinladeleistung  $S$  entspricht

### **3 Netzdienliches und nutzerorientiertes Lademanagement**

Im vorherigen Kapitel wurde gezeigt, dass große Teile der vorhandenen elektrischen Verteilungsnetzinfrastruktur bei höherer Elektrofahrzeugdurchdringung temporär unzulässige Betriebszustände aufweisen, deren Zeiträume allerdings relativ gering sind. Wie in Abschnitt 1.1 erwähnt, können diese unzulässigen Betriebszustände entweder durch einen konventionellen Netzausbau oder durch Ausnutzung von Last- und Einspeiseflexibilitäten behoben werden. Derart geringe Verletzungszeiträume sprechen dabei eher für Letzteres. Eine automatisierte Leistungsregelung, welche den Grenzwertverletzungen durch gezielte Leistungsregelungen auch ohne Netzausbau entgegenwirken kann, vermeidet eine andernfalls größtenteils bestehende unwirtschaftliche Überkapazität des Netzes (auf die Einsatzgebiete eines Netzautomatisierungssystems wird in Abschnitt 3.1.2 noch genauer eingegangen).

Voraussetzung für eine solche Leistungsregelung ist in der Regel einerseits die Kenntnis des aktuellen Netzzustands und andererseits das Vorhandensein und die Nutzbarkeit einer ausreichend großen Leistungsflexibilität. Es bedarf also auf der einen Seite einer zuverlässigen Detektion kritischer Netzzustände und auf der anderen Seite geeigneter flexibler Aktorik, die in den entsprechenden Zeiträumen netzentlastend gesteuert werden kann. Zwar können Aktoren auch ohne genaue Kenntnis des Netzzustandes netzdienlich angesteuert werden (z.B. in dem hohe Gleichzeitigkeiten dauerhaft vermieden werden und eine Harmonisierung der Leistung angestrebt wird), dies führt jedoch stets zu einem höheren Regelaufwand und einer schlechteren Ausnutzung der Betriebsmittel (vgl. auch [104]).

Wie in Abschnitt 2.5.3.4 dargestellt besitzen die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen eine sehr große Flexibilität, welche diese prinzipiell als geeignete Aktorik qualifizieren; jedoch werden die Nutzer ihre Fahrzeuge nur zur Verfügung stellen, sofern sie keine Einbußen in ihren Mobilitätsbedürfnissen befürchten müssen. Es wird daher ein System benötigt, welches in der Lage ist, sämtliche kritische Netzsituationen zu beheben, ohne die Mobilität der Fahrzeugnutzer einzuschränken.

Im Folgenden wird die Ausgestaltung eines solchen Systems vorgestellt. Dabei wird zunächst auf die technischen Grundlagen der Netzautomatisierung eingegangen und deren zukünftiger Nutzen dargestellt. Anschließend wird die konkrete Umsetzung des Systems erläutert und dessen praktische Validierung beschrieben. Zum Abschluss werden potentielle Anreizsetzungen zur Teilnahmemotivation der Fahrzeugbesitzer und die Verfahrensgrenzen aufgezeigt.

## 3.1 Grundlagen der dezentralen Netzautomatisierung

Während die deutschen (bzw. europäischen) Hoch- und Höchstspannungsnetze bereits heutzutage flächendeckend überwacht und automatisiert sind, beschränken sich die (dezentralen) Netzautomatisierungen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen noch auf wenige (Pilot-) Anwendungen [105, 106, 107]. Hauptgrund dafür ist, dass eine Automatisierung der unteren Netzebenen im konventionellen – von den an höhere Spannungsebenen angeschlossenen Großkraftwerken dominierten – Energieversorgungssystem nicht benötigt wurde und ein Einbau von verhältnismäßig preisintensiver Automatisierungshardware (auf Grund der relativ hohen Anforderungen bzgl. Robustheit, Lebensdauer, Kommunikationssicherheit etc.) die Wirtschaftlichkeit reduziert hätte.

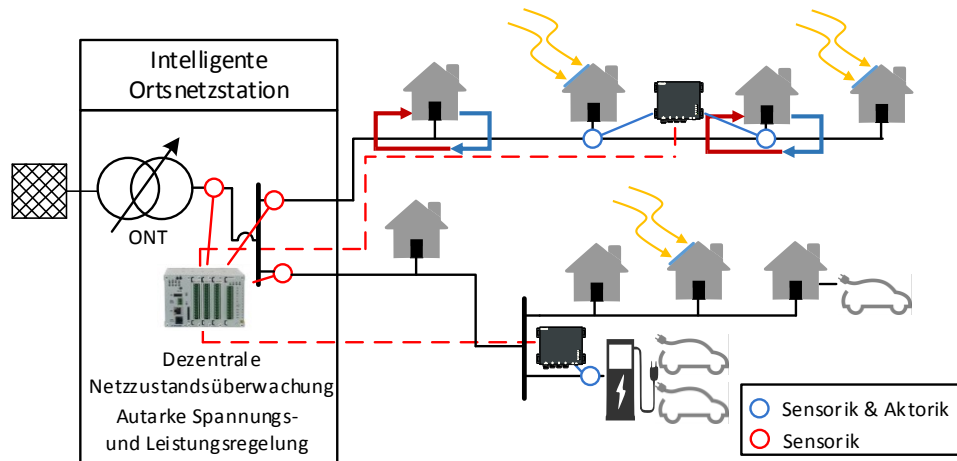
Im Zuge des eingangs der Arbeit beschriebenen Wandlungsprozesses der fortschreitenden Energiewende und der damit einhergehenden Verlagerung der Stromerzeugung weg von konventionellen Großkraftwerken hin zu kleinen, regenerativen und dezentralen Stromerzeugungsanlagen, welche vornehmlich an die unteren Spannungsebenen angeschlossen werden, wird deren Automatisierung jedoch zunehmend wirtschaftlicher (Netzausbauvermeidung) [108]. Durch die zusätzliche Integration der stark netzbelastenden, aber prinzipiell sehr flexiblen Elektromobilität dürften dezentrale Netzautomatisierungssysteme zukünftig in vielen Netzgebieten ökonomisch vorteilhaft sein.

In diesem Abschnitt wird die Funktionsweise eines solchen dezentralen Netzautomatisierungssystems vorgestellt, die potentiellen Einsatzgebiete und der aktuelle Stand der Technik beschrieben sowie der Erweiterungsbedarf zur Integration der Elektromobilität aufgezeigt.

### 3.1.1 Funktionsweise

Ein dezentrales Netzautomatisierungssystem dient grundsätzlich der kontinuierlichen und autarken Einhaltung ordnungsgemäßer Netzbetriebszustände durch Ermittlung des aktuellen Netzzustands und der autonomen Reaktion auf etwaige Grenzwertverletzungen (vgl. auch [109]). Zur Funktion benötigt es daher einerseits im Netz installierte Sensorik, auf deren Basis die momentanen Leistungsflüsse des Netzgebietes bestimmt werden können und andererseits einer ausreichenden Aktorik, die im Falle einer kritischen Netzsituation netzentlastend angesteuert werden kann.

In den derzeitigen Pilotanwendungen im Niederspannungsnetz besteht die Aktorik vorwiegend aus Photovoltaikanlagen, wobei teilweise auch weitere Netzteilnehmer wie Wärmepumpen, KWK-Anlagen und Speicher genutzt werden können. Die hier im Fokus stehende Regelung der Elektrofahrzeugladungen kann auf Grund der fehlenden Berücksichtigung der Mobilitätsbedürfnisse der Nutzer in derzeitigen Systemen jedoch noch nicht praktikabel eingesetzt werden. Abbildung 3-1 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines dezentralen Netzautomatisierungssystems.



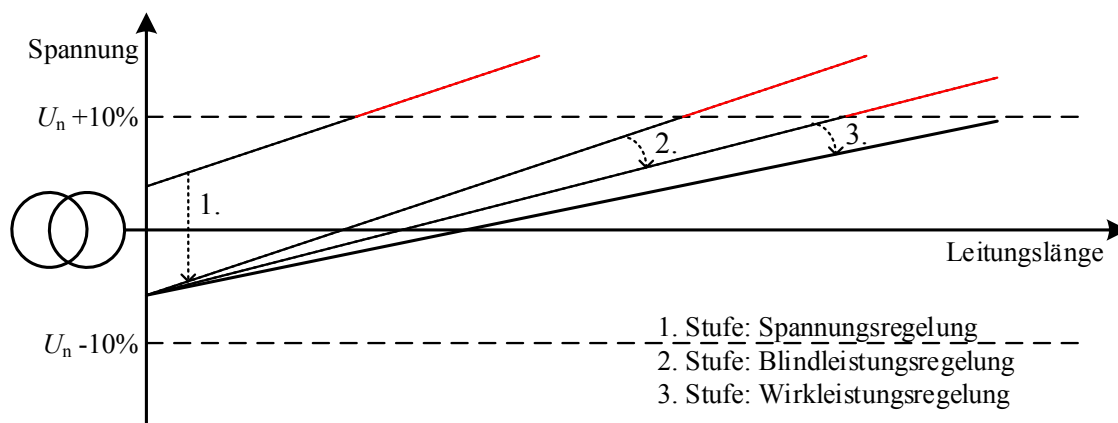
**Abbildung 3-1: Funktionsschema eines dezentralen Automatisierungssystems; eigene Darstellung**

Die Abbildung zeigt ein vereinfachtes Niederspannungsnetz bestehend aus einer Ortsnetzstation mit zugehörigem Transformator sowie diversen Verbrauchern (Haushalte, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) und dezentralen Einspeisern (PV-Anlagen). Das Automatisierungssystem besteht in dieser Darstellung aus einer in der Ortsnetzstation platzierten Haupteinheit sowie zwei weiteren Ansteuerungseinheiten, die direkt an den steuerbaren Anlagen (Aktorik) platziert sind. Auf Grundlage der Messwerte aller im Netz installierter Sensoren kann die Haupteinheit die aktuelle Leistungsflusssituation im Netz abschätzen und im Falle einer detektierten Grenzwertverletzung gezielte Gegenmaßnahmen ergreifen. Dazu werden entsprechende Sollwertvorgaben über die Ansteuerungseinheiten an die Aktorik übermittelt (z.B. Last drosseln/erhöhen, Einspeisung drosseln). Sofern die Aktorik eine direkte Kommunikation mit der Haupteinheit aufbauen kann, wird die Ansteuerungseinheit nicht zwingend benötigt.

Entgegen der Automatisierungspraxis in den Höchst- und Hochspannungsnetzen wird im Niederspannungsnetz auf eine vollständige Sensorausstattung jedes Netzknotens verzichtet. Dies führt zwar einerseits dazu, dass die Leistungsflüsse im Netz nicht exakt bestimmt werden können und der tatsächliche Netzzustand anhand der verfügbaren Sensordaten abgeschätzt werden muss, reduziert jedoch die Kosten eines solchen Systems erheblich.

Auch unter Berücksichtigung eines gegebenenfalls zu frühen Eingreifens des Automatisierungssystems (damit auch inkl. Schätzfehler der ordnungsgemäße Betrieb jederzeit garantiert werden kann) ist eine geringere Sensorausstattung zumeist wirtschaftlich vorteilhaft. In der Praxis hat sich dabei eine Sensordichte von etwa 15 % - 20 % als optimaler Kompromiss aus Genauigkeit und Wirtschaftlichkeit herausgestellt [18].

Im Falle einer detektierten Grenzwertverletzung sind nicht alle verfügbaren Aktoren gleich geeignet, diese zu beheben. Das Regelungsziel sollte stets die insgesamt auswirkungsminimalste Maßnahme sein. Sofern eine Spannungsbandverletzung vorliegt, hätte beispielsweise die Stufung eines regelbaren Ortsnetztransformators keine negativen Auswirkungen auf die angeschlossenen Netzteilnehmer. Auch eine gezielte spannungsbeeinflussende Regelung der Blindleistung wirkt sich nicht negativ auf die Netzteilnehmer aus, sie führt allerdings zu erhöhten elektrischen Verlusten im Netz (durch steigenden Stromfluss) und ist daher gegenüber der Spannungsregelung am Transformator nachteilig. Nur wenn diese beiden Optionen ausgeschöpft sind oder nicht zur Verfügung stehen, sollte die Wirkleistung der angeschlossenen Netzteilnehmer aktiv geregelt werden, da dies mit direkten Auswirkungen verbunden ist. Abbildung 3-2 zeigt einen prinzipiellen Regelungsablauf aller drei Stufen bei hoher Einspeisung und geringer Last.



**Abbildung 3-2: Dreistufiges Regelungsmodell bei geringer Last und hohem Einspeisegrad nach [110]**

Führt die momentane Leistungsflusssituation zu Betriebsmittelüberlastungen, so muss direkt auf eine aktive Wirkleistungsregelung zurückgegriffen werden, da sich die Betriebsmittelauslastung durch die ersten beiden Stufen nicht signifikant beeinflussen lässt [110]. Allerdings ergeben sich auch bei reiner Wirkleistungsregelung erhebliche Unterschiede in Bezug auf die Eignung eines Aktors, eine konkrete lokale Grenzwertverletzung zu beheben. So ist einerseits die Intensität der benötigten Leistungsänderung abhängig vom Standort des Aktors in Relation zum „Verletzungsort“ und andererseits sind die Nutzerauswirkungen einer Leistungsregelung je nach Aktortyp unterschiedlich stark ausgeprägt.

Während die Standorteignung eines Aktors allgemein über die Netztopologie bestimmt werden kann (beschrieben in [111]), sind die mit einer Leistungsregelung verbundenen Nutzerauswirkungen individuell zu bewerten. Eine kurzzeitige Leistungsregelung einer angeschlossenen Wärmepumpe würde auf Grund der thermischen Speicherfähigkeit des zu beheizenden Gebäudes beispielsweise vom Nutzer kaum bemerkt werden, während die durch Drosselung einer PV-Anlage nicht eingespeiste elektrische Energie direkt irreversibel verloren ginge. Eine längerfristige Regelung einer Wärmepumpe würde jedoch erhebliche Nutzerauswirkungen mit sich bringen, da sich die Temperatur langfristig aus dem individuellen Komforttemperaturbereich heraus bewegen würde. Auf die Thematik der Nutzerauswirkungen wird in den Abschnitten 3.3.3 und 3.4.4.2 noch genauer eingegangen.

### 3.1.2 Einsatzgebiete

Wie bereits erwähnt, können unzulässige Betriebszustände im elektrischen Netz entweder durch konventionellen Netzausbau oder durch die Ausnutzung von Flexibilitäten behoben werden, wobei die ökonomische Vorteilhaftigkeit einer Lösung vom konkreten Netzgebiet abhängt. In der Regel ist konventioneller Netzausbau immer dann die sinnvollere Variante, wenn nur sehr beschränkte Grenzwertverletzungen auftreten (bspw. ein einzelnes Kabel überlastet ist) oder die Grenzwertverletzungen so stark und häufig vorkommen, dass die vorhandenen Flexibilitäten nicht mehr ausreichen (vgl. auch [14]). Spannungsregler wie regelbare Ortsnetztransformatoren und Längsregler eignen sich eigenständig nur, wenn in einem Netzgebiet ausschließlich Spannungsbandverletzungen jedoch keine Betriebsmittelüberlastungen vorkommen. Dies ist im ländlichen Bereich mitunter der Fall (vgl. Abschnitt 2.5.3.2).

Netzautomatisierungssysteme können bei ausreichend großer Aktorflexibilität prinzipiell sämtliche Grenzwertverletzungen beheben. Im ökonomisch sinnvollen Bereich bewegen sie sich allerdings nur zwischen den beiden Extremen (kaum bzw. sehr stark) des konventionellen Netzausbaus, da die Hardware- und Installationskosten des Systems bei sehr geringen Grenzwertverletzungen über denen des konventionellen Ausbaus liegen und die zu leistenden Vergütungszahlungen an die Flexibilitätsbereitsteller bei sehr häufigem Abruf (zumindest derzeit noch) zu hoch sind. Allerdings bietet auch das Herauszögern oder Reduzieren von konventionellem Netzausbau mittels eines Netzautomatisierungssystems finanzielle Vorteile, weshalb auch eine Kombination beider Maßnahmen (oder auch nur der mittelfristige Einsatz als Brückentechnologie) vorteilhaft sein kann [18].

Treten in einem Netzgebiet gleichzeitig Spannungsbandverletzungen nach oben und unten auf oder kann ein Spannungsregler allein die Grenzwertverletzungen nicht mehr ausregeln, ist auch die Kombination von Automatisierungssystem und Spannungsregler sinnvoll. Abbildung 3-3 zeigt eine prinzipielle Einordnung geeigneter Netzertüchtigungstechnologien in Abhängigkeit der Art und der Häufigkeit auftretender Grenzwertverletzungen.<sup>12</sup>

Art der Grenzwertverletzung	Betriebsmittel- überlastung	Konventioneller Netzausbau	Automatisierungs- system	Konventioneller Netzausbau (ggf. + Automatisierungs- system)
	Ausschließlich Spannungsbandverletzung	Konventioneller Netzausbau	Spannungsregler	Spannungsregler (ggf.+ Automatisierungs- system)
		Wenige betroffene Betriebsmittel/Knoten	Viele betroffene Betriebsmittel/Knoten <i>Geringe Häufigkeit</i>	<i>Hohe Häufigkeit</i>

**Anzahl betroffene Betriebsmittel/Kundenknoten und Häufigkeit der Grenzwertverletzung**

**Abbildung 3-3: Eignung verschiedener Netzertüchtigungstechnologien in Abhängigkeit der Art und der Häufigkeit auftretender Grenzwertverletzungen**

Wie beschrieben ist ein Netzautomatisierungssystem immer dann besonders sinnvoll, wenn eine Vielzahl von Betriebsmitteln (oder nur unter großem Aufwand ersetzbare Betriebsmittel) von Grenzwertverletzungen betroffen ist, diese jedoch im Zeitverlauf relativ selten auftreten. Abschnitt 2.5.3 zeigt, dass genau diese Form der Netzbelastung im Falle einer sich verstärkenden Elektromobilität in vielen Netzgebieten zu erwarten ist.

<sup>12</sup> Diese Zuordnung gilt zwar für alle hier betrachteten Netze, es kann aber durchaus individuelle Ausnahmen geben, in denen die Zuordnung zwischen geeigneter Netzertüchtigungstechnologie und Art der Grenzwertverletzung nicht dieser Darstellung entspricht. Detailliertere Betrachtungen werden in [14] aufgezeigt.



Insbesondere in städtischen Netzen, in denen die konventionelle Ertüchtigung der Betriebsmittel mit sehr hohen Kosten verbunden ist (Öffnen und Versiegeln der Verkehrsinfrastruktur) und Betriebsmittelüberlastungen die Einsatzmöglichkeiten von Spannungsreglern begrenzen, dürften Netzautomatisierungssysteme zukünftig die ökonomischste Netzertüchtigungsmaßnahme sein. Sie bieten sich aber auch bei relativ unsicheren Prognosen zur zukünftigen Entwicklung eines Netzgebietes an, da ihre leichte Erweiterbarkeit um neue Akteure das Risiko einer Fehlinvestition im Vergleich zu auf mehrere Jahrzehnte ausgelegten konventionellen Betriebsmitteln deutlich reduziert.

### **3.1.3 Erweiterungsbedarf bisheriger Systeme**

Wie in Abschnitt 3.1.1 beschrieben, besteht ein Netzautomatisierungssystem in der Regel aus zwei Bestandteilen: Einer Netzzustandserkennungs- und einer Regelungskomponente. Die Netzzustandserkennung verfolgt dabei das Ziel, die tatsächliche Leistungsflusssituation im Netz unter Berücksichtigung des wirtschaftlichen Aufwands zusätzlicher Sensorik möglichst genau abzuschätzen, wobei neben der häufig präferierten spärlichen Sensorausstattung auch noch extreme Ansätze mit vollständiger Sensorausstattung oder mit nahezu komplettem Sensorverzicht (reine Prognose) existieren [112, 113]. Die grundsätzliche Funktionsfähigkeit dieser Komponente ist bereits heutzutage vollständig gegeben, Weiterentwicklungsbedarf besteht allerdings noch hinsichtlich der Reduzierung der Anzahl und Kosten der Sensoren und der Integration von Netzzustandsprognosen.

Im in dieser Arbeit betrachteten Bereich der autarken Regelung beschränken sich die derzeitigen dezentralen Netzautomatisierungslösungen noch hauptsächlich auf das Einspeisemanagement von Photovoltaikanlagen (da diese momentan die größten Belastungen für die Netze darstellen) und auf die Spannungsregelung am Ortsnetztransformator (falls ein rONT vorhanden ist) [16, 17, 114]. Zwar gibt es auch Automatisierungslösungen, die bereits steuerbare Lasten miteinbeziehen können (z.B. [115, 116]), jedoch sind die grundlegenden Herausforderungen des Lastmanagements, nämlich die Minimierung und Vergütung der Nutzerauswirkungen, derzeit nicht ausreichend integriert [117]. Denn während die Abregelung einer PV-Anlage und der damit einhergehende Verlust an eingespeister Energie klar monetär bewertet und entschädigt werden kann, ist dies bei der Deaktivierung eines elektrischen Verbrauchers mit potentielltem Komfortverlust für den Nutzer nicht pauschal möglich.

Eine monetär angereizte und eher auf freiwilliger Teilnahmebereitschaft beruhende Lastflexibilitätsbereitstellung wie das sogenannte *Demand Side Management*, welche dem Nutzer die Möglichkeit lässt, seinen potentiellen Komfortverlust selbst zu bewerten, kann jedoch nicht als verlässliche Flexibilitätsquelle genutzt werden, da eine kontinuierliche ausreichende Teilnahmebereitschaft für den Netzbetreiber nicht garantiert ist. Daher bedarf es hier Lösungen, die den Nutzungskomfort steuerbarer Lasten nur so gering (bzw. möglichst überhaupt nicht) einschränken, dass Regelungsmaßnahmen nicht zu einem Verlust der Teilnahmebereitschaft führen.

## **3.2 Wirtschaftlicher Vergleich von Netzautomatisierung und Netzausbau**

Wie in Abschnitt 2.5.3 gezeigt, stößt ein Großteil der betrachteten Niederspannungsnetze bei zunehmender Durchdringung der Elektromobilität an die Belastungsgrenzen. Die Folge dieser Entwicklung sind flächendeckende Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen, welche ohne ein geeignetes Lademanagementsystem durch konventionellen Netzausbau behoben werden müssten. Netzautomatisierungssysteme können sich dabei langfristig nur dann durchsetzen, wenn sie wirtschaftliche Vorzüge gegenüber konventionellen Ausbauvarianten bieten. Die erforderlichen Aufwendungen beider Netzertüchtigungsvarianten sind dabei von den tatsächlichen Gegebenheiten des betrachteten Netzgebietes abhängig und müssten für einen exakten Vergleich für jedes Netzgebiet individuell ermittelt werden. Da eine individuelle Überplanung der in dieser Arbeit betrachteten Netze jedoch keine allgemeinen Aussagen erwarten lässt, wird der Kostenvergleich stattdessen auf Basis des durchschnittlichen Ausbaubedarfs aller Netzgebiete abgeschätzt, die in den Netzauswirkungssimulationen kritische Betriebszustände aufwiesen. Für eine tatsächliche Investitionsentscheidung muss jedoch eine Einzelbetrachtung des jeweiligen Netzgebietes erfolgen.

### **3.2.1 Kostenbestandteile**

Der Investitionsbedarf für den konventionellen Netzausbau setzt sich aus den Kosten für zusätzlich benötigte Leitungen (inkl. Verlegung) sowie den Kosten für etwaige zusätzliche Ortsnetzstationen zusammen. Die einzelnen Kostenbestandteile nach [118] können Tabelle 9-3 entnommen werden. Zusätzlich zu den reinen Investitionskosten werden bei konventionellem Netzausbau noch Betriebskosten in Höhe von 1 % der Investitionskosten pro Jahr für Leitungen und 2 % der Investitionskosten pro Jahr für sonstige Anlagen angenommen (vgl. [118]).

Für den Einsatz eines Netzautomatisierungssystems fallen Kosten für die den Netzzustand ermittelnde Haupteinheit sowie die Sensorik und Aktoransteuerung an. Die derzeitigen Preise nach Herstellerangaben können Tabelle 9-4 entnommen werden.<sup>13</sup> Zuzüglich zu den Investitionskosten sind beim Automatisierungssystem Aufwendungen für die Hardwareüberprüfung und Wartung in Höhe von etwa 2 % der Investitionskosten pro Jahr zu erbringen [119].

Abschnitt 2.5.3 zeigt, dass flächendeckende Auswirkungen der Elektromobilität erst ab einer elektrischen Fahrzeugdurchdringung von über 10 % zu erwarten sind. Das bedeutet, dass ein größerer Netzertüchtigungsbedarf wohl erst etwa ab dem Jahr 2030 anstehen wird, wobei davon auszugehen ist, dass sich die vorstehend genannten Preise der eingesetzten Komponenten bis dahin verändern werden. Während bei konventionellen Betriebsmitteln voraussichtlich keine großen Preisänderungseffekte (mit Ausnahme der allgemeinen Inflation) auftreten werden, dürften Netzautomatisierungssysteme durch zunehmende Skaleneffekte günstiger werden. Aus diesem Grund wird für konventionelle Betriebsmittel die im Euroraum angestrebte Inflation von 2 % pro Jahr angesetzt und für die Automatisierungshardware ein Preisrückgang bis 2030 von 1 % pro Jahr angenommen. Lediglich für das Powerline-Modem wird keine Preisveränderung erwartet (Ausgleich von Inflation und Skaleneffekten).

Der folgende Kostenvergleich wird auf Basis der Geldwertigkeit des Jahres 2030 durchgeführt. Ausgaben späterer Jahre werden durch einen inflationsbereinigten Zinssatz von 5 % pro Jahr vermindert.<sup>14</sup>

### 3.2.2 Ertüchtigungsbedarf

Der Netzertüchtigungsbedarf kann aus den Auswirkungsanalysen aus Abschnitt 2.5 abgeschätzt werden. Es wird dabei angenommen, dass einerseits Leitungen, die ihren thermischen Grenzstrom zeitweise überschreiten, um eine weitere Parallelleitung ergänzt werden müssen und andererseits Spannungsbandverletzungen durch Verstärkung der kritischsten betroffenen Leitungen (beginnend an der Leitung mit dem höchsten Spannungsabfall) behoben werden. Überlastete Ortsnetzstationen werden durch eine weitere Station ergänzt. Tabelle 3-1 zeigt den durchschnittlichen Netzertüchtigungsbedarf der betrachteten Netzgebiete für eine Elektrofahrzeugdurchdringung von 10 %, 30 % und 80 %. [120]

---

<sup>13</sup> Automatisierungssystem: iNES<sup>®</sup> der SAG GmbH (ohne sonstige Projektierung); Powerline-Modem: G3-PLC Modem 500k der devolo AG

<sup>14</sup> Entspricht dem inflationsbereinigten Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen nach § 4 ARegV für die Regulierungsperiode 2019 bis 2023 [120]

**Tabelle 3-1: Durchschnittlicher Ertüchtigungsbedarf der betrachteten Netzgebiete**

Gebietstyp	Ländlich			Städtisch		
	10	30	80	10	30	80
Elektrofahrzeugdurchdringung [%]	10	30	80	10	30	80
Durchschn. überlastete bzw. für zu hohen Spannungsabfall verantwortliche Leitungslänge [m]	153	244	288	122	198	241
Durchschn. Anzahl betroffener Leitungsabschnitte	1	3	4	4	6	7
Durchschn. Anteil Trafoüberlastungen [%]	0	0	0	50	67	67

In ländlichen Netzgebieten treten keine elektrofahrzeugbedingten Transformatorüberlastungen auf, ein Stationszubau wird hier somit auch bei hohen Elektrofahrzeugdurchdringungen nicht benötigt. Der lediglich moderate Anstieg der durchschnittlichen für zu hohen Spannungsabfall verantwortlichen Leitungslänge ist dadurch zu begründen, dass bei höheren Durchdringungen weitere Netzgebiete Ausbaubedarf aufweisen (allerdings zunächst geringeren) und in der Durchschnittsbildung berücksichtigt werden. In einzelnen Netzgebieten liegt der Anteil betroffener Leitungsabschnitte deutlich höher. In städtischen Netzgebieten konnten bereits bei einer 10 prozentigen Elektrofahrzeugdurchdringung bei der Hälfte aller Ortsnetzstationen temporäre Überlastungen beobachtet werden. Auch wenn diese kurzzeitig überlastet betrieben werden können, ohne eine sofortige Beschädigung des Betriebsmittels zu riskieren, wird hier davon ausgegangen, dass bei Überlastungen ein zeitnaher Stationszubau stattfinden wird.

### 3.2.3 Kostenvergleich

Die Kosten des konventionellen Netzausbaus setzen sich aus den einmaligen Investitionskosten (gemäß Tabelle 9-3) und den jährlich anfallenden Betriebskosten zusammen, die mittels der Rentenbarwertfaktormethode auf den kalkulatorischen Barwert des Betrachtungsjahres 2030 angepasst wurden. Der Rentenbarwertfaktor ermittelt sich dabei folgendermaßen:

$$RBF = \frac{1}{i} - \frac{1}{i(1+i)^T} \quad (3-1)$$

Hierbei entspricht  $i$  dem Kalkulationszinssatz und  $T$  dem Betrachtungszeitraum.

Die Betriebsdauer wurde auf branchenübliche 40 Jahre festgelegt. Tabelle 3-2 zeigt die Kosten für einen konventionellen Netzausbau der Bedarfe aus Tabelle 3-1.

**Tabelle 3-2: Kosten des konventionellen Netzausbaus**

Gebietstyp	Ländlich			Städtisch		
	10	30	80	10	30	80
Elektrofahrzeugdurchdringung [%]	10	30	80	10	30	80
Durchschn. Kabelkosten [EUR]	10.300	16.400	19.400	14.700	24.000	29.200
Durchschn. Kosten ONS [EUR]	0	0	0	18.200	24.200	24.200
Durchschn. Betriebskosten [EUR]	1.800	2.800	3.300	8.800	12.400	13.300
<b>Barwert für das Jahr 2030 [EUR]</b>	<b>12.100</b>	<b>19.200</b>	<b>22.700</b>	<b>41.700</b>	<b>60.600</b>	<b>66.700</b>

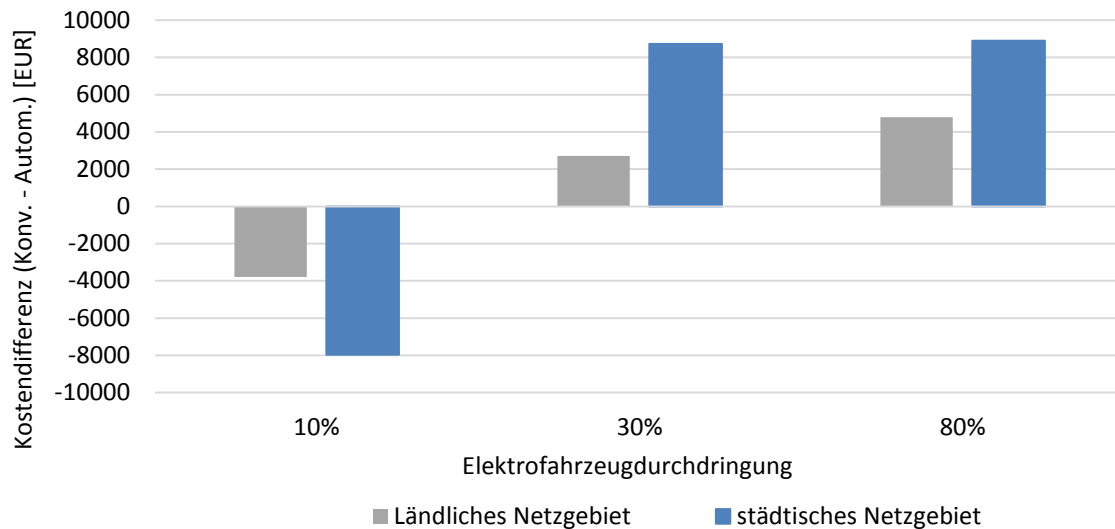
Die Kosten der Netzautomatisierungsvariante hängen stark vom Ausstattungsgrad des Netzes ab. Neben den Kosten der obligatorischen Haupteinheit werden je nach Netztopologie unterschiedlich viele Sensoreinheiten benötigt. In diesem Vergleich wird davon ausgegangen, dass 15 % der Netzknoten mit Sensoren ausgestattet werden, wobei die Haupteinheit in der Ortsnetzstation ebenfalls als Sensor fungiert. Darüber hinaus wird jede Ladestation als Aktorik genutzt, was zwar netztechnisch nicht erforderlich ist, aber die Erweiterungsfähigkeit des Systems deutlich erhöht.

Da die angegebene Lebensdauer der Netzautomatisierungskomponenten mit 20 Jahren nur bei der Hälfte der konventionellen Betriebsmittel liegt, müssen diese vorzeitig ersetzt werden. Die Kosten der Ersatzinvestition wurden dafür auf den kalkulatorischen Barwert des Betrachtungsjahres 2030 angepasst. Tabelle 3-3 zeigt die Kosten für eine Netzertüchtigung mittels Netzautomatisierungstechnik.

**Tabelle 3-3: Kosten der Netzertüchtigung mittels Netzautomatisierungstechnik**

Gebietstyp	Ländlich			Städtisch		
	10	30	80	10	30	80
Elektrofahrzeugdurchdringung [%]	10	30	80	10	30	80
Sensoreinheiten	2	2	2	10	10	10
Modems Aktoransteuerung	2	6	14	8	21	56
Hardware-Erstinvestition [EUR]	9.300	9.700	10.500	29.200	30.500	34.000
Betriebskosten [EUR]	3.200	3.300	3.600	10.000	10.500	11.700
Hardware-Ersatzinvestition [EUR]	3.300	3.500	3.800	10.500	10.900	12.200
<b>Barwert für das Jahr 2030 [EUR]</b>	<b>15.800</b>	<b>16.500</b>	<b>17.900</b>	<b>49.700</b>	<b>51.900</b>	<b>57.900</b>

Der Übersichtlichkeit halber stellt Abbildung 3-4 die Kostendifferenz der beiden Ertüchtigungsmöglichkeiten für die verschiedenen Elektrofahrzeugdurchdringungen dar (Kostenvorteile der Netzautomatisierung sind dabei positiv aufgetragen).



**Abbildung 3-4: Kostendifferenz zwischen konventionellem Netzausbau und Ertüchtigung mittels Netzautomatisierungstechnik in Barwerten des Jahres 2030**

Der Vergleich zeigt, dass die Kosten eines Netzautomatisierungssystems bei niedriger Elektrofahrzeugdurchdringung für den Durchschnitt der betrachteten Netzgebiete über denen des konventionellen Netzausbaus liegen, bei höheren Durchdringungen dagegen darunter. Das bedeutet, dass Netzautomatisierungstechnik in der Anfangszeit der Elektromobilität lediglich in ausgewählten Netzen die rein netzseitig betrachtet günstigere Ertüchtigungslösung ist, zukünftig jedoch flächendeckend wirtschaftlich wird. Dennoch sollte die Netzautomatisierungstechnik bereits frühzeitig ausgebracht werden, sofern höhere Elektrofahrzeugdurchdringungen zu erwarten sind. Andernfalls führt ein bereits durchgeführter konventioneller Netzausbau bei späterer Installation eines Netzautomatisierungssystems zu unwirtschaftlichen Überkapazitäten.

Im Gegensatz zum konventionellen Netzausbau bietet die Automatisierungslösung zudem mehrere weitere Vorteile, die an dieser Stelle nicht monetär bewertet wurden. Erstens mindert die einfache Erweiterbarkeit eines solchen Systems das Planungsrisiko des Netzbetreibers enorm. Denn während ungeplante neue Netzteilnehmer ohne großen Aufwand in ein Automatisierungssystem eingebunden werden können, erfordern diese unter Umständen eine zuvor nicht berücksichtigte Verstärkung der konventionellen Betriebsmittel. Zweitens bietet ein Netzautomatisierungssystem umfangreiche Möglichkeiten des Netzmonitorings (z.B. Informationen zu momentanen Leistungsflüssen, Leitungsausfällen, Spannungsqualität usw.), welche im derzeitigen nicht überwachten Netz nicht zur Verfügung stehen.

Wichtigster Zusatznutzen ist aber drittens, dass durch ein Netzautomatisierungssystem die Möglichkeit geschaffen wird, die vorhandenen Flexibilitäten der Verteilungsebene ohne erheblichen Mehraufwand für weitere Anwendungsfälle zu nutzen, da diese netztechnisch nur sehr selten benötigt werden (siehe Abschnitt 2.5.3.3), jedoch dauerhaft zur Verfügung stehen (siehe Abschnitt 2.5.3.4); die einzelnen Möglichkeiten der Flexibilitätsnutzung werden in Kapitel 4 erläutert. Berücksichtigt man diese Zusatznutzen, sind Netzautomatisierungssysteme auch bei niedrigeren Elektrofahrzeugdurchdringungen bereits konkurrenzfähig zum konventionellen Netzausbau und zukünftig klar zu präferieren.

### **3.3 Voraussetzungen für den Einsatz eines netzdienlichen Lademanagementsystems**

Die praktische Substitution des konventionellen Netzausbaus durch automatisierte Lademanagementsysteme bedarf einiger Voraussetzungen. Grundsätzlich müssen die technischen Eigenschaften der Automatisierungshardware den gestellten Anforderungen genügen, die regulatorischen Rahmenbedingungen den Automatisierungseinsatz gestatten und die Netzteilnehmer bereit sein, ihre Flexibilitäten zu diesem Zweck zur Verfügung zu stellen. Im Folgenden werden diese Anforderungen genauer spezifiziert.

#### **3.3.1 Technische Anforderungen**

Elektrische Netze stellen eine Infrastruktur dar, deren Zuverlässigkeit eine extrem hohe Priorität besitzt. Die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit des deutschen Stromnetzes von etwa 15 Minuten pro Jahr und Kunden spiegelt diese Priorisierung wider.<sup>15</sup> Der Einsatz von Netzautomatisierungstechnik darf daher keinesfalls zu einer Verringerung der Netzverfügbarkeit oder einer sonstigen Verschlechterung der Versorgungsqualität führen. Sofern Automatisierungshardware als Ersatz für konventionelle Netzbetriebsmittel eingesetzt wird und ein dauerhafter ordnungsgemäßer Betriebszustand nur durch Nutzung von Aktorflexibilitäten gewährleistet werden kann, muss das Automatisierungssystem eine hohe Verfügbarkeit aufweisen. Kurzfristige Kommunikationsabbrüche oder Systemneustarts im Sekundenbereich sind zwar tolerierbar, da in sehr kurzen Zeiträumen selbst bei zeitgleichen Grenzwertverletzungen keine Betriebsmittelbeschädigungen oder Versorgungsunterbrechungen zu erwarten sind. Länger andauernde Ausfälle und der damit einhergehende Verlust der Reaktionsmöglichkeit auf zeitgleich auftretende Grenzwertverletzungen sind aus Gründen der Versorgungssicherheit dagegen nicht akzeptabel. Insgesamt darf sich die Gesamtverfügbarkeit des Netzes nicht durch den Einsatz von Automatisierungstechnik verschlechtern.

---

<sup>15</sup> System Average Interruption Duration Index (SAIDI) nach [144]

Für die Automatisierungshardware bedeutet dies hohe Anforderungen an Robustheit und Haltbarkeit des Systems. Störungen, die ein (zeitintensives) Eingreifen vor Ort erfordern (z.B. manueller Neustart), sind ebenso zu vermeiden wie unvorhersehbare Komponentendefekte und alterungsbedingte Fehlfunktionen. Auch an die Kommunikationsanbindung müssen dieselben hohen Anforderungen gestellt werden, sodass bspw. die Verwendung eines einzelnen öffentlichen Mobilfunknetzes mit einer Verfügbarkeit von (derzeit) 99 % (entspricht 87,6 Ausfallstunden im Jahr) nicht für netzkritische Einsatzzwecke geeignet ist. Eine Mobilfunknetzkomination mit mehreren SIM-Karten erreicht zwar mit Verfügbarkeitswerten von 99,9 % (8,76 Ausfallstunden) ebenfalls nicht die derzeitige Verfügbarkeit elektrischer Netze [121], ist unter Berücksichtigung der geringen Einsatzzeiten des Netzautomatisierungssystems aber ausreichend. Dies liegt daran, dass die Wahrscheinlichkeitskombination aus Einsatzbedarf des Automatisierungssystems (max. 1 % des Jahres, vgl. Abbildung 2-20) und gleichzeitigem Ausfall der Kommunikation mit

$$T_{AK} = 1 \% \cdot 0,1 \% \cdot 8760 \frac{h}{a} \approx 5 \frac{\min}{a} \quad (3-2)$$

sehr gering ist.

Neben der Sicherstellung der hohen Verfügbarkeit, ist an dieser Stelle auch das Thema der Datensicherheit zu beachten. Ein unbefugter Zugriff eines Dritten auf die Netzautomatisierungseinheit muss sowohl aus Versorgungszuverlässigkeits- als auch aus Datenschutzgründen ausgeschlossen werden können. Sicherheitslücken könnten sonst einerseits zur mutwilligen Gefährdung des Netzbetriebes und andererseits zum Ausspähen der Nutzungsdaten der Netzteilnehmer ausgenutzt werden.

### 3.3.2 Regulatorische Anforderungen

Die Betreiber elektrischer Netze werden in Deutschland auf Grund des natürlichen Monopols der Netzinfrastruktur streng reguliert. Die Ermittlung der maximal veranschlagbaren Netzentgelte – also die Bestimmung der Einnahmen der Netzbetreiber – wird dabei vom Gesetzgeber vorgegeben und der Betrag ist durch die Regulierungsbehörde (die Bundesnetzagentur) zu genehmigen. Da die Netzbetreiber ihre Investitionen und den Netzbetrieb folglich auf Basis dieser regulatorischen Grundlage optimieren, sind die in Abschnitt 3.2.3 gezeigten Kostenvorteile eines Lademanagement- bzw. Netzautomatisierungssystem nur dann von Interesse, wenn diese auch durch die Regulation widerspiegelt werden. Ungeachtet übriger regulatorischer Einflüsse sind momentan jedoch insbesondere § 7 StromNEV (Stromnetzentgeltverordnung) und – im Falle eines Einspeisemanagements – §§ 12ff EEG (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien) starke regulatorische Hemmnisse für den Einsatz von Netzautomatisierungstechnik.



§ 7 StromNEV regelt die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung der Netzbetreiber; nach Satz 1 richtet sich diese hauptsächlich nach dem Sachanlagevermögen der betriebsnotwendigen Anlagen. Da konventionelle Netzertüchtigungsmaßnahmen (zumindest derzeit) vollständig in betriebsnotwendiges Sachanlagevermögen übergehen, würde eine Substituierung dieser durch investitions günstigere Automatisierungstechnik letztendlich den Betrag der Eigenkapitalverzinsung senken. Die gleichzeitig anfallenden höheren Betriebskosten der Netzautomatisierung werden hingegen nicht verzinst. Auf Basis dieser Gesetzesgrundlage ist der Einsatz eines Lademanagementsystems somit für den Netzbetreiber betriebswirtschaftlich nicht vorteilhaft.

Sofern neben dem Lademanagement noch ein automatisiertes Einspeisemanagement regenerativer Erzeugungsanlagen eingesetzt werden soll, sind derzeit auch die Regularien aus §§ 12ff EEG zu berücksichtigen. Abgesehen von der Pflicht des Netzausbaus zur Aufnahme der elektrischen Energie einspeisewilliger Anlagenbetreiber (§ 12 EEG) kann ein Netzbetreiber nach § 15 EEG Entschädigungszahlungen an abgeregelte Anlagenbetreiber nicht als Netzentgelte ansetzen, sofern er diese zu vertreten hat, was bei einem „vorsätzlichen“ Netzautomatisierungseinsatz in der Regel der Fall ist. Hier besteht also erst recht kein regulatorischer Anreiz, Netzautomatisierungstechnik einzusetzen. Allerdings wurde zumindest die Netzausbaupflicht mit dem Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) überarbeitet<sup>16</sup> [122].

Das Strommarktgesetz zeigt, dass die Gesetzgebung die (volkswirtschaftliche) Vorteilhaftigkeit der Netzautomatisierung grundsätzlich erkannt hat. Die derzeit umgesetzten Gesetzesanpassungen sind jedoch nicht ausreichend, volkswirtschaftliche Vorteile der Netzautomatisierung flächendeckend in investitionsentscheidende betriebswirtschaftliche Vorteile für die Netzbetreiber umzusetzen, obwohl genau dies das Ziel der Regulierung sein sollte. Ein kurzfristiger großflächiger Einsatz von Lademanagementsystemen wird somit durch die Regulationsgrundlage verhindert. Er wird erst erfolgen, wenn die Regularien einen direkten Zusammenhang zwischen volkswirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Kostenvorteilen hergestellt haben.

---

<sup>16</sup> insb. die Neugestaltung des §11 Abs. 2 EnWG zur Zulassung einer Spitzenlastkappung von 3% der Jahresenergie volatiler regenerativer Erzeuger und die zugehörige Änderung des §12 EEG

### 3.3.3 Anforderungen hinsichtlich der Teilnehmerakzeptanz

Ein automatisiertes Lademanagementsystem bezieht seine Flexibilität aus der Regelung der Ladevorgänge teilnehmender Elektrofahrzeuge. Die Funktion eines solchen Systems ist daher nur gewährleistet, wenn eine genügende Anzahl an Fahrzeugnutzern bereit ist, ihre Fahrzeuge für diesen Zweck zur Verfügung zu stellen. Eine ausreichende Teilnahmebereitschaft kann wiederum nur erreicht werden, wenn die Fahrzeugnutzer durch eine Teilnahme keine Benachteiligungen (keine Komforteinbußen) zu befürchten haben. Daher muss ein großflächig eingesetztes Lademanagementsystem grundsätzlich so konzipiert sein, dass es negative Nutzerauswirkungen minimiert.

Die Teilnahme der Fahrzeugnutzer an einem Lademanagementsystem ist prinzipbedingt nie völlig auswirkungsfrei, da jede Regelung der Ladeleistung von Elektrofahrzeugen die Ladung des Fahrzeuges verzögert und damit direkten Einfluss auf dessen Einsatzfähigkeit hat. Zwar ist die Flexibilität der Fahrzeugladungen in der Regel sehr groß, sodass die Fahrzeugnutzer durch Regelungsmaßnahmen zumeist keine Mobilitätseinschränkungen zu befürchten haben, jedoch gibt es auch wenige flexibilitätslose Ladevorgänge, die zur Bewältigung der nächsten Wegstrecke zwingend mit voller Ladeleistung durchzuführen sind (vgl. Abschnitt 2.5.3.4). Da Befürchtungen einer Mobilitätseinschränkung der Fahrzeugnutzer bereits jetzt eines der größten Hemmnisse der Elektromobilität sind, muss es die Grundvoraussetzung eines großflächig einsetzbaren Lademanagementsystems sein, diese Ladevorgänge zu identifizieren und nicht in diese einzugreifen. Denn auch sehr selten auftretende regelungsbedingte Mobilitätseinschränkungen der Fahrzeugnutzer könnten einen direkten und allgemeinen Akzeptanzverlust für ein Lademanagementsystem bedeuten.

Zur Vermeidung der Regelung flexibilitätsloser Ladevorgänge muss dem System zunächst die Flexibilität aller Ladevorgänge bekannt sein. Diese kann wiederum nur auf Basis der individuellen Mobilitätsbedürfnisse der einzelnen Fahrzeugnutzer ermittelt werden, welche folglich zuvor (je nach Ausgestaltung unterschiedlich detailliert) eingegeben werden müssen. Dem Fahrzeugnutzer entstehen dadurch Aufwände für die Planung (und Eingabe) zukünftiger Fahrten. Außerdem können ungeplante Fahrten unter Umständen durch Regelungsmaßnahmen beschränkt werden, auch wenn ein entsprechender Puffer vorgesehen wird. Da nur die tatsächlich geregelten Fahrzeuge von zeitlichen Ladeverzögerungen betroffen sind, ist dabei unbedingt darauf zu achten, dass die Regelungsmaßnahmen diskriminierungsfrei unter allen Teilnehmern verteilt werden, um etwaigen Benachteiligungen einzelner Fahrzeugnutzer vorzubeugen.

Da ein vollkommen auswirkungsloses Lademanagementsystem nicht realisiert werden kann, werden die Fahrzeugnutzer ohne entsprechende Gegenleistung kaum für eine Teilnahme zu gewinnen sein. Es bedarf also eines adäquaten Vergütungsmodells, das den Mehraufwand der teilnehmenden Fahrzeugnutzer entsprechend honoriert. Ein beispielhaftes Vergütungsmodell wird in Abschnitt 3.7 beschrieben.

Anzumerken ist an dieser Stelle, dass auch eine verpflichtende Teilnahme an einem Lademanagementsystem möglich ist (ähnlich der verpflichtenden Fernsteuerbarkeit von regenerativen Stromerzeugungsanlagen, § 9 EEG). So könnte es beispielsweise eine gesetzliche Vorgabe geben, die eine Ankopplung der Ladevorgänge elektrisch getriebener Fahrzeuge an ein Lademanagementsystem zwingend vorschreibt. Da Eingriffe in flexibilitätslose Ladevorgänge auch unter diesen Umständen zu vermeiden sind, benötigt das System in diesem Modell gleichfalls Informationen zu den Mobilitätsbedürfnissen der Teilnehmer. Um jedoch zu verhindern, dass die Teilnehmer zur Priorisierung ihres eigenen Ladevorgangs einen zu hohen Mobilitätsbedarf angeben, müssten die Kosten eines Ladevorgangs mit abnehmender Flexibilität steigen. Da ein solches verpflichtendes Modell jedoch der Akzeptanz der gesamten Elektromobilität schaden kann und dies im direkten Widerspruch zu den Zielen der Bundesregierung steht, ist ein solcher Teilnahmezwang (zumindest mittelfristig) eher unwahrscheinlich und wird daher in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

## **3.4 Systemkonzeption**

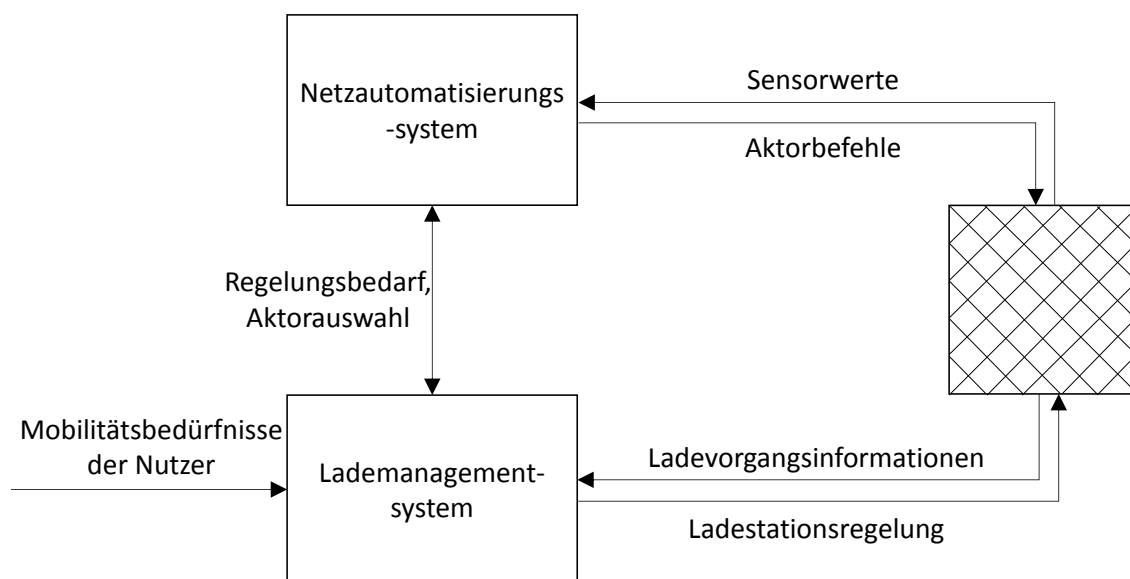
Basierend auf den vorherigen Betrachtungen wird in diesem Abschnitt ein netzdienliches Lademanagementsystem vorgestellt, das hinsichtlich seiner Skalierbarkeit und Nutzerorientierung auf einen großflächigen Einsatz hin ausgelegt ist. Zu diesem Zweck wird zunächst das Grundkonzept des Systems aufgezeigt. Anschließend werden die einzelnen integrierten Ladekonzepte erläutert und die Eingliederungsmöglichkeiten in ein bestehendes Automatisierungssystem dargestellt.

### **3.4.1 Grundkonzept des netzdienlichen Lademanagements**

Hauptziel eines netzdienlichen Lademanagements ist es, potentielle Überlastungen der Elektrizitätsnetzinfrastruktur durch gezielte Regelungen der Ladeleistung angeschlossener Fahrzeuge zu beheben, um dadurch auf kostenintensiven Netzausbau verzichten zu können. Aus Akzeptanzgründen ist dabei darauf zu achten, dass durch diese Regulationsmaßnahmen keine Mobilitätseinschränkungen teilnehmender Fahrzeugnutzer entstehen.

Dieses Ziel kann prinzipiell auf zwei Wegen erreicht werden: In einem durch eine hohe Elektromobilitätsdurchdringung stark ausgelasteten Netz können einerseits alle Ladevorgänge dauerhaft so gesteuert werden, dass sich eine Glättung der Ladeleistungen einstellt und hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren vermieden werden und andererseits kann das Lademanagement in ein vollständiges Netzautomatisierungssystem integriert werden. Der erste Ansatz kommt zwar mit geringeren Investitionskosten aus, da auf eine vollständige Netzzustandsidentifikation verzichtet werden kann, erfordert jedoch einen deutlich erhöhten Regelungsaufwand, da Fahrzeugladungen auch in netzunkritischen Zeiträumen heruntergeregelt werden und erhöht somit die Nutzerauswirkungen. Darüber hinaus bietet die Integration in ein Netzautomatisierungssystem auch die Möglichkeit, die Fahrzeugregelungen auf andere Verbraucher und Erzeuger im Netz abzustimmen und dadurch die vorhandene Netzinfrastruktur deutlich besser auszunutzen. Unter Berücksichtigung der weiteren Vorteile eines Netzautomatisierungssystems (siehe Abschnitt 3.2.3) ist die Kombination aus Netzautomatisierungs- und Lademanagementsystem daher eindeutig zu präferieren und wird dementsprechend weiter verfolgt.

Als integraler Bestandteil eines rein netzdienlichen Netzautomatisierungssystems greift das Lademanagementsystem nur dann in die Ladevorgänge der Fahrzeuge ein, sofern dies für die Einhaltung eines ordnungsgemäßen Betriebszustandes notwendig ist. Im Falle einer detektierten Grenzwertverletzung ermittelt das System die Fahrzeuge, die sich zur Problembhebung eignen (siehe auch Abschnitt 3.4.2) und reduziert deren Ladeleistung entsprechend. Die Herausforderung besteht darin, die Ladeleistungen derart anzupassen, dass die Gesamtauswirkungen auf die Fahrzeugnutzer minimiert werden, wobei auch der Einsatz anderer Aktorik des Netzautomatisierungssystems zu prüfen ist. Abbildung 3-5 zeigt den schematischen Aufbau der integrierten Netzautomatisierungs- und Lademanagementsystemlösung. Die zwischen den einzelnen Komponenten ausgetauschten Informationen sind in Tabelle 9-5 dargestellt.

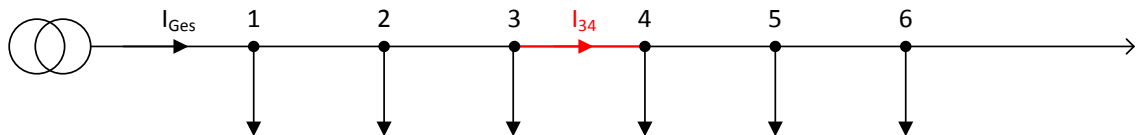


**Abbildung 3-5: Schematischer Aufbau der Kombination aus Lademanagement- und Netzautomatisierungssystem**

### 3.4.2 Eignung der Ladestationen zur Behebung von Grenzwertverletzungen

Wie vorstehend erwähnt, sind im Falle einer Grenzwertverletzung nicht alle Ladestationen gleich geeignet, dieser entgegenzuwirken. Ob eine Regelung der Stationsleistung der Grenzwertverletzung entgegenwirken kann, hängt von der Netzposition der Station sowie dem Ort der Verletzung und ihrer Art ab. Während im Falle einer Kabelüberlastung nur die Ladestationen geeignet sind, deren Regelung den Energiefluss über eben dieses Kabel verringern, können bei einer Spannungsbandverletzung auch nicht direkt betroffene Ladestationen einen signifikanten Beitrag leisten, wobei sich die Beitragshöhe je nach Standort unterscheiden kann. Zur Verdeutlichung sollen folgende Beispiele in einem fiktiven Netzstrang dienen:

Nachstehende Abbildung zeigt einen Netzstrang mit sechs Netzanschlussknoten, an denen sich jeweils ein Elektrofahrzeug im Ladevorgang befindet. Dabei wird der thermische Grenzstrom der Kabelstrecke zwischen Knoten 3 und Knoten 4 überschritten.



**Abbildung 3-6: Fiktives Netzabbild mit einer Betriebsmittelüberlastung zwischen Knoten 3 und Knoten 4**

Eine Leistungsregelung der Ladevorgänge an den Knoten 1 bis 3 hätte in diesem Beispiel keinen Effekt auf die anstehende Betriebsmittelüberlastung und ist somit nicht sinnvoll. Die Ladestationen an den Knoten 4 bis 6 sind dagegen prinzipiell gleich gut für eine Regelungsmaßnahme geeignet.

Im Falle einer Spannungsbandverletzung sind Eignung und Nicht-Eignung nicht so eindeutig zu definieren. Unterschreitet beispielsweise die Spannung an Knoten 6 die zulässige Mindestspannung, so wird diese durch Leistungsregelungen an den einzelnen Ladestationen unterschiedlich stark beeinflusst, da der Leitungswiderstand vom Transformator bis zur jeweiligen Ladestation verschieden ist. Eine Leistungsregelung an Knoten 1 würde die Spannung an Knoten 6 daher deutlich geringer beeinflussen als eine gleich hohe Leistungsregelung an Knoten 6, jedoch wäre dennoch ein Einfluss vorhanden. In diesem einfachen Beispiel kann der Einfluss einer Ladestation somit z.B. mit dem sogenannten „elektrischen Hebel“, also dem Produkt aus Leitungslänge und Stationsleistung beschrieben werden. Auf dieser Basis muss schließlich festgelegt werden, ab welchem Einfluss eine Ladestation als geeignet gilt.

Da Spannungsbandverletzungen in der Regel an denselben Netzknoten entstehen (meist am „Ende“ eines Netzstrangs) sollte indes nicht immer nur die Ladestation mit dem höchsten Einfluss auf die Spannungsbandverletzung geregelt werden, da diese sonst überdurchschnittlich häufig von Regelungsmaßnahmen betroffen wäre und dies der Akzeptanz schaden könnte. Stattdessen bietet es sich an, auch etwas weniger geeignete Stationen in den Regelungsprozess miteinzubinden, obwohl die insgesamt zu regelnde Leistung dadurch steigt. Auf Grund der hohen Gesamtflexibilität der Ladevorgänge dürfte dies jedoch zu wesentlich höheren Akzeptanzwerten führen.

Zur konkreten Bestimmung der Standorteignung in komplexeren Netztopologien bietet sich die Nutzung der Knotenpunkt-Admittanzmatrix ( $\underline{Y}$ ) der Betriebsmittel an, da der spezifische Einfluss einer Leistungsregelung auf eine bestimmte Grenzwertverletzung nur von der Netztopologie abhängig ist.

Nach dem ohmschen Gesetz kann der Knotenstromvektor  $\vec{i}_K$  aus dem Produkt aus der Knotenpunkt-Admittanzmatrix und dem Spannungsvektor  $\vec{u}_K$  bestimmt werden:

$$\vec{i}_K = \underline{Y} \cdot \vec{u}_K = \begin{pmatrix} I_{K1} \\ I_{K2} \\ I_{K3} \\ \vdots \\ I_{Kn} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sum Y_{K1} & -Y_{1,2} & -Y_{1,3} & \cdots & -Y_{1,n} \\ -Y_{2,1} & \sum Y_{K2} & -Y_{2,3} & \cdots & -Y_{2,n} \\ -Y_{3,1} & -Y_{3,2} & \sum Y_{K3} & \cdots & -Y_{3,n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -Y_{n,1} & -Y_{n,2} & -Y_{n,3} & \cdots & \sum Y_{Kn} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} U_{K1} \\ U_{K2} \\ U_{K3} \\ \vdots \\ U_{Kn} \end{pmatrix} \quad (3-3)$$

Der Zusammenhang zwischen der Stromentnahme (und somit indirekt auch der Leistungsentnahme) an einem Knoten und der Spannung an einem beliebigen anderen Knoten wird folglich über die Inverse der Knotenpunkt-Admittanzmatrix abgebildet, wobei diese zur vollständigen Netzabbildung um die Transformatorimpedanz zu erweitern ist [111].

$$\Delta \vec{u}_K = \underline{Y}_{mod}^{-1} \cdot \Delta \vec{i}_K \quad (3-4)$$

Die Einflusshöhe einer Leistungsregelung einer Ladestation auf eine konkrete Grenzwertverletzung kann daher direkt aus der Sensitivitätsmatrix  $\underline{S} = \underline{Y}_{mod}^{-1}$  abgelesen werden. Im Falle einer Spannungsbandverletzung an Knoten  $x$  ist beispielsweise der Einfluss der Station an Knoten  $y$  auf diese folgendermaßen zu ermitteln:

$$\Delta U_x = \underline{S}_{xy} \cdot \Delta I_y \quad (3-5)$$

Die Sensitivitätsmatrixeinträge erlauben somit eine direkte Quantifizierung der Einflüsse einer Leistungsregelung an einem beliebigen Knoten auf die Spannung an einem anderen.

Auch die Einflussermittlung auf etwaige Betriebsmittelüberlastungen lässt sich mit der Sensitivitätsmatrix darstellen. Ist beispielsweise das Kabel von Knoten  $a$  nach Knoten  $b$  überlastet, so ist der Einfluss einer Station umso höher, je größer die Beeinflussung des Stromflusses über das betroffene Kabel ist. Der Stromfluss wiederum ist von der Spannungsdifferenz zwischen Knoten  $a$  und Knoten  $b$  abhängig.

$$\underline{I}_{ab} = \frac{\Delta \underline{U}_{ab}}{\underline{Z}_{ab}} = \frac{\underline{U}_a - \underline{U}_b}{\underline{Z}_{ab}} \quad (3-6)$$

$$\Delta \underline{I}_{ab} = \frac{\Delta(\underline{U}_a - \underline{U}_b)}{\underline{Z}_{ab}} = \frac{\Delta \underline{U}_a - \Delta \underline{U}_b}{\underline{Z}_{ab}} \quad (3-7)$$

Der Einfluss einer Änderung des Strombezugs einer Ladestation an Knoten  $y$  kann somit unter Berücksichtigung von Gleichung (3-5) wie folgt beschrieben werden:

$$\Delta \underline{I}_{ab} = \frac{\Delta \underline{U}_a - \Delta \underline{U}_b}{\underline{Z}_{ab}} = \frac{\underline{S}_{ay} \cdot \Delta \underline{I}_y - \underline{S}_{by} \cdot \Delta \underline{I}_y}{\underline{Z}_{ab}} = \frac{(\underline{S}_{ay} - \underline{S}_{by}) \cdot \Delta \underline{I}_y}{\underline{Z}_{ab}} = \frac{(\underline{S}_{ay} - \underline{S}_{by})}{\underline{Z}_{ab}} \cdot \Delta \underline{I}_y \quad (3-8)$$

Folglich kann der Einfluss einer Ladestation an Knoten  $y$  auf die Auslastung eines Kabels von Knoten  $a$  nach  $b$  allgemein mit einem konstanten Einflussfaktor von

$$\underline{E}_{aby} = \frac{(\underline{S}_{ay} - \underline{S}_{by})}{\underline{Z}_{ab}} \quad (3-9)$$

dargestellt werden.

Abschließend bleibt lediglich festzulegen, ab welchem Mindesteinfluss eine Ladestation als geeignet gelten soll. In der Praxis ist dafür ein Kompromiss aus Diskriminierungsfreiheit und Minimierung des Regelungsbedarfs anzustreben, den der Netzbetreiber letztendlich individuell und auf die Teilnehmer abgestimmt festlegen kann.

### 3.4.3 Netzdienliche und nutzerorientiertes Ladekonzepte

Wie vorstehend erwähnt, kommt der Berücksichtigung der Mobilitätsbedürfnisse der Fahrzeugnutzer beim netzdienlichen Lademanagement eine besondere Bedeutung zu. Ziel ist es, nur die Ladevorgänge zu regeln, die ohnehin über eine ausreichende zeitliche Flexibilität verfügen, sodass die Fahrzeugnutzer durch Regelungsmaßnahmen keinerlei Mobilitätseinschränkungen verspüren. Gleichzeitig muss zur Akzeptanzgewinnung jedoch auch der nutzerseitige Planungs- und Zeitaufwand einer etwaigen Dateneingabe durch den Fahrzeugnutzer möglichst gering gehalten werden.

Da diese beiden Anforderungen allerdings teilweise konträr sind – je besser die Laderegelung auf die Nutzerbedürfnisse abgestimmt werden soll, desto mehr Informationen werden benötigt – kann es keine Ladestrategie geben, die beide Ziele vollumfänglich bedient. Stattdessen muss ein Kompromiss gefunden werden, der zu einer maximalen Teilnahmebereitschaft der Fahrzeugnutzer führt. Da dieser Kompromiss durchaus individuell verschieden sein kann (je nach Nutzungsart – z.B. Flotten- oder Privatfahrzeuge), werden im Folgenden mehrere mögliche Ladekonzepte vorgestellt, die sich zwischen den beiden Zielkriterien bewegen und dadurch unterschiedliche Vor- und Nachteile besitzen. Sie sollen dabei sowohl für öffentliche als auch für private Ladestationen anwendbar sein. Die einzelnen Ladekonzepte sind:

- **First Come – First Serve (FC – FS):** Fahrzeuge werden in der Reihenfolge geladen, in der sie angeschlossen wurden.
- **Gleichverteilung der verfügbaren Ladeleistung (GVL):** Die fehlende Ladeleistung wird auf alle Fahrzeuge gleichmäßig verteilt
- **Bevorzugtes Laden komplett entleerter Fahrzeuge (BLE):** Fahrzeuge mit niedrigem Akkustand werden bevorzugt geladen
- **Kombination aus bevorzugtem Laden entleerter Fahrzeuge und FC – FS (KBF):** Fahrzeuge mit niedrigem Akkustand oder langer Standzeit werden bevorzugt geladen
- **Kombination aus angegebener maximaler Ladezeit und bevorzugtem Laden entleerter Fahrzeuge (KMB):** Fahrzeuge mit niedrigem Akkustand oder kurzen Gesamtstandzeiten werden bevorzugt geladen
- **Vollständige Nutzerinformation (VN):** Ladevorgänge werden nach der individuellen Flexibilität der Fahrzeugnutzer geregelt

Die aufgeführten Konzepte werden im Folgenden detailliert beschrieben. Die formellen Beschreibungen und schematischen Abläufe zeigen dabei jeweils nur die Reduzierung der Ladeleistung (z.B. um einen festen Anteil der Maximalleistung) im Falle einer lastbedingten Grenzwertverletzung. In unkritischen Situationen wird sämtlichen Fahrzeugen die maximale Ladeleistung zur Verfügung gestellt, um eine größtmögliche Flexibilität zu erhalten und spontane Fahrten zu erlauben. Die Erhöhung der Ladeleistung bei Abklingen des Regelungsbedarfes erfolgt analog. Auf die Möglichkeiten der gezielten Ladeleistungserhöhung im Falle einer hohen dezentralen Energieeinspeisung wird in Abschnitt 3.4.4.2 eingegangen. Darüber hinaus setzen die schematischen Abläufe die rein theoretischen formellen Beschreibungen nicht vollkommen identisch um, da in diesen auch praktische Probleme (wie beispielsweise Kommunikationsausfälle oder sonstiges „Nicht-Reagieren“ einzelner Stationen) berücksichtigt werden müssen.



### 3.4.3.1 Konzepte mit minimalem Datenbedarf

Im Folgenden werden zunächst Konzepte betrachtet, die sich ohne spezifische Nutzereingaben realisieren lassen. Der Eingabeaufwand ist dadurch minimal und beschränkt sich lediglich auf die Möglichkeit der Nicht-Teilnahme, falls ein hoher kurzfristiger Mobilitätsbedarf bestehen sollte. Allerdings wird das zeitliche Flexibilitätspotential der Fahrzeugladungen durch diese Konzepte nur unzureichend ausgeschöpft, sodass weiterführende Anwendungsoptionen (neben der Netzdienlichkeit, siehe Kapitel 4) durch diese Konzepte kaum umsetzbar sind.

#### 3.4.3.1.1 „First Come – First Serve“

Das „First Come – First Serve“ Konzept (FC – FS) stellt ein relativ einfaches Verfahren der Laderegulation dar. Nach diesem Prinzip werden die (von Engpässen betroffenen) Fahrzeuge genau in der Reihenfolge geladen, in der sie auch an das Netz angeschlossen wurden [123]. Sollte beispielsweise die verfügbare Übertragungskapazität des Netzes nicht mehr für die Ladung aller angeschlossenen Fahrzeuge ausreichen, müssten die später an eine Ladestation angeschlossenen Fahrzeuge so lange „warten“, bis die ersten komplett geladen wurden. Die verfügbare Übertragungskapazität  $P_{verf}$  teilt sich also folgendermaßen auf die Ladeleistungen der einzelnen Fahrzeuge  $P_{EV_x}$  auf:<sup>17</sup>

$$P_{EV_x} = \begin{cases} P_{max, EV_x} & \text{für alle } x \in \mathbb{N} & \bigwedge_{i=1}^x P_{max, EV_i} \leq P_{verf} \\ P_{verf} - \sum_{i=1}^{x-1} P_{max, EV_i} & \text{für } x \in \mathbb{N} & \bigwedge_{i=1}^{x-1} P_{max, EV_i} < P_{verf} \wedge \sum_{i=1}^x P_{max, EV_i} > P_{verf} \\ 0 & \text{für alle } x \in \mathbb{N} & \bigwedge_{i=1}^{x-1} P_{max, EV_i} > P_{verf} \end{cases} \quad (3-10)$$

Die zuerst angeschlossenen Fahrzeuge erhalten ihre maximale Ladeleistung  $P_{max, EV_x}$  bis die verfügbare Übertragungskapazität  $P_{verf}$  ausgeschöpft ist. Das nächste angeschlossene Fahrzeug erhält eventuell noch den restlichen bisher noch nicht genutzten Bruchteil der verfügbaren Ladeleistung, alle weiteren Fahrzeuge werden nicht geladen.

Berücksichtigt man dabei die teilweise recht hohen Ladezeiten eines Elektrofahrzeuges, können dadurch extrem lange Wartezeiten für die später angeschlossenen Fahrzeuge entstehen. Dies wäre insbesondere für öffentliche Ladestationen problematisch, da der Fahrzeugnutzer in der Regel nur einen zeitlich begrenzten Aufenthalt an diesem Ort plant.

<sup>17</sup> Die Fahrzeuge sind nach ihren Anschlusszeitpunkten sortiert,  $EV_1$  ist also das zuerst angeschlossene Fahrzeug,  $EV_2$  das zweite usw.

Um anschließend genügend Energie für die Rückfahrt bzw. Weiterfahrt gespeichert zu haben, sollte die Ladung daher möglichst schnell erfolgen. Es ist daher davon auszugehen, dass die Quote der „Nicht-Teilnehmer“ hier besonders hoch wäre, sodass dem System unter Umständen keine ausreichende Flexibilität zur Verfügung stünde.

Im Bereich der „Hausladung“ wären längere Wartezeiten zumeist nicht sonderlich kritisch, sofern die Ladung des Fahrzeuges am nächsten Morgen abgeschlossen wäre. Für die Fälle, in denen das Fahrzeug noch am gleichen Tag wieder verwendet werden soll, sind jedoch auch hier hohe „Nicht-Teilnehmer-Quoten“ zu erwarten, selbst wenn keine großen Strecken zurückzulegen sind.

Vorteile dieser Methode sind, dass der Fahrzeugnutzer das Vorgehen einfach verstehen kann und die zuerst angeschlossenen Fahrzeuge schnellstens aufgeladen werden. Ebenfalls vorteilhaft ist, dass die Integration in ein Automatisierungssystem recht einfach ist, da zur Realisierung dieser Methode lediglich Informationen zu den Anschlusszeitpunkten der Fahrzeuge vorliegen müssen, die das Automatisierungssystem eigenständig ermitteln kann.

Abbildung 3-7 zeigt den schematischen Ablauf dieses Ladekonzepts:

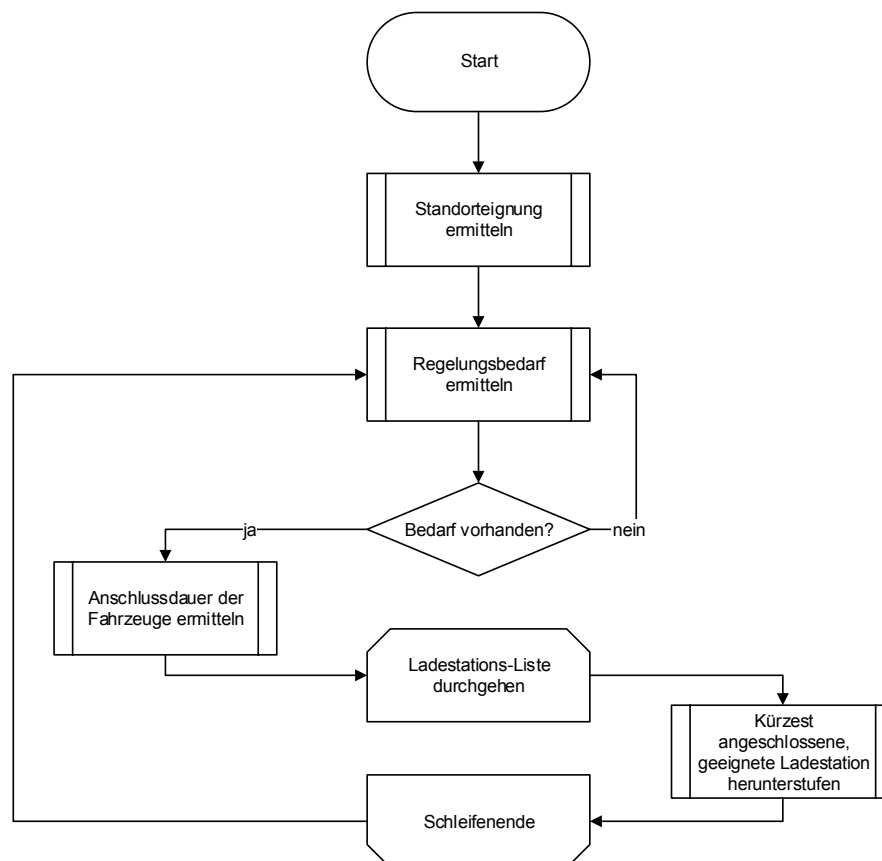


Abbildung 3-7: Ablaufdiagramm des „First Come – First Serve“-Ladekonzepts (FC – FS)

### 3.4.3.1.2 Gleichverteilung der verfügbaren Leistung

Die Gleichverteilung der verfügbaren Leistung (GVL) ist ebenfalls ein relativ einfaches Ladekonzept. Sofern die freie Kapazität des Netzes nicht für die maximale Ladeleistung aller angeschlossenen Fahrzeuge ausreicht, wird die noch verfügbare Leistung nach diesem Prinzip einfach gleichermaßen auf alle betroffenen Ladestationen aufgeteilt. Dabei gibt es jedoch mehrere Möglichkeiten einer gleichmäßigen Verteilung.

In Abschnitt 2.2.2 wurde beschrieben, dass es große Leistungsunterschiede zwischen den verschiedenen Ladestationen geben kann. Eine gleichmäßige Verteilung könnte also einerseits bedeuten, dass alle Ladestationen ihre Leistung um einen identischen Prozentsatz absenken, der vom Verhältnis der verfügbaren Übertragungskapazität  $P_{verf}$  und der Leistungssumme aller  $n$  Ladevorgänge abhängig ist, sodass folgender Zusammenhang gilt:

$$P_{EV_x} = \begin{cases} P_{\max, EV_x} & \text{falls } P_{verf} \geq \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \\ \frac{P_{verf}}{\sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i}} \cdot P_{\max, EV_x} & \text{falls } P_{verf} < \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \end{cases} \quad (3-11)$$

Andererseits ist es auch denkbar, dass zunächst nur die leistungsstärkeren Stationen ihre Leistung verringern, bis sie auf dem Niveau der schwächeren (Grenzleistung  $P_G$ ) angekommen sind (eine Absenkung um einen absolut gleichen Betrag aller Ladestationen würde Stationen mit geringer Ladeleistung übermäßig stark belasten und wird daher ausgeschlossen). Sollten dann noch weitere Leistungsreduzierungen erforderlich sein, würde die (dann identische) Leistung sämtlicher Stationen noch weiter gesenkt. Dies könnte folgendermaßen ausgestaltet werden:

$$P_{EV_x} = \begin{cases} P_{\max, EV_x} & \text{falls } P_{verf} \geq \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \vee (P_{\max, EV_x} \leq P_G \wedge P_{verf} \geq \sum_{i=1}^n P_G) \\ P_{\max, EV_x} - \frac{\sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} - P_{verf}}{\sum_{i=1}^n k_i} & \text{falls } P_{verf} < \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \wedge P_{verf} \geq \sum_{i=1}^n P_G \wedge P_{EV_x} > P_G \\ \frac{P_{verf}}{n} & \text{falls } P_{verf} \leq \sum_{i=1}^n P_G \end{cases} \quad (3-12)$$

$$\text{mit } k_i = \begin{cases} 1 & \text{falls } P_{EV_i} > P_G \\ 0 & \text{falls } P_{EV_i} \leq P_G \end{cases}$$

Solange die verfügbare Ladeleistung  $P_{verf}$  größer als die Maximalleistung aller Ladestationen ist gibt es keine Einschränkungen. Reicht diese nicht mehr aus, wird die fehlende Ladeleistung zunächst nur unter den Fahrzeugen aufgeteilt, deren aktuelle Ladeleistung  $P_{EV_x}$  die Grenzleistung  $P_G$  übersteigt ( $k = 1$ ). Erst wenn die verfügbare Ladeleistung  $P_{verf}$  auch nicht mehr ausreicht, allen Fahrzeugen die Grenzleistung  $P_G$  zur Verfügung zu stellen, wird die verfügbare Ladeleistung  $P_{verf}$  gleichmäßig auf alle Fahrzeuge verteilt.

Beide Varianten haben Vor- und Nachteile: Eine prozentuale Absenkung würde z.B. die verschiedenen zeitlichen Anforderungen der Fahrzeugladung (insb. öffentliche vs. private Stationen) besser widerspiegeln. Denn falls die Ladung möglichst schnell erfolgen soll, würde man sein Fahrzeug mit einer leistungsstarken Ladestation verbinden; dadurch hätte man auch hier die Gewissheit, dass dieses stets mit einer höheren Leistung (und damit schneller) geladen würde als andere Fahrzeuge.<sup>18</sup> Der größte Nachteil dieser Variante ist hingegen, dass eine Ladung an leistungsschwächeren Ladestationen extrem lange Ladezeiten nach sich ziehen könnte. Eine primäre Absenkung der leistungsstarken Ladestationen würde hingegen extrem lange Ladezeiten vermeiden, jedoch häufig gerade die Ladeleistung der Fahrzeuge mit geringer Ladeflexibilität reduzieren, da diese in der Regel absichtlich Ladestationen mit höherer Ladeleistung wählen dürften.

Gleichgültig welche der beiden Varianten gewählt wird, entstehen durch die Gleichverteilung der verfügbaren Leistung (im Gegensatz zur „First Come – First Serve“ Methode) keine Wartezeiten bis zum Ladungsstart. Daher könnten kurze Strecken stets schon nach relativ kurzer Zeit wieder zurückgelegt werden, sodass die Teilnahme-Quote auch bei geplantem Mobilitätseinsatz am selben Tag höher liegen dürfte. Die Ladedauer bis zur Erreichung der Vollladung des Fahrzeuges könnte dagegen enorm groß werden, da die verfügbare Leistung auch auf alle neu angeschlossenen Fahrzeuge verteilt wird.

Eine Umsetzung dieser Methode erfordert keinerlei Informationen zu den angeschlossenen Fahrzeugen, die Leistungsabgabe der Ladeinfrastruktur muss allerdings zwingend dynamisch regelbar sein, wozu nicht jede Ladestation in der Lage ist.

Der schematische Ablauf dieses Konzepts wird in Abbildung 3-8 dargestellt:

---

<sup>18</sup> Der Nutzer kann die Ladeleistung einer öffentlichen Station in der Regel auf entsprechenden Webportalen einsehen

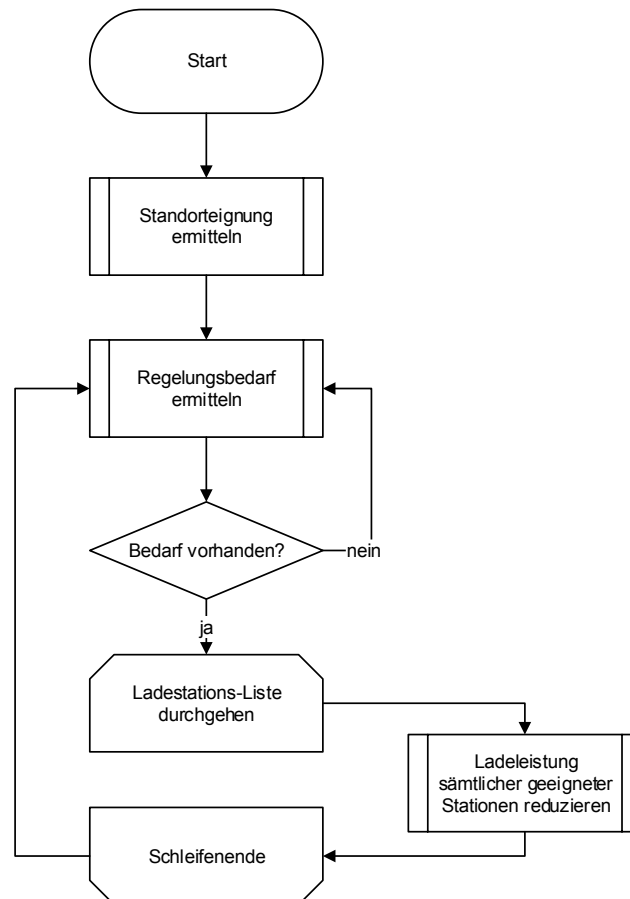


Abbildung 3-8: Ablaufdiagramm des Gleichverteilungs-Ladekonzepts (GVL)

### 3.4.3.1.3 Bevorzugtes Laden komplett entleerter Fahrzeuge

Die durchschnittliche Länge einer mit dem PKW gefahrenen Strecke in Deutschland ist relativ gering. An Werktagen werden im Schnitt etwa 36 km je Fahrzeug zurückgelegt, welche sich durchschnittlich auf knapp 3 Fahrten pro Tag aufteilen [124]. Eine einzelne Wegstrecke ist demnach im Mittel nur etwa 12 km lang.

Vor diesem Hintergrund scheint es bei Netzengpässen angebracht, den Ladestand  $SOC$  aller Fahrzeuge in Abhängigkeit der individuellen Akkukapazität  $C$  zunächst auf ein für diese Zwecke ausreichendes Energieniveau  $E_{min}$  zu laden.

$$SOC \cdot C \geq E_{min} \quad (3-13)$$

Erst wenn dieses minimale Energieniveau flächendeckend erreicht ist, sollte eine weitere Ladung erfolgen. Dadurch wäre gewährleistet, dass sämtliche Fahrzeuge möglichst schnell in einen (für durchschnittliche Anforderungen) fahrbereiten Zustand versetzt werden. Der weitere Ladungsvorgang könnte dann beispielsweise nach der „First Come – First Serve“ Methode oder nach dem Gleichverteilungsprinzip erfolgen. Eine formelle Ausgestaltung unter Nutzung der Gleichverteilung bei Überschreitung der verfügbaren Ladeleistung  $P_{verf}$  lässt sich folgendermaßen darstellen:

$$P_{EV_x} = \begin{cases} P_{\max, EV_x} & \text{falls } P_{verf} \geq \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \vee SOC_{EV_x} \cdot C_{EV_x} < E_{\min, EV_x} \\ \frac{P_{verf} - \sum_{i=1}^n (1-k_i) \cdot P_{\max, EV_i}}{\sum_{i=1}^n k_i \cdot P_{\max, EV_i}} \cdot P_{\max, EV_i} & \text{falls } P_{verf} < \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \wedge SOC_{EV_x} \cdot C_{EV_x} \geq E_{\min, EV_x} \end{cases} \quad (3-14)$$

$$\text{mit } k_i = \begin{cases} 1 & \text{falls } SOC_{EV_i} \cdot C_{EV_i} \geq E_{\min, EV_i} \\ 0 & \text{falls } SOC_{EV_i} \cdot C_{EV_i} < E_{\min, EV_i} \end{cases}$$

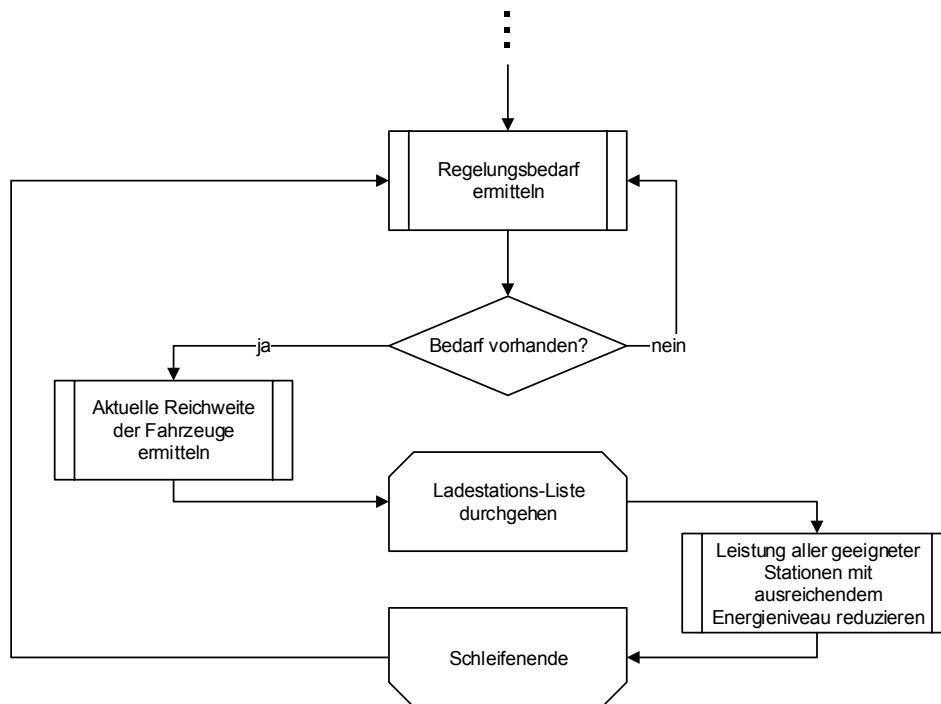
Auch dieses Ladekonzept besitzt allerdings erhebliche Nachteile. Der schwerwiegendste ist sicherlich der möglicherweise extrem lange Zeitraum, der bis zu einer Vollladung des Fahrzeuges vergeht. Denn würden laufend nahezu entleerte Fahrzeuge (d. h. das Energieniveau ist zu gering für die Mindestreichweite) an das Netz angeschlossen und die Kapazität dadurch weitgehend ausgeschöpft, könnte kein angeschlossenes Fahrzeug Energie für größere Strecken erhalten. Zumindest würde es sehr lange dauern, bis einem Fahrzeug eine entsprechende Energiemenge zur Verfügung gestellt wurde.

Außerdem können sich auch bei dieser Methode Konflikte zwischen öffentlichen und privaten Ladestationen ergeben. Beispielsweise befinden sich Nutzer einer öffentlichen Ladestation (zumindest in den Anfängen der Elektromobilität) vermutlich eher auf einer längeren Fahrt, weshalb sie überhaupt auf die Nutzung einer öffentlichen Station angewiesen sind. Wie oben bereits beschrieben würden ihre Fahrzeuge dennoch nur auf das (für sie wohl eher nicht ausreichende) minimale Energieniveau geladen, bis sämtliche andere Fahrzeuge diesen auch erreicht haben. Dadurch entstehen auch hier unter Umständen sehr lange Ladezeiten, welche doch gerade bei öffentlichen Stationen vermieden werden sollten.

Nimmt man öffentliche Ladestationen hingegen von dieser Regelung aus und gewährt ihnen stets die maximale Leistung, so würden die privaten Ladungen womöglich sehr viel länger dauern und dadurch an Teilnahme-Akzeptanz verlieren. Dieser Nachteil könnte aber eventuell durch unterschiedliche Preisgestaltungen der beiden Ladevorgänge ausgeglichen werden.

Bei dieser Methode müssen der aktuelle Akkustand und die Akkukapazität des angeschlossenen Fahrzeuges an das Automatisierungssystem übertragen werden, wozu die derzeitige Ladeinfrastruktur noch nicht in der Lage ist (siehe Abschnitt 3.4.4.3).

Nachfolgende Abbildung zeigt den schematischen Ablauf des Ladekonzeptes, die gleichbleibenden ersten Schritte werden hier nicht dargestellt:



**Abbildung 3-9: Ablaufdiagramm des Konzepts: Bevorzugtes Laden komplett entleerter Fahrzeuge (BLE)**

#### 3.4.3.1.4 Kombination aus bevorzugtem Laden entleerter Fahrzeuge und FC – FS

Die vorstehenden Abschnitte zeigen, welche unterschiedlichen Auswirkungen die jeweilige Verwendung eines der genannten eingabelosen Ladeverfahren auf die Einsatzbereitschaft der Fahrzeuge haben kann. Die verschiedenen Ladeansätze wurden dabei bisher nur für sich selbst betrachtet. Durch Kombination der einzelnen Verfahren kann sich allerdings eine noch sinnvollere Laderegulierung ergeben.

Wie im vorherigen Abschnitt erwähnt, können die durch das bevorzugte Laden entleerter Fahrzeuge entstehenden Vollladezeiten  $T_{voll}$  extrem lang werden, was zu großen Akzeptanzproblemen führen dürfte. Eine Optimierung dieser Methode muss demnach darauf abzielen, entleerte Fahrzeuge weiterhin bevorzugt zu laden, die Vollladezeiten aller Fahrzeuge aber gleichfalls zu begrenzen.

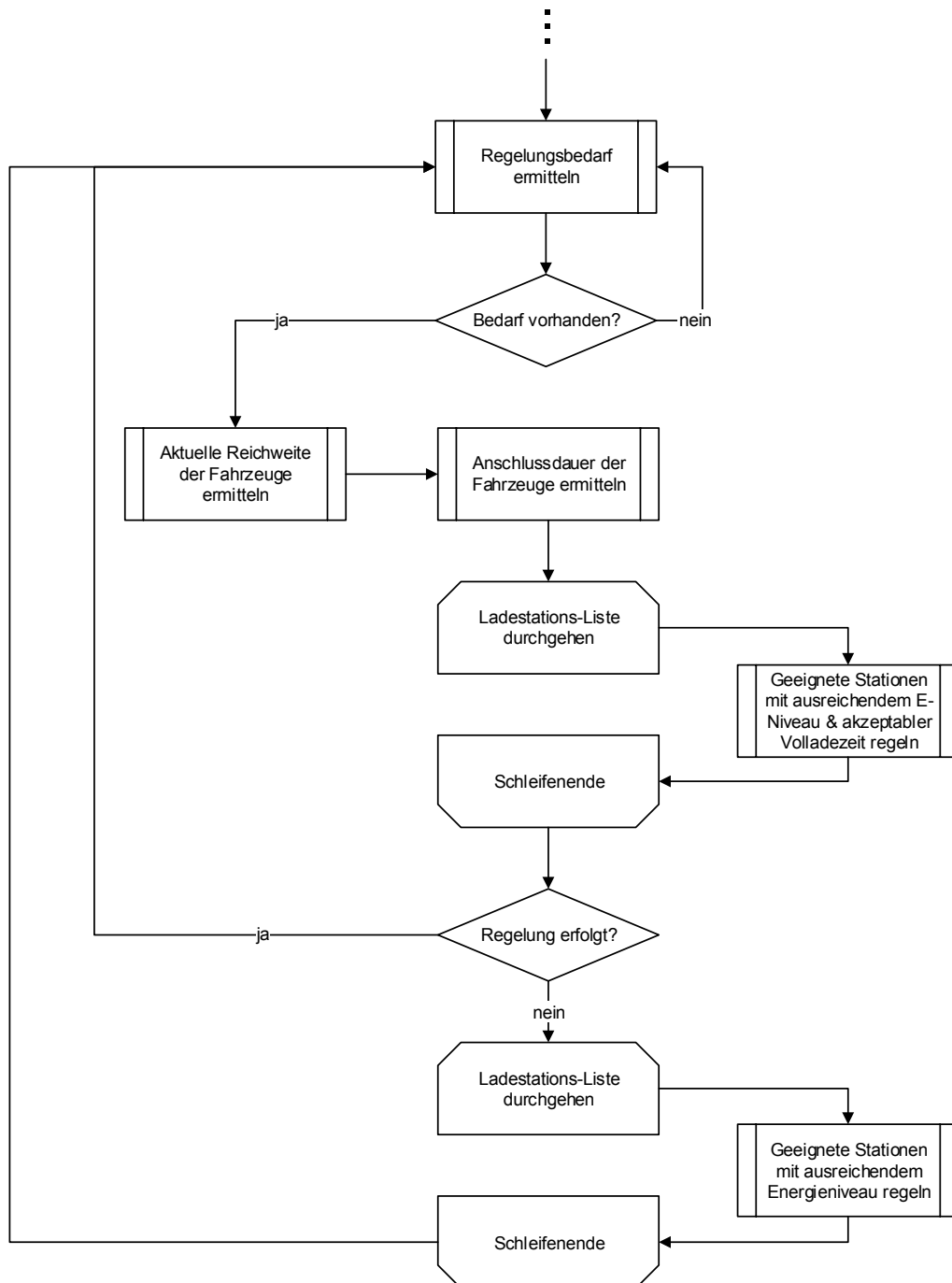
Dafür kann man beispielsweise nicht nur Fahrzeuge mit einer zu geringen Energiemenge, sondern auch die schon länger angeschlossenen bevorzugen. Die maximale Vollladezeit  $T_{max}$  kann z.B. begrenzt werden, indem ein Fahrzeug genau dann bevorzugt wird, wenn es ansonsten die maximale Ladezeit überschreitet (z.B. 8 Stunden, Standard-Nachtladung). In diesem Fall hätte der Kunde die Gewissheit, dass sein Fahrzeug möglichst schnell auf das minimale Energieniveau geladen wird und zudem nach einer bekannten Maximalzeit (z.B. eine Nacht) auch vollständig geladen ist. Falls beide Bedingungen nicht gleichzeitig zu erfüllen sind, wird zunächst ein ausreichendes Energieniveau aller Fahrzeuge angestrebt (vgl. Abschnitt 3.4.3.1.2). Formell kann dieses Konzept wie folgt dargestellt werden:

$$P_{EV_x} = \begin{cases} P_{\max, EV_x} & \text{falls } P_{\text{verf}} \geq \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \vee SOC_{EV_x} \cdot C_{EV_x} < E_{\min, EV_x} \vee \dots \\ & \dots (T_{\text{voll}, EV_x} \geq T_{\max} \wedge P_{\text{verf}} \geq \sum_{i=1}^n (1-m_i) \cdot P_{\max, EV_i}) \\ \frac{P_{\text{verf}} - \sum_{i=1}^n (1-m_i) \cdot P_{\max, EV_i}}{\sum_{i=1}^n m_i \cdot P_{\max, EV_i}} \cdot P_{\max, EV_i} & \text{falls } P_{\text{verf}} < \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \wedge P_{\text{verf}} > \sum_{i=1}^n (1-m_i) \cdot P_{\max, EV_i} \wedge \dots \\ & \dots T_{\text{voll}, EV_x} < T_{\max} \wedge SOC_{EV_x} \cdot C_{EV_x} \geq E_{\min, EV_x} \\ \frac{P_{\text{verf}} - \sum_{i=1}^n (1-k_i) \cdot P_{\max, EV_i}}{\sum_{i=1}^n k_i \cdot P_{\max, EV_i}} \cdot P_{\max, EV_i} & \text{falls } P_{\text{verf}} < \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \wedge P_{\text{verf}} < \sum_{i=1}^n (1-m_i) \cdot P_{\max, EV_i} \wedge \dots \\ & \dots SOC_{EV_x} \cdot C_{EV_x} \geq E_{\min, EV_x} \end{cases} \quad (3-15)$$

$$\text{mit } m_i = \begin{cases} 1 & \text{falls } SOC_{EV_i} \cdot C_{EV_i} \geq E_{\min, EV_i} \wedge T_{\text{voll}, EV_x} < T_{\max} \\ 0 & \text{falls } SOC_{EV_x} \cdot C_{EV_x} < E_{\min, EV_x} \vee T_{\text{voll}, EV_x} \geq T_{\max} \end{cases} \quad \text{und } k_i = \begin{cases} 1 & \text{falls } SOC_{EV_i} \cdot C_{EV_i} \geq E_{\min, EV_i} \\ 0 & \text{falls } SOC_{EV_x} \cdot C_{EV_x} < E_{\min, EV_x} \end{cases}$$

Falls die verfügbare Ladeleistung  $P_{\text{verf}}$  nicht zur Deckung der Maximalleistung aller Fahrzeuge ausreicht, wird der Fehlbetrag zunächst nur unter den Fahrzeugen aufgeteilt, die sowohl bereits einen ausreichenden Ladestand als auch eine akzeptable Vollladezeit besitzen ( $m = 1$ ). Nur wenn die verfügbare Ladeleistung  $P_{\text{verf}}$  nicht ausreicht, beide Bedingungen gleichzeitig zu erfüllen, wird die fehlende Ladeleistung auch auf Fahrzeuge aufgeteilt, deren Vollladezeit dann den vorgegebenen Maximalwert überschreitet ( $k = 1$ ). Abbildung 3-10 zeigt den schematischen Ablauf des Konzeptes:





**Abbildung 3-10: Ablaufdiagramm der Kombination aus bevorzugtem Laden entleerter Fahrzeuge und FC – FS (KBF)**

Der benötigte Informationsaufwand für dieses Ladekonzept ist größer als bei allen vorstehend genannten Konzepten, da hier sowohl die Anschlusszeiten als auch der aktuelle Akkustand und die Akkukapazität des angeschlossenen Fahrzeuges übermittelt werden müssen. Falls die eingebundenen Ladestationen dazu in der Lage sind, wird jedoch auch bei diesem Ladekonzept keine Nutzereingabe benötigt.

### 3.4.3.2 Konzepte mit zusätzlichem Datenbedarf

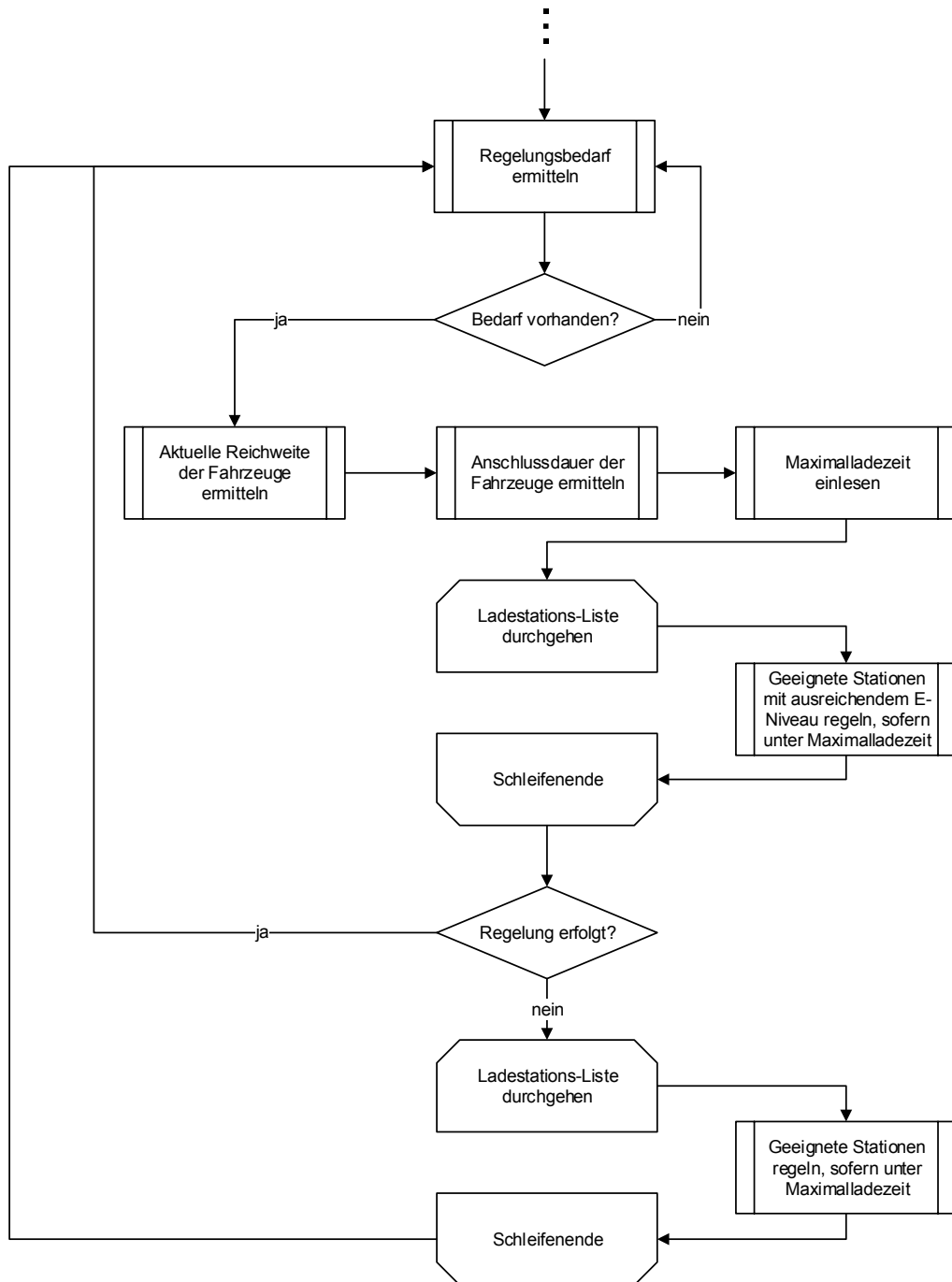
Die bisher genannten Ladekonzepte nutzen die Ladeflexibilität der Elektrofahrzeuge nur bedingt aus, da sie nicht unterscheiden, ob ein Fahrzeug in Kürze eine große Strecke zurücklegen oder überhaupt nicht genutzt werden soll. Somit ist es wahrscheinlich, dass ein erheblicher Teil der verfügbaren Leistung für die Ladung von Fahrzeugen verwendet wird, welche in nächster Zeit überhaupt keine Energie benötigen. Im Gegenzug besteht die Gefahr, dass Fahrzeuge mit einem kurzfristigen Mobilitätsbedürfnis von Regelungsmaßnahmen betroffen werden, was die Teilnehmer-Quote erheblich reduzieren dürfte.

Zur Realisierung von besser an die Nutzerbedürfnisse angepassten Laderegeln werden Eingaben des Nutzers zu seinem geplanten Mobilitätsvorhaben benötigt. Aus Angst vor einem Mobilitätsverlust dürften allerdings viele Fahrzeugnutzer dazu tendieren, einen wesentlich höheren und früheren Energiebedarf anzugeben als eigentlich nötig wäre. Aus diesem Grund müssen Anreize gesetzt werden, eine ehrliche Mobilitätsplanung des Nutzers zu erwirken (siehe 3.7). Sofern eine „wahrheitsgemäße Mobilitätsangabe“ durch ausreichende Anreize gesichert ist, können die nachfolgenden Konzepte eingesetzt werden. Auf Grund der deutlich besseren Flexibilitätsausnutzung dieser Konzepte, eignen sie sich auch für weiterführende Einsatzoptionen der Ladeflexibilität (siehe Kapitel 4).

#### 3.4.3.2.1 Kombination aus angegebener maximaler Ladezeit und bevorzugtem Laden entleerter Fahrzeuge

Dieses Konzept ähnelt der „Kombination aus bevorzugtem Laden und First Come – First Serve“ (Abschnitt 3.4.3.1.4), jedoch gibt es kein fest definiertes Maximum der Vollladezeit, sondern eine für jedes Fahrzeug individuell auf die Nutzerbedürfnisse abgestimmte Maximalladezeit  $T_{max, EV_x}$ . Der Ladevorgang wird so gesteuert, dass die vorgegebene Maximalladezeit nicht überschritten wird. Dazu muss der Fahrzeugnutzer angeben, bis wann die Vollladung des Fahrzeuges erfolgt sein muss. Durch diese Kombination bleiben die Vorteile des bevorzugten Ladens entleerter Fahrzeuge bestehen, es kommt jedoch in der Regel nicht mehr zu Einschränkungen von Nutzern, die nach einer relativ kurzen Standzeit wieder eine längere Strecke zurücklegen möchten.

Der Informationsbedarf dieses Konzeptes entspricht dem der „Kombination aus bevorzugtem Laden und First Come – First“ zzgl. der nutzerspezifischen Eingabe des gewünschten spätesten Vollladezeitpunktes. Falls bei diesem Konzept nicht beide Bedingungen gleichzeitig erfüllt werden können, wird zunächst die Einhaltung der angegebenen Maximalladezeit angestrebt, da eine Überschreitung dieser zu gesicherten Mobilitätseinbußen führen würde, wohingegen eine längere Ladezeit bis zum minimalen Energieniveau nicht zwangsläufig Einschränkungen verursacht. Nachstehend ist der schematische Ablauf des Konzeptes dargestellt.



**Abbildung 3-11: Ablaufdiagramm der Kombination aus angegebener Maximalladezeit und bevorzugtem Laden entleerter Fahrzeuge (KMB)**

Mathematisch kann das Konzept ähnlich zu Gleichung (3-15) dargestellt werden, mit dem Unterschied, dass hier die Einhaltung der Maximalladezeit höher priorisiert ist (geänderte Bedingung für  $k$ ):

$$P_{EV_x} = \begin{cases} P_{\max, EV_x} & \text{falls } P_{\text{verf}} \geq \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \vee T_{\text{voll}, EV_x} \geq T_{\max, EV_x} \vee \dots \\ & \dots (SOC_{EV_x} \cdot C_{EV_x} < E_{\min, EV_x} \wedge P_{\text{verf}} \geq \sum_{i=1}^n (1-m_i) \cdot P_{\max, EV_i} ) \\ \frac{P_{\text{verf}} - \sum_{i=1}^n (1-m_i) \cdot P_{\max, EV_i}}{\sum_{i=1}^n m_i \cdot P_{\max, EV_i}} \cdot P_{\max, EV_i} & \text{falls } P_{\text{verf}} < \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \wedge P_{\text{verf}} > \sum_{i=1}^n (1-m_i) \cdot P_{\max, EV_i} \wedge \dots \\ & \dots T_{\text{voll}, EV_x} < T_{\max, EV_x} \wedge SOC_{EV_x} \cdot C_{EV_x} \geq E_{\min, EV_x} \\ \frac{P_{\text{verf}} - \sum_{i=1}^n (1-k_i) \cdot P_{\max, EV_i}}{\sum_{i=1}^n k_i \cdot P_{\max, EV_i}} \cdot P_{\max, EV_i} & \text{falls } P_{\text{verf}} < \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \wedge \dots \\ & \dots P_{\text{verf}} < \sum_{i=1}^n (1-m_i) \cdot P_{\max, EV_i} \wedge T_{\text{voll}, EV_x} < T_{\max, EV_x} \end{cases} \quad (3-16)$$

mit  $m_i = \begin{cases} 1 & \text{falls } SOC_{EV_i} \cdot C_{EV_i} \geq E_{\min, EV_i} \wedge T_{\text{voll}, EV_x} < T_{\max} \\ 0 & \text{falls } SOC_{EV_x} \cdot C_{EV_x} < E_{\min, EV_x} \vee T_{\text{voll}, EV_x} \geq T_{\max} \end{cases}$  und  $k_i = \begin{cases} 1 & \text{falls } T_{\text{voll}, EV_x} < T_{\max} \\ 0 & \text{falls } T_{\text{voll}, EV_x} \geq T_{\max} \end{cases}$

### 3.4.3.2.2 Vollständige Nutzerinformation

Auf Basis einer vollständigen Information über die Mobilitätsbedürfnisse der Fahrzeugnutzer kann der Ladevorgang für jedes Fahrzeug optimal geregelt werden. Sofern Länge und Zeitpunkt der Abfahrt der nächsten Wegstrecke bekannt sind, kann die verfügbare Ladeleistung so verteilt werden, dass die Mobilitätsansprüche jedes Fahrzeugnutzers erfüllt werden können, also jedem Nutzer zum gewünschten Zeitpunkt (falls überhaupt möglich) genügend Energie für die geplante Streckenlänge zur Verfügung steht. Im Falle einer benötigten Regelungsmaßnahme werden die Ladestationen nach ihrer Flexibilität sortiert und in absteigender Reihenfolge geregelt – höchste Flexibilität zuerst. Die Flexibilität wird dabei folgendermaßen bestimmt:

$$flex_{EV_x} = SOC_{EV_x} \cdot C_{EV_x} + (T_{EV_x} - t) \cdot P_{EV_x} - s_{EV_x} \cdot E_{EV_x} \quad (3-17)$$

Hierbei steht:

- $flex_{EV_x}$  für die Flexibilität eines Ladevorgangs in kWh
- $SOC_{EV_x}$  für den aktuellen Ladezustand des angeschlossenen Fahrzeuges (State of charge) in Prozent
- $C_{EV_x}$  für die Akkukapazität des angeschlossenen Fahrzeuges in kWh
- $T_{EV_x}$  für die geplante Abfahrtszeit in h
- $t$  für die aktuelle Uhrzeit in h
- $P_{EV_x}$  für die aktuelle Ladeleistung in kW
- $s_{EV_x}$  für die geplante Länge der nächsten Strecke in km
- $E_{EV_x}$  für den Energiebedarf des Fahrzeuges in kWh pro km

Der erste Summand beschreibt hier den aktuellen Energieinhalt der Fahrzeugbatterie, der zweite Summand die unter aktuellen Bedingungen bis zum Abfahrtszeitpunkt zusätzlich geladene Energiemenge und der Subtrahend den benötigten Energiebedarf der nächsten Fahrt. Die Flexibilität gibt somit die theoretisch nach der nächsten Fahrt noch vorhandene (und damit flexible) Energiemenge an. Die theoretische Leistungsverteilung dieses Konzept wird in Gleichung (3-18) beschrieben, wobei für den Fall, dass die Gesamtflexibilität aller Fahrzeuge nicht ausreicht, die Gleichverteilung gewählt wurde.<sup>19</sup>

$$P_{EV_x} = \begin{cases} P_{\max, EV_x} & \text{falls } P_{\text{verf}} \geq \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \vee (flex_{\max, EV_x} \leq \overline{flex} > 0) \\ P_{\max, EV_x} - \frac{flex_{\max, EV_x} - \overline{flex}}{(T_{EV_x} - t)} & \text{falls } P_{\text{verf}} < \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \wedge flex_{\max, EV_x} > \overline{flex} > 0 \\ \left( P_{\max, EV_x} - \frac{flex_{\max, EV_x}}{(T_{EV_x} - t)} \right) \cdot \frac{P_{\text{verf}}}{\sum_{i=1}^n P_{EV_i}} & \text{falls } P_{\text{verf}} < \sum_{i=1}^n P_{\max, EV_i} \wedge \overline{flex} \leq 0 \end{cases} \quad (3-18)$$

mit  $\overline{flex} = \frac{\sum_{i=1}^n flex_{EV_i}}{n}$

Sofern die verfügbare Ladeleistung  $P_{\text{verf}}$  nicht zur Bereitstellung der Maximalleistung für sämtliche Fahrzeuge ausreicht, werden zunächst die Ladevorgänge mit der größten Flexibilität reduziert, bis alle Ladevorgänge auf einem einheitlichen Flexibilitätsniveau  $\overline{flex}$  angekommen sind. Reicht diese Reduzierung nicht aus, wird der weitere Leistungsfehlbetrag unter allen Ladevorgängen gleichmäßig aufgeteilt.

Dieses Verfahren bietet die bestmögliche Nutzung der verfügbaren Ladeflexibilitäten, erfordert jedoch auch einen deutlichen Mehraufwand der Fahrzeugnutzer und schränkt die Möglichkeiten einer spontanen und ungeplanten Fahrt ein (selbst unter Berücksichtigung eines zusätzlichen Ladepuffers). Nachfolgende Abbildung zeigt den schematischen Ablauf dieses Ladekonzepts:

<sup>19</sup> Die Flexibilitätsbestimmung erfolgt kontinuierlich neu, sodass stets die aktuelle Ladeleistung als Grundlage berücksichtigt wird

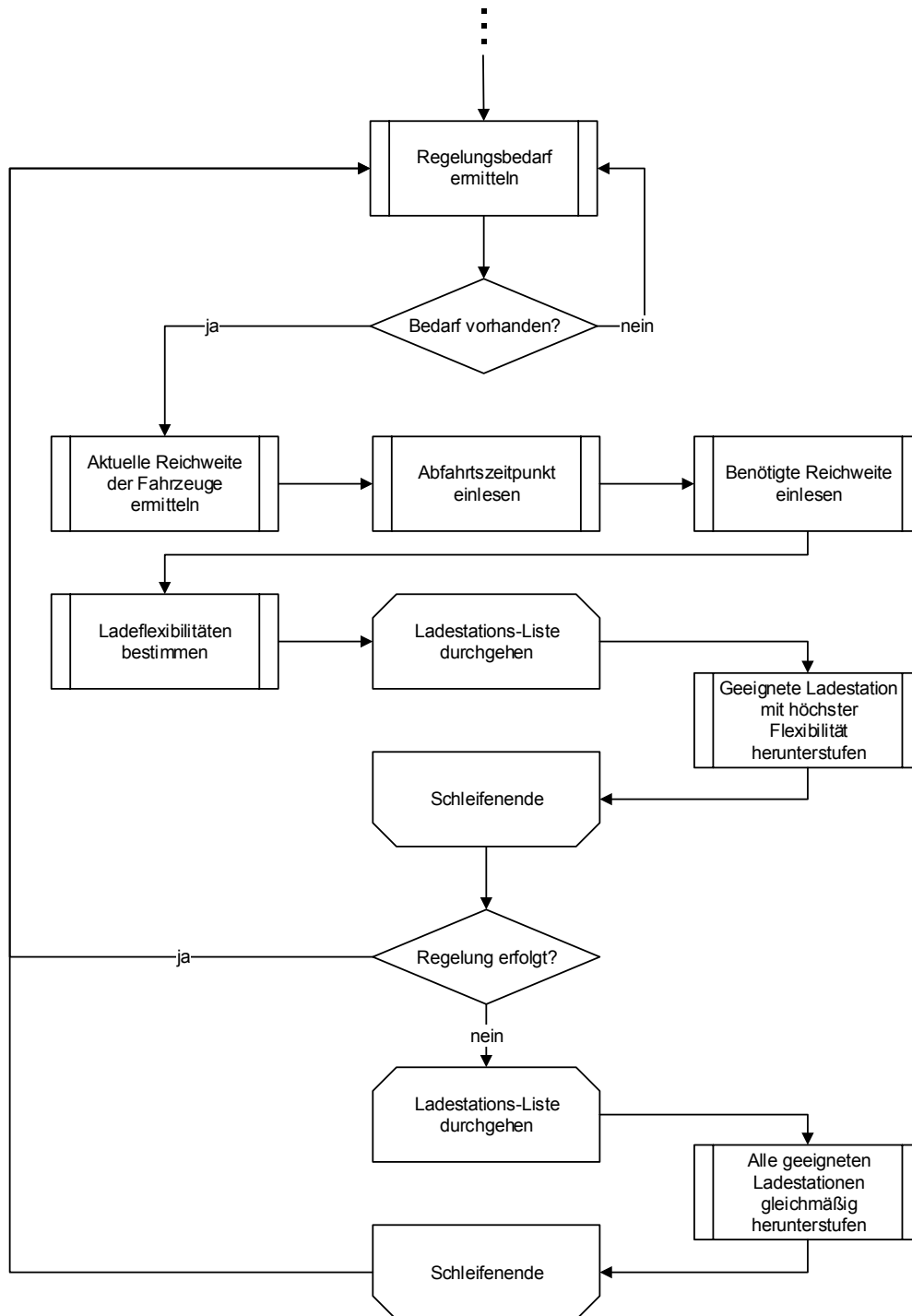


Abbildung 3-12: Ablaufdiagramm des Ladekonzepts: Vollständige Nutzerinformation (VN)

### 3.4.3.3 Konzeptbewertung

Nachfolgend werden die Vor- und Nachteile der einzelnen Ladekonzepte zusammenfassend dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit der Auswirkungen wird folgendes Beispiel betrachtet, welches die Einflüsse der unterschiedlichen Ladekonzepte auf die Einsetzbarkeit der Fahrzeuge aufzeigen soll: In einem Netzgebiet befinden sich fünf Elektrofahrzeuge im Ladevorgang, deren zu berücksichtigende Mobilitätsdaten in Tabelle 3-4 dargestellt sind.

**Tabelle 3-4: Mobilitätsdaten des Beispielszenarios**

#	Anschlusszeitpunkt	Geplante Abfahrtszeit	SOC [%]	Akkukapazität [kWh]	Benötigte Reichweite [km]
1	16:30	22:00	50	40	10
2	16:40	08:00	40	40	100
3	16:45	07:30	60	50	20
4	17:00	19:00	5	60	40
5	17:30	21:00	40	60	200

Weiterhin wird vereinfachend angenommen, dass die maximale Ladeleistung aller Fahrzeuge 11 kW beträgt, die verfügbare Ladeleistung konstant bei 20 kW liegt und sämtliche Fahrzeuge gleich gut geeignet sind, etwaige Grenzwertverletzungen zu beheben.

Die einzelnen Ladekonzepte führen zu unterschiedlichen Ladezeiten der Fahrzeuge. Tabelle 3-5 zeigt, zu welchen Zeitpunkten die Fahrzeuge je Konzept geladen wären und somit welchen Einfluss die Konzepte in diesem Beispiel auf die Einsatzbereitschaft der Fahrzeuge besitzen (zur Vergleichbarkeit werden sämtliche Fahrzeuge vollständig geladen).

Es ist zu erkennen, dass sich die Ladezeiten je nach Ladekonzept deutlich unterscheiden, wodurch sich unterschiedliche Auswirkungen auf die Mobilität der Fahrzeugnutzer ergeben. So führen beispielsweise sämtliche Ladekonzepte, die ohne eine Informationseingabe der Fahrzeugnutzer auskommen, zu direkten Mobilitätseinschränkungen des Fahrzeugnutzers #5, der eine verhältnismäßig weite Strecke zurücklegen möchte. Eine Ladung nach dem FC – FS Konzept würde zusätzlich auch die Mobilität des Fahrzeugnutzers #4 einschränken, obwohl dieser nur wenig zusätzliche Energie bis zu seiner nächsten Fahrt benötigt. Andererseits sorgt das FC – FS Konzept dafür, dass die zuerst angeschlossenen Fahrzeuge deutlich früher vollgeladen zur Verfügung stehen als bei den übrigen Konzepten, was insbesondere bei betrieblichen Anwendungsfällen interessant ist, in denen ein beliebiges Fahrzeug rechtzeitig zur Verfügung stehen soll.

Tabelle 3-5: Vergleich der Ladezeiten je Ladekonzept

#	Vollladung	Benötigte Ladung	Mobilität gewahrt?	Vollladung	Benötigte Ladung	Mobilität gewahrt?
	<b>FC – FS</b>			<b>GVL</b>		
1	18:19	16:30	ja	20:48	16:30	ja
2	19:09	17:07	ja	21:48	17:18	ja
3	20:18	16:45	ja	21:20	16:45	ja
4	00:33	19:43	nein	01:11	18:15	ja
5	00:18	21:20	nein	23:21	21:22	nein
	<b>BLE</b>			<b>KBF</b>		
1	20:59	16:30	ja	00:04	16:30	ja
2	22:00	17:27	ja	00:07	17:28	ja
3	21:31	16:45	ja	00:11	16:45	ja
4	01:04	17:27	ja	00:28	17:27	ja
5	23:25	21:17	nein	00:33	21:28	nein
	<b>KMB</b>			<b>VN</b>		
1	22:37	16:30	ja	23:26	16:30	ja
2	00:42	19:04	ja	23:59	18:56	ja
3	00:28	16:45	ja	00:36	16:45	ja
4	23:32	17:27	ja	22:43	17:32	ja
5	22:16	19:37	ja	21:58	19:34	ja

Das bevorzugte Laden entleerter Fahrzeuge wirkt sich in diesem Beispiel nur auf den Fahrzeugnutzer #4 positiv aus, da das Mindestenergieniveau nur bei diesem unterschritten ist. Im Vergleich zur Gleichverteilung führt dies zu einer deutlich schnelleren Erreichung der benötigten Energiemenge. Die beiden Konzepte mit Informationseingabe durch den Kunden unterscheiden sich in ihren Auswirkungen in diesem Beispiel nicht wesentlich voneinander. Bei der vollständigen Nutzerinformationen wurde jedoch die Flexibilität der einzelnen Ladevorgänge angeglichen, sodass die Fahrzeugnutzer, die eine längere Strecke zurücklegen möchten, höher priorisiert wurden.

Tabelle 3-6 vergleicht abschließend die Vor- und Nachteile der einzelnen Konzepte und stellt deren Einsatzbedingungen (wie Datenbedarf und Fähigkeiten der Ladeinfrastruktur) und Einsatzmöglichkeiten zusammenfassend dar:



Tabelle 3-6: Vergleich der Eigenschaften der einzelnen Ladekonzepte

Konzept	Vorteile/Nachteile	Bedingung	Bewertung
FC – FS	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verständlich für den Nutzer</li> <li>• Schnelle Vollaftung der ersten Fahrzeuge</li> <li>• Lange „Wartezeiten“ möglich</li> <li>• Selbst für kurze Strecken evtl. keine ausreichende Ladung</li> </ul>	---	Besonders geeignet für betriebliche Flotten ohne speziellen Ladewunsch
GVL	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verständlich für den Nutzer</li> <li>• Keine „Wartezeiten“</li> <li>• Ladung für sehr kurze Strecken schnell erreicht</li> <li>• Lange Vollaftungzeiten möglich</li> </ul>	Dynamisch regelbare Ladestationen	Geeignet für städtische Bereiche mit kurzen Fahrten und geringen Einsatzzeiten des LMS
BLE	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schnelle Ladung für typische Strecken garantiert</li> <li>• Extrem lange Vollaftungzeiten möglich</li> </ul>	Übertragung von Akkustand und -kapazität	Geeignet für Pendler mit ähnlichen täglichen Strecken
KBF	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schnelle Ladung für typische Strecken garantiert</li> <li>• Maximale Vollaftungzeit begrenzt, aber auf hohen Wert</li> </ul>	Übertragung von Akkustand und -kapazität	Besonders geeignet für Fahrzeuge mit definierten Standzeiten (z.B. am Arbeitsplatz oder Nachts)
KMB	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ladung an den gewünschten Abfahrtszeitpunkt angepasst</li> <li>• Individuelle Einflussnahme möglich</li> <li>• Planung und Dateneingabe der Nutzer nötig</li> </ul>	Übertragung von Akkustand und -kapazität, Eingabe des Abfahrtszeitpunktes	Geeignet für alle netzdienlichen Einsätze des LMS, aber Anreizsetzung zur Dateneingabe nötig
VN	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perfekte Anpassung der Ladeleistung an die individuellen Bedürfnisse</li> <li>• Individuelle Einflussnahme möglich</li> <li>• Hoher Planungsaufwand und Dateneingabe der Nutzer nötig</li> </ul>	Übertragung von Akkustand und -kapazität, Eingabe des Abfahrtszeitpunktes und der nächsten Wegstrecke	Geeignet für alle netzdienlichen Einsätze des LMS und für weitere Vermarktungsoptionen, Anreizsetzung zur Dateneingabe nötig

#### 3.4.4 Erweiterung bestehender Automatisierungssysteme

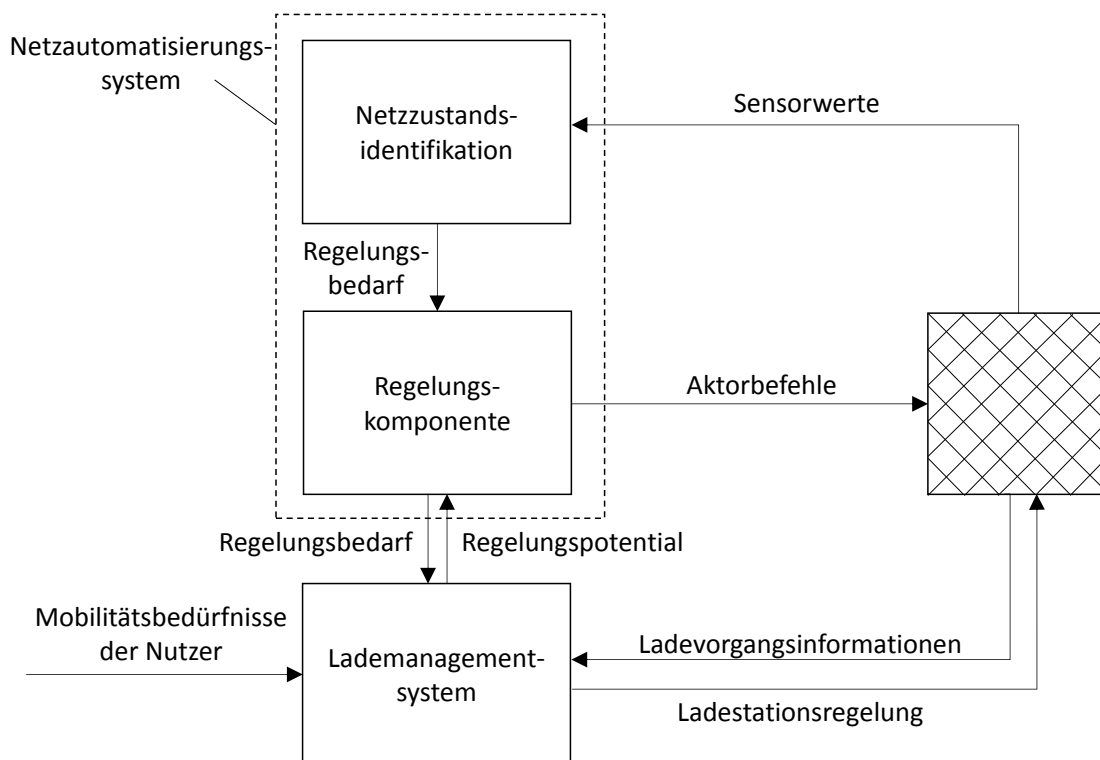
Wie in Abschnitt 3.1.3 dargestellt, beschränken sich aktuelle Netzautomatisierungssysteme zumeist auf die Regelung dezentraler Erzeugungsanlagen und die Spannungsregelung am Ortsnetztransformator, wohingegen ein dezentrales Lastmanagement derzeit kaum Anwendung findet. Im Folgenden wird aufgezeigt, wie diese Systeme um ein Lademanagementmodul erweitert werden können.

### 3.4.4.1 Eingliederung in den Automatisierungsprozess

Entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 3.1.1 besteht ein Netzautomatisierungssystem in der Regel aus zwei Komponenten: Der Netzzustandsidentifikations- und der Regelungskomponente. Die Netzzustandsidentifikation ist zumeist bereits in der Lage, lastbedingte Grenzwertverletzungen – Unterspannung und Betriebsmittelüberlastungen – zu erkennen, auch wenn die Regelungskomponente darauf momentan noch nicht durch Laststeuerung reagieren kann. Diese muss daher zur Lademanagementintegration nicht angepasst werden.

Anpassungsbedarf besteht dagegen bei der Regelungskomponente. Damit Ladestationsregelungen mit den Regelungen der übrigen Netzaktorik bestmöglich harmonisieren, ist es sinnvoll, das Lademanagement als Untermodul der Regelungskomponente zu integrieren. Damit die Regelungskomponente über das Lademanagementsystem die Möglichkeit erhält, auf die Ladestationen zuzugreifen, ist jedoch eine ausgiebige Kommunikation notwendig. Im Falle einer Grenzwertverletzung benötigt das Lademanagementsystem Informationen über den Standort, die Höhe und die Art der Grenzwertverletzung, um diese beheben zu können. Im Gegenzug erwartet die Regelungskomponente Angaben zum derzeitigen Regelungspotential des Lademanagementsystems, um das Zusammenspiel mit der übrigen Netzaktorik zu optimieren.

Abbildung 3-13 zeigt den schematischen Aufbau des Gesamtsystems als Erweiterung von Abbildung 3-5:



**Abbildung 3-13: Zusammenspiel zwischen Netzzustandsidentifikator, Regelungskomponente und Lademanagement**

### 3.4.4.2 Aktorauswahl bei Regelungsbedarf

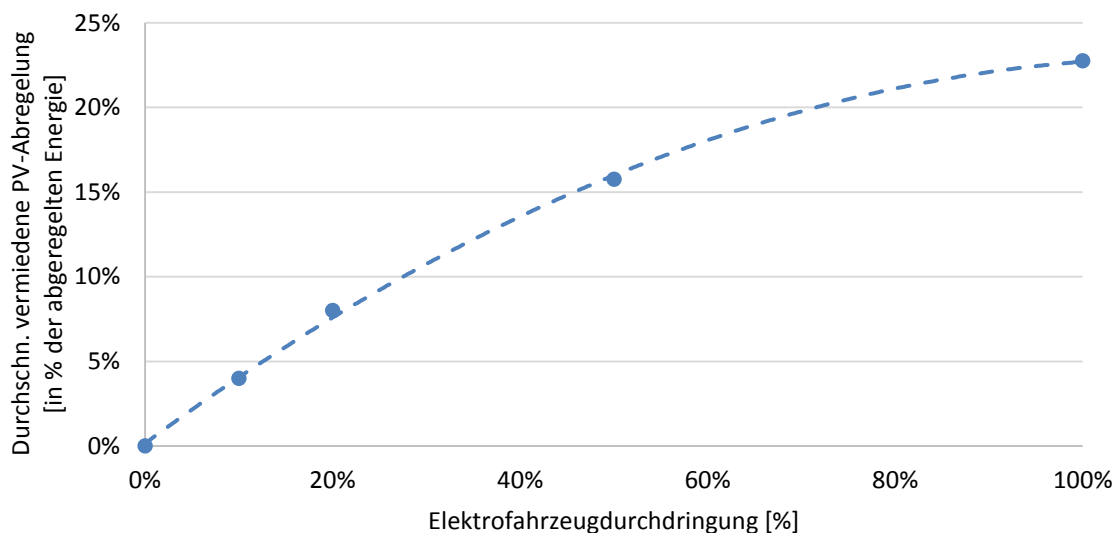
Im Falle einer Grenzwertverletzung wählt die Regelungskomponente des Automatisierungssystems den oder die zu regelnden Aktor(en) aus. Nach den Ausführungen aus Abschnitt 3.1.1 werden dabei die Aktoren ausgewählt, deren Regelung die geringsten Nutzerauswirkungen mit sich bringt. Um dieses Ziel zu erreichen, ist – sofern eine Wirkleistungsregelung erforderlich wird – eine dahingehende Priorisierung der übrigen Aktoren des Netzautomatisierungssystems und des Lademanagementsystems erforderlich:

Sofern verfügbar, sollten Aktoren ohne jegliche Nutzerauswirkungen die höchste Priorität besitzen. Dies sind beispielsweise stationäre Energiespeicher oder (in ihrem jeweiligen Temperaturbereich) Wärmepumpen. Sollte die Flexibilität dieser Aktoren erschöpft sein, übernimmt das Lademanagementsystem die weitere Flexibilitätsbereitstellung. Elektrofahrzeugregelungen sind zwar ladekonzeptgemäß auch nutzerauswirkungsfrei, schränken allerdings die Möglichkeiten spontaner Fahrten ein. Nur wenn auch diese Flexibilität nicht zur Deckung des Regelungsbedarfs ausreichen sollte, werden „ultima ratio“ zur Stützung des Netzes auch auswirkungsbehaftete Regelungsmaßnahmen durchgeführt. Die Priorisierung der Aktorik wird als Erweiterung zu Abbildung 3-2 in Tabelle 3-7 dargestellt.

**Tabelle 3-7: Priorisierung der Aktorik des Netzautomatisierungs- und Lademanagementsystems**

Stufe	Art	Typische Aktoren	Auswirkungen
1	Spannungsregelung	rONT, Längsregler	keine
2	Blindleistungsregelung	Wechselrichter von Einspeisern, Speichern und Verbrauchern	Erhöhte Betriebsmittelauslastung
3a	Wirkleistungsregelung (auswirkungslos)	Stationäre Energiespeicher, thermische Speicher (Wärmepumpe, Kühlhaus)	Zeitlich begrenzte Einsetzbarkeit, Vergütung als Teilnahmeanreiz
3b	Lademanagement	Elektrofahrzeuge	Einschränkungen spontaner Fahrten, Vergütung als Teilnahmeanreiz
3c	Wirkleistungsregelung (auswirkungsbehaftet)	PV-Anlagen, Windkraftanlagen, Gewerbeprozesse	Nicht eingespeiste erneuerbare Energie, verzögerte Prozesse, Ersatzvergütung zwingend erforderlich

Die heutzutage vorwiegend genutzte Abregelung von dezentralen Stromerzeugungsanlagen im Falle einer hohen dezentralen Energieeinspeisung stellt eine der genannten direkt auswirkungsbehafteten Regelungsform dar und sollte folglich möglichst vermieden werden. Gezieltes Lademanagement kann auch in diesen Fällen der Leistungsflussumkehr sinnvoll eingesetzt werden, sofern die Möglichkeit geschaffen wird, die Ladeleistung nicht nur zu drosseln, sondern auch zu erhöhen. So könnte eine hohe dezentrale Einspeisung z.B. auf Basis von Wetterdaten prognostiziert werden, sodass Ladevorgänge mit hoher zeitlicher Flexibilität gedrosselt oder gestoppt werden, um diese im Falle einer einspeisebedingten Grenzwertverletzung mit voller Leistung fortzusetzen. Auf diese Weise kann die Aufnahmekapazität der Netze für erneuerbarer Energien erhöht werden. Abbildung 3-14 zeigt den durchschnittlichen Anteil der durch gezielte Ladeleistungsregelungen vermiedenen PV-Abregelungen in einer Sommerwoche in einem sehr stark von PV-Anlagen durchdrungenem Netzgebiet in Abhängigkeit der Elektrofahrzeugdurchdringung. Die Untersuchung wurde dabei in den Netzgebieten und auf Datenbasis der Netzauswirkungsanalyse aus Abschnitt 2.5 durchgeführt.



**Abbildung 3-14: Durchschnittlicher Anteil vermiedener PV-Abregelungen in Abhängigkeit der Elektrofahrzeugdurchdringung**

Es ist zu erkennen, dass gezielte Ladeleistungsregelungen der Elektrofahrzeuge einen signifikanten Anteil des ansonsten anfallenden Abregelungsbedarfs der PV-Anlagen reduzieren können. Dennoch kann auch bei hoher Elektrofahrzeugdurchdringung nur ein Teil aller PV-Abregelungen vermieden werden, da die Gleichzeitigkeit einer hohen PV Einspeisung (mittags) nicht mit einer hohen Ladeverfügbarkeit der Elektrofahrzeuge (eher abends) korreliert (siehe auch Abschnitt 3.5.5 im Vergleich mit Abbildung 2-16). Eine verstärkte Ladung über die Mittagszeit am Arbeitsplatz würde den Effekt dagegen deutlich verstärken.

Die Umsetzung der Drosselungsmaßnahmen erfordert allerdings die Nutzung eines Ladekonzepts mit zusätzlicher Dateneingabe (Abschnitt 3.4.3.2) und steht in den wenigen relevanten Stunden in Konkurrenz mit sonstigen Anwendungsmöglichkeiten der Ladeflexibilität (Kapitel 4).

Abbildung 3-11 zeigt noch einmal zusammenfassend den Ablauf der Aktorauswahl im Falle eines Regelungsbedarfs der Wirkleistung:

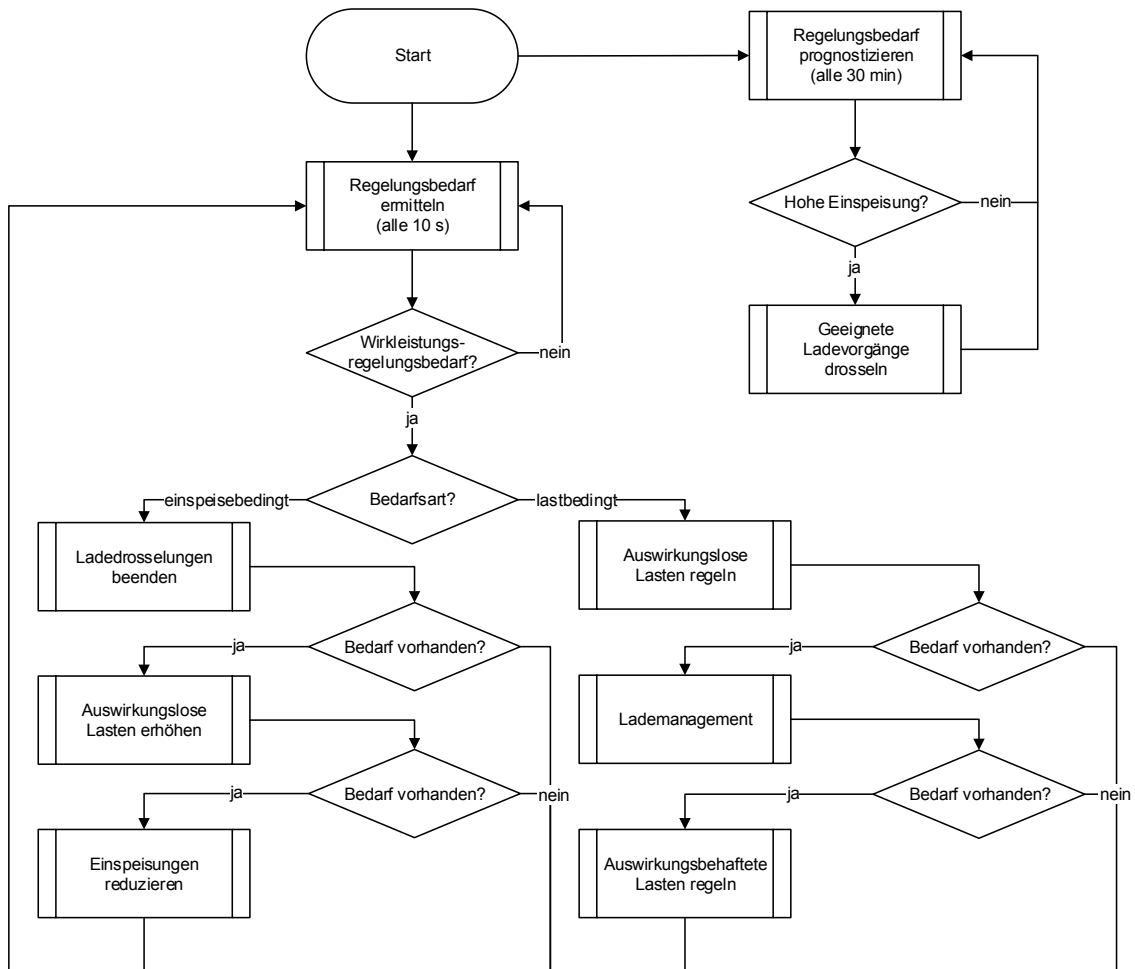


Abbildung 3-15: Ablaufdiagramm der Aktorauswahl bei Wirkleistungsregelungsbedarf

### 3.4.4.3 Kommunikation mit der Ladeinfrastruktur

Zur Umsetzung etwaiger Fahrzeug-Laderegelungen wird eine entsprechende Kommunikation zwischen Lademanagementsystem und Laderegler benötigt. Da sich der Laderegler – zumindest bei Wechselstromladungen – jedoch im Fahrzeug befindet und dieses nicht Teil der Netzinfrastruktur ist, beschränkt sich die Kommunikation stattdessen auf die Ladeinfrastruktur (Ladesäulen), welche die Regelungsaufforderungen weiterleiten muss. Bei fehlender Kommunikationsverbindung zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug (z.B. Schuko-Steckdose) ist somit keine Laderegelung möglich.

Falls eine Kommunikationsverbindung zwischen Fahrzeug und Ladeinfrastruktur besteht, so kann heutzutage in den meisten Fällen eine maximal zu beziehende Stromstärke über ein Pulsweitenmodulations-Signal an den Fahrzeugladeregler weitergegeben werden (z.B. [125]). Eine weitergehende Kommunikation wie z.B. eine Rückmeldung des aktuellen Ladestandes der Batterie oder des angeschlossenen Fahrzeugtyps ist dagegen nicht möglich. Die Kommunikationsfähigkeit soll jedoch durch die sich aktuell in Bearbeitung befindende DIN EN ISO 15118 deutlich erhöht werden [126].

Die Kommunikation zwischen Lademanagementsystem und Ladeinfrastruktur ist derzeit ebenfalls unzureichend definiert. Es existiert eine Vielzahl von (teilweise proprietären) Kommunikationsprotokollen, welche eine allgemeine Ansteuerung aller Ladesäulen kaum möglich machen. Hier bedarf es dringend einer Einigung auf einen einheitlichen und etablierten Kommunikationsstandard zwischen Ladeinfrastruktur und Lademanagementsystem, der eine flexible und sichere, aber dennoch kostengünstige Kommunikation erlaubt. Zu diesem Zwecke erscheinen insbesondere netzwerkbasierte TCP-Lösungen als geeignet, wobei das Lademanagementsystem letztendlich auf jeden Kommunikationsstandard anpassbar ist.

#### **3.4.4.4 Kommunikation mit dem Fahrzeugnutzer**

Im Gegensatz zur bisherigen nutzerunabhängigen Aktorregelung eines Netzautomatisierungssystems erfordert die Einbindung der Ladeinfrastruktur eine Kommunikationsmöglichkeit mit dem Fahrzeugnutzer. Denn während beispielsweise der Besitzer einer PV-Anlage bei einer Regelung dieser entschädigt wird und somit zu keiner Zeit persönliche Nachteile erleidet, muss dem Fahrzeugnutzer zur Wahrung seiner Mobilität stets die Möglichkeit geschaffen werden, den Ladevorgang seines Fahrzeuges zu beeinflussen.

Die benötigten Eingaben des Fahrzeugnutzers sind je nach gewähltem Ladekonzept (vgl. Abschnitt 3.4.3) verschieden, in jedem Fall bedarf es aber der Möglichkeit, das Fahrzeug bei kurzfristigen Mobilitätsbedürfnissen nicht am Regelungsprozess teilnehmen zu lassen. Dies sollte sich möglichst einfach eingeben lassen, z.B. über einen Schalter an der Ladestation, über einen einfachen Tastendruck am Mobiltelefon oder im Fahrzeug selbst.

Sofern ein nutzeingabebasiertes Ladekonzept gewählt wurde, sollten die benötigten Mobilitätsangaben ebenfalls möglichst unkompliziert eingegeben werden können. Einfachste Lösung wäre die direkte Kopplung mit dem Navigationssystem des Fahrzeuges, sodass Streckenlänge, Streckenprofil und Abfahrtszeit einfach ermittelt werden können. Auch bestünde dadurch eine einfache Möglichkeit, sich wiederholende Reisen (z.B. Fahrten zur Arbeit) direkt abzurufen. Da jedoch derzeit nicht abzusehen ist, ob und wann die Fahrzeughersteller ihre Systeme zu diesen Zwecken freigeben werden, muss zumindest mittelfristig eine andere Kommunikationsmöglichkeit gewählt werden. Hierfür bietet sich eine Eingabe über eine Smartphone-App oder eine Website an, welche ggf. über eine Navigationsmöglichkeit verfügt und so den Eingabeprozess erleichtert. Auch hier sollten häufig gefahrene Strecken hinterlegbar sein. Bis zur Umsetzung der DIN EN ISO 15118 benötigen auch einige Ladekonzepte ohne Berücksichtigung der individuellen Mobilitätsbedürfnisse zusätzliche Nutzereingaben (Akkustand und Akkukapazität). Diese können auf ähnliche Weise eingegeben werden, jedoch mindert die benötigte Eingabe die Vorteile der eigentlich eingabelosen Ladekonzepte hinsichtlich ihres Nutzerkomforts.

In der praktischen Validierung (siehe Abschnitt 3.5) wurde zur Eingabe der benötigten Mobilitätsdaten eine Smartphone-App bzw. eine Weboberfläche genutzt, deren Eingabeoberfläche in Abbildung 3-16 dargestellt ist. Auf die Eingabeoberfläche gelangt man durch scannen eines auf der Ladesäule befindlichen QR-Codes.

The screenshot shows a form titled 'Erfassung' with five input fields. Each field has a label on the left, a text input box in the middle, and a unit on the right. The values entered in the fields are: 25, BMW i3, 18,8, 120, and 100.

Label	Value	Unit
Akkustand:	25	%
Fahrzeugauswahl:	BMW i3	
Akkukapazität:	18,8	kWh
geplante Anschlussdauer:	120	Minuten
benötigte Reichweite:	100	km

**Abbildung 3-16: Eingabeoberfläche der Mobilitätsdaten in der Smartphone-App**

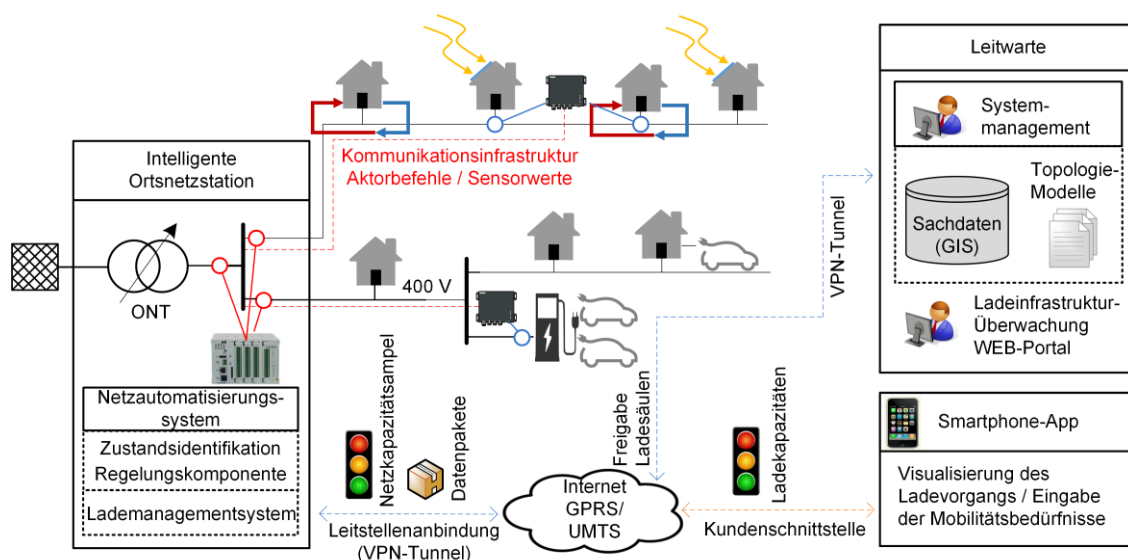
Diese Smartphone-App dient gleichzeitig auch der Information des Fahrzeugnutzers über den aktuellen Ladezustand seines Fahrzeuges. Neben der aktuellen Ladeleistung werden hier auch der gegenwärtige Ladestand der Fahrzeugbatterie, die bisher geladene Energiemenge sowie die voraussichtlichen Dauern der Vollladung und Mindestladung für die nächste Fahrt angezeigt.

### 3.4.4.5 Datenschutz

Wie in Abschnitt 3.3.1 angesprochen, benötigen die Kommunikationsverbindungen einen geeigneten Datenschutz, um sensible Nutzerinformationen (wie z.B. Abwesenheitszeiten) vor unautorisierten Zugriffen zu schützen sowie unbefugtes Eingreifen in den Netzregelungsprozess zu verhindern. Sofern die Kommunikation über eine Webschnittstelle erfolgt, bieten sich bereits verfügbare verschlüsselte Protokolle wie z.B. HTTPS an, welche auch heutzutage schon großflächig und zuverlässig eingesetzt werden, u.a. bei der noch deutlich sensibleren Thematik des Online-Bankings. Der Datenschutz der nicht-webbasierten Kommunikation zwischen den einzelnen Komponenten des Automatisierungssystems lässt sich ebenfalls auf Basis bestehender Protokolle realisieren. Hier bietet sich insbesondere das netzwerkbasierte IEC 60870-5-104 Protokoll an, welches – mit entsprechender Verschlüsselung versehen – eine ausreichend sichere Datenverbindung herstellen kann. Insgesamt besteht bei konsequenter Einhaltung bereits verfügbarer Sicherheitsmaßnahmen somit kein weiterer Entwicklungsbedarf hinsichtlich des Datenschutzes.

### 3.4.4.6 Umsetzung

Zur konkreten Umsetzung der Systemkonzeption wurde ein den Ausführungen entsprechendes Lademanagementmodul entwickelt und in ein bestehendes dezentrales Netzautomatisierungssystem für Niederspannungsnetze integriert [18, 110, 111, 116]. Abbildung 3-17 zeigt den Aufbau des Systems als Erweiterung zu Abbildung 3-1 inkl. der Ergänzungen aus Abbildung 3-13:



**Abbildung 3-17: Funktionsschema des integrierten Lademanagementsystems in ein dezentrales Automatisierungssystem für Niederspannungsnetze**



Das Lademanagementsystem umfasst sämtliche Ladekonzepte des Abschnitts 3.4.3 und gliedert sich entsprechend Abbildung 3-15 in den erweiterten Regelungsprozess des Netzautomatisierungssystems ein. Die Netzzustandsidentifikation des Automatisierungssystems wurde dabei weitestgehend unverändert belassen und lediglich um die zusätzlich verfügbaren Sensorwerte der Ladestationen ergänzt. Die Kommunikationsanbindung zur Nutzerseite wurde über eine gesicherte Internetverbindung realisiert, welche plattformunabhängig über die meisten Webbrowser oder Smartphones aufgebaut werden kann. Über diese Verbindung werden dem Nutzer auch Informationen zum aktuellen Ladevorgang seines Fahrzeuges zurückgespielt, so z.B. die Restladedauer und die momentan bezogene Ladeleistung [111].

Zusätzlich zu der autarken Funktionalität des Systems wurde eine Schnittstelle zur Leitwarte des Netzbetreibers geschaffen, über die verdichtete Informationen zum aktuellen Netzzustand übermittelt werden können. Diese werden in Form von „Ampelmeldungen“ ausgegeben, wobei eine grüne Ampel einen unkritischen und eine rote einen kritischen Zustand darstellt. Außerdem kann der Netzbetreiber über diesen Zugang gezielt einzelne Ladesäulen aktivieren und deaktivieren.

## **3.5 Praktische Validierung**

Zur praktischen Validierung wurde das vorgestellte System in zwei realen Niederspannungsnetzen installiert und anschließend ausführlichen Belastungstests unterzogen. Im Folgenden werden die Testnetzgebiete sowie die Testmethodik vorgestellt und die Validierungsergebnisse dargestellt. Darüber hinaus wurde der Einfluss der Elektromobilität auf den Netzzustand in einem weiteren Testnetzgebiet praktisch untersucht.

### **3.5.1 Feldtestkonzeption**

Ziel der Felduntersuchung war die Validierung der ordnungsgemäßen Funktion des Systemaufbaus sowie das Sammeln von Erfahrungswerten hinsichtlich der Praxistauglichkeit netzdienlicher Lademanagementmaßnahmen. Da netzdienliche Lademanagementmaßnahmen erst in mittlerer Zukunft notwendig werden (siehe Abschnitt 2.5.3), wurde zu diesem Zweck ein Netzgebiet geschaffen, welches bereits heutzutage eine zukünftige (hohe) Elektrofahrzeugdurchdringung abbilden kann und mit Automatisierungstechnik ausgerüstet (Netz A).

Anschließend wurde das Systemverhalten über ein Jahr hinweg aufgezeichnet und zwischenzeitlich gezielten Extremszenarien ausgesetzt, in denen erhebliche Regelungseingriffe notwendig wurden. Darüber hinaus wurden die vom Nutzer eingegebenen Mobilitätsbedürfnisse zu Auswertungszwecken anonym erfasst und gespeichert. Zur praktischen Beurteilung der Netzauswirkungen der Elektromobilität wurde außerdem ein weiteres Netzgebiet mit Messtechnik und Ladeinfrastruktur ausgestattet, in welchem gezielt Daten über die Auswirkungen der zusätzlichen Netzbelastung erhoben wurden (Netz B). Abbildung 3-15 zeigt die schematische Gliederung des Feldtests

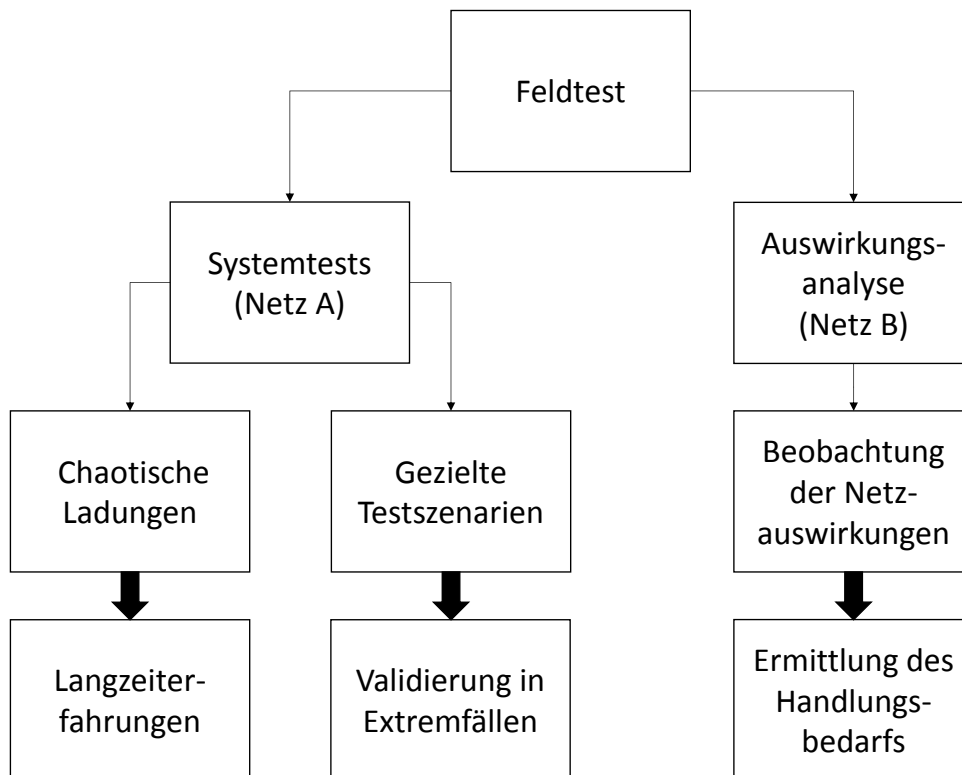


Abbildung 3-18: Feldtestkonzeption

### 3.5.2 Testnetze

Gemäß der vorstehenden Feldtestkonzeption wurde die Validierung in zwei verschiedenen Netzgebieten durchgeführt, die im Folgenden vorgestellt werden.

### 3.5.2.1 Testnetzgebiet zur Auswirkungsanalyse

Die Auswirkungsanalyse wurde in einem öffentlichen Netzgebiet durchgeführt, welches sich zwar in einem Großstadtgebiet befindet, jedoch ländliche Charakteristik aufweist (Netz B). Auf diese Weise konnten elektrofahrzeugbedingte Auswirkungen auch bei geringer Fahrzeuganzahl untersucht werden. Über Freileitungen werden insgesamt 11 Wohngebäude und zwei landwirtschaftliche Betriebe versorgt. Die von der Ortsnetzstation kommende Leitung ist dabei mit 408 m relativ lang. Die PV-Einspeiseleistung liegt in diesem Gebiet bei etwa  $P_{max} = 42 \text{ kW}_p$ . Für die Feldtestdauer wurden zwei Ladepunkte mit jeweils  $P_{max} = 20 \text{ kW}$  (Gleichstrom) installiert. Neben den Ladepunkten und der Netzeinspeisung wurden in diesem Netzgebiet die PV-Anlagen sowie ein vollelektrischer Haushalt mit Messtechnik zur Strom- und Spannungsmessung ausgerüstet. Nachstehende Abbildung zeigt den Schemaplan des Feldtestgebietes:

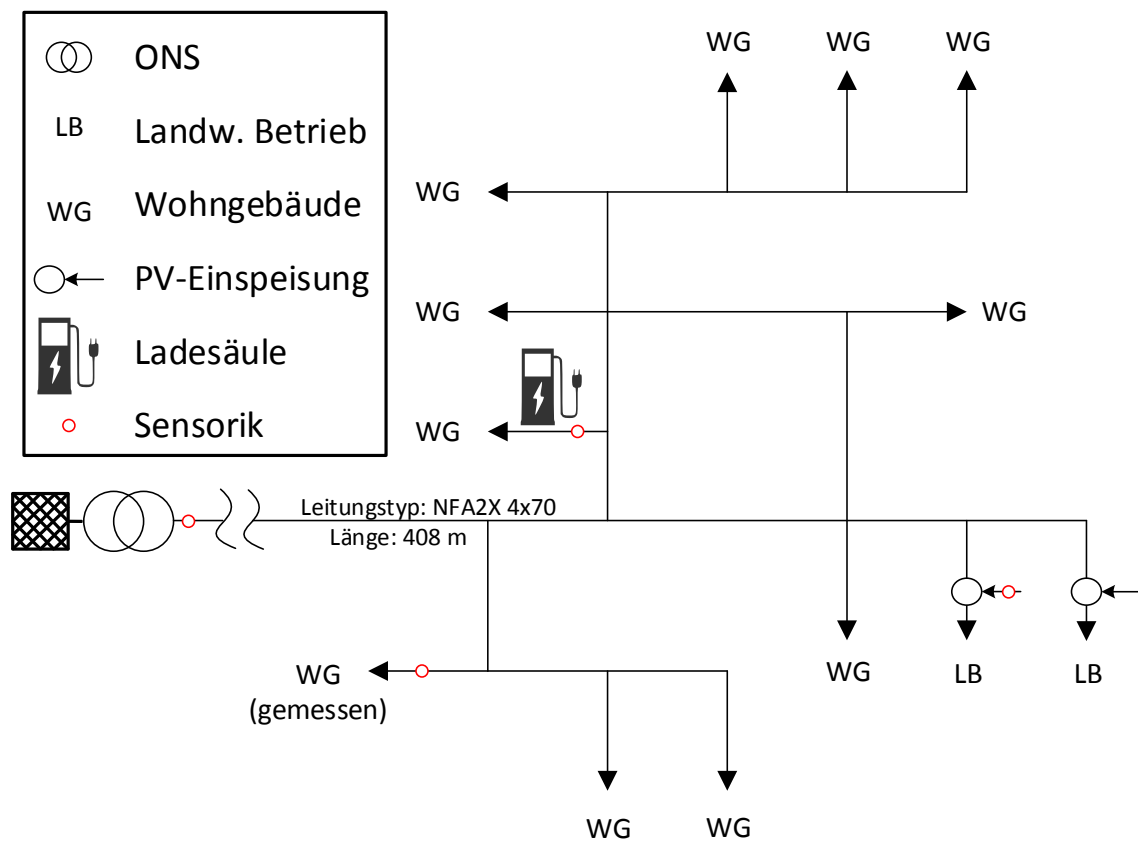


Abbildung 3-19: Schemaplan des öffentlichen Feldtestgebiet zur Auswirkungsanalyse (Netz B)

### 3.5.2.2 Testnetzgebiet zur Systemvalidierung

Die Systemtests zur Validierung der ordnungsgemäßen Funktion des Automatisierungssystems wurden in einem innerstädtischen Netzgebiet mit hoher Last und einer großen dezentralen Photovoltaikeinspeisung von  $P_{max} = 113 \text{ kW}_p$  durchgeführt (Netz A). In diesem Netzgebiet stehen acht Ladepunkte für Elektrofahrzeuge mit einer maximalen Leistung von jeweils  $S = 22 \text{ kVA}$  zur Verfügung. Zusätzlich speist das Netz ein Laborgebäude und einen Großrechner samt Kühleinheit. Abbildung 3-20 zeigt die Konfiguration des zweiten Feldtestgebietes.

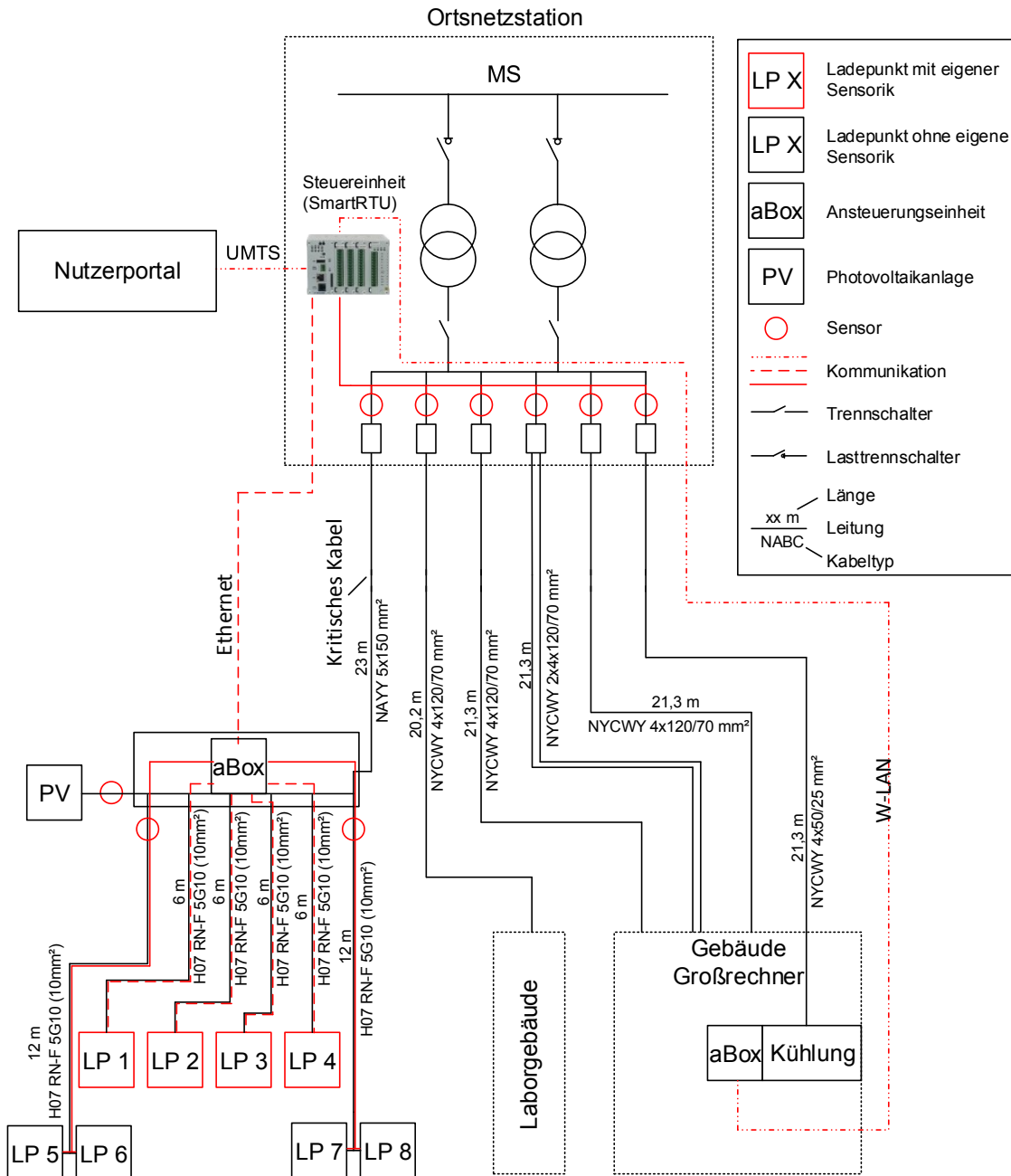


Abbildung 3-20: Konfiguration des Feldtestgebietes zur Systemvalidierung (Netz A)

Das Netzgebiet wurde von zwei parallel geschalteten Transformatoren mit jeweils  $S = 630$  kVA Bemessungsscheinleistung in einer gemeinsamen Transformatorstation gespeist. In dieser wurde eine Steuereinheit des dezentralen Netzautomatisierungssystems installiert (in der ONS), die über Kommunikationsverbindungen zu den übrigen Ansteuereinheiten sowie über eine Mobilfunkverbindung verfügt. Da in diesem Feldtest die Lademanagementregelungen des Systems im Fokus standen, wurde das Netzgebiet zur Vermeidung von Netzzustandsschätzfehlern vollständig mit Sensorik ausgestattet. Die acht Ladepunkte befinden sich gebündelt zusammen mit der Photovoltaikanlage an einem gemeinsamen Abgang des Transformators. Auf diese Weise wird dieser Abgang je nach Lade- und Einspeisesituation sehr unterschiedlich belastet, sodass dessen Auslastungsregelung in besonderem Maße der Systemvalidierung dient. Die Ladepunkte, die über keine eigenen Messsensoren verfügen wurden mit zusätzlicher Sensorik ausgestattet.

Der größte Leistungsabnehmer in diesem Netzgebiet ist ein Großrechner samt zugehöriger Kühleinheit. Dieser wird über mehrere parallel verlegte Kabel gespeist. Da die Kühleinheit über einen großen Kühlwasserspeicher verfügt und sich dieser in einem gewissen Temperaturband bewegen darf, bietet sie sich als thermischer Speicher an und wurde folglich auch als Akteur eingebunden. Je nach Außentemperatur kann die Kühleinheit daher für einen gewissen Zeitraum deaktiviert werden, sofern der Netzzustand dies erfordert.

Da die Entfernungen in diesem Netzgebiet relativ gering sind, wurde die Kommunikation zwischen den einzelnen Komponenten des Automatisierungssystems entweder per Netzkabel oder per W-LAN realisiert. Die Verbindung zu den Ladesäulen wurde entsprechend der jeweiligen Kommunikationsmöglichkeiten aufgebaut (siehe Abschnitt 3.5.3).

### **3.5.3 Einbindung der Ladeinfrastruktur**

Für den Systemfeldtest wurden verschiedene Ladesäulen mit unterschiedlichen Kommunikationsfähigkeiten installiert. Insgesamt konnten vier Ladepunkte (LP 1-4) direkt kommunikationstechnisch an das Automatisierungssystem angeschlossen werden, sodass Messwerte und Regelungsbefehle über eine Netzwerkverbindung (MODBUS-TCP) übertragen werden konnten. Die übrigen Ladepunkte konnten auf Grund der nicht kompatiblen Kommunikationsprotokolle keine direkte Kommunikation mit dem dezentralen Automatisierungssystem aufbauen. Zur Kompensation wurden die Abgänge dieser Ladepunkte daher zusätzlich mit Messsensorik ausgestattet und ein binäres Steuerkabel zur Ansteuerung verlegt.

Durch die unterschiedlichen technischen Möglichkeiten der Ladepunkte ergaben sich auch unterschiedliche Ansteuerungsoptionen. Während die direkt angebundenen Ladepunkte in der Lage waren, stufenlose maximale Stromsollwerte zu erhalten und zu verarbeiten, konnten die Ladevorgänge an den übrigen Ladepunkten mittels des Binärsignals lediglich unterbrochen und fortgesetzt werden. Ladekonzepte, die eine Drosselung der Ladeleistung erfordern (z.B. eine Gleichverteilung der Ladeleistung, siehe Abschnitt 3.4.3) konnten mit diesen Ladepunkten somit nicht genutzt werden. Sofern ein Ladekonzept nicht für die anzusteuernenden Ladepunkte geeignet war, wählte das System daher selbstständig ein anderes passendes Konzept aus.<sup>20</sup>

Zur Abbildung der unterschiedlichen Fähigkeiten einer Ladesäule können diese systemintern parametrisiert werden. Die Parametrierung bestimmt, ob eine Ladesäule überhaupt angesteuert werden darf, in welchen Grenzwerten sie geregelt werden soll und in welchen Stufen ein Regelungsschritt erfolgen kann. Außerdem können in der Parametrierung auch noch mögliche maximale Verzögerungszeiten zwischen Ansteuerung und Befehlsumsetzung angegeben werden, damit das Automatisierungssystem eine „Nicht-Umsetzung“ eines Regelungsbefehls sicher detektieren kann.

#### **3.5.4 Testablauf**

Wie in Abschnitt 3.5.1 beschrieben wurden zur Auswirkungsanalyse lediglich chaotische (zufällige) Ladevorgänge beobachtet, wohingegen zur Systemvalidierung zusätzlich gezielte Testszenarien nachgebildet wurden. Während in die chaotischen Ladungen nicht aktiv eingegriffen wurde, sondern lediglich etwaige Regelungsnotwendigkeiten protokolliert wurden, erfolgten die gezielten Systemtests durch den gleichzeitigen Anschluss von mehreren Fahrzeugen mit hoher Ladeleistung, sodass das die Ladestationen speisende Kabel gezielt überlastet wurde (siehe Abschnitt 3.5.2.1). Hierzu wurden mehrere ganztägige Testperioden („Ladetage“) durchgeführt, an denen eine Vielzahl an Elektrofahrzeugen zur gezielten Ladung im Feldtestgebiet eingeladen wurde. Spannungsbandverletzungen konnten auf Grund der geringen Leitungslängen dagegen nicht ohne vorherige Betriebsmittelüberlastung erzeugt werden und mussten daher mit verengten Spannungsbändern nachgebildet werden.

---

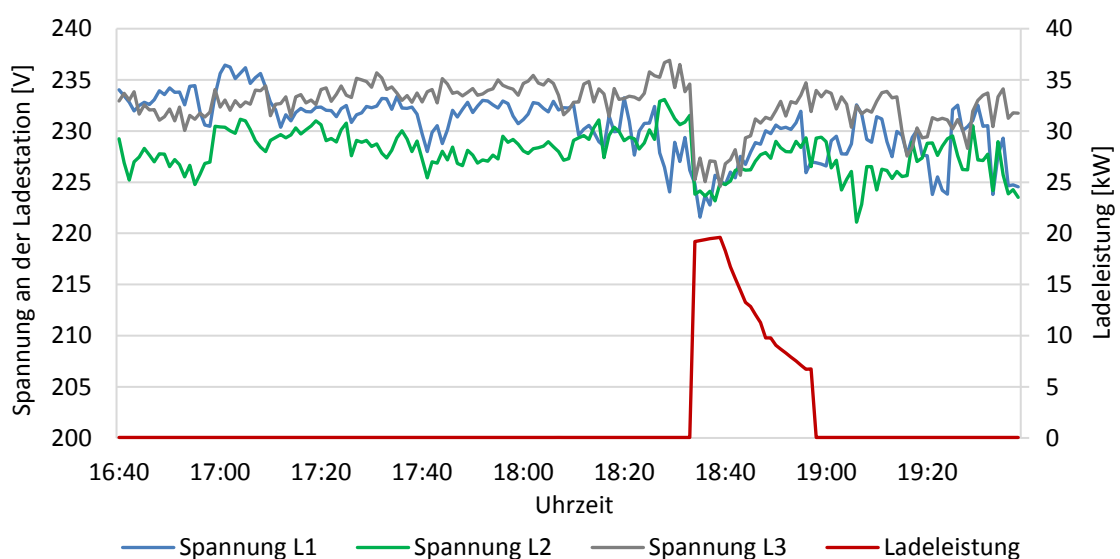
<sup>20</sup> Als Basis diente das FC – FS Konzept, da es keinerlei Informationen und Fähigkeiten der Ladeinfrastruktur voraussetzt. Je nach Fähigkeiten wurden die komplexeren Ladekonzepte „freigeschaltet“

Im Überlastungsfall wurde zunächst überprüft, ob das System die Überlastungssituation zuverlässig erkennen und beheben konnte und anschließend, ob die Auswahl der zu regelnden Fahrzeuge konzeptgemäß verlief. Insgesamt wurden die Testszenarien für jedes Ladekonzept mehrfach wiederholt – jeweils mit anderen (konzeptgemäß relevanten) Eingangsparametern der Fahrzeuge (z.B. Akkustand, Ankunftszeit, geplante Anschlussdauer etc.). Sofern ein Fehlverhalten des Systems festgestellt werden konnte, wurde das Problemverhalten identifiziert und behoben, das System aktualisiert und der Test wiederholt.

Der Feldtest wurde mit unterschiedlichen Fahrzeugen durchgeführt, um die Kompatibilität mit den verschiedenen Fahrzeugherstellern zu untersuchen. Jedoch konnten auf Grund der Ladeinfrastruktur lediglich Fahrzeuge mit einem Ladestecker nach „IEC 62196 Typ 2“ untersucht werden.

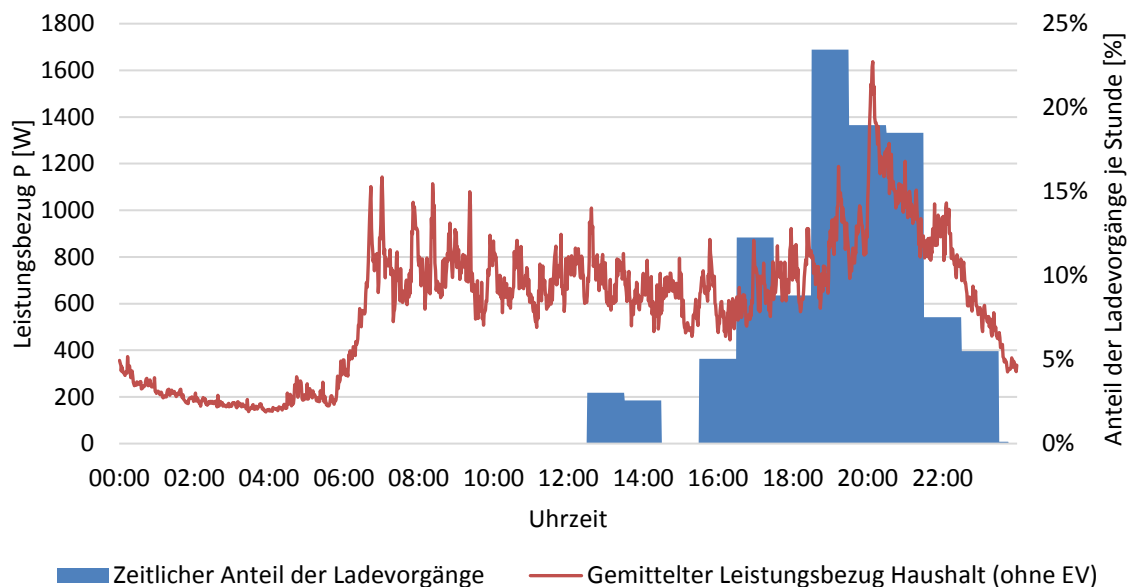
### 3.5.5 Auswirkungsanalyse

Die im Feldtest erhobenen Daten zeigen, dass die Netzauswirkungen der Elektromobilität stark von den vorhandenen Netzstrukturen abhängen. Während ein einzelner Ladevorgang eines Elektrofahrzeuges die Spannung im Systemtestgebiet (Netz A) auf Grund der relativ kurzen Leitungen nur unwesentlich beeinflusst, führt dieser im öffentlichen Testnetz (Netz B) bereits zu einem Spannungsabfall von etwa 10 V je Phase, wie Abbildung 3-21 zeigt. Spannungsbandverletzungen sind hier demnach bereits ab einer gleichzeitigen Ladung von zwei Elektrofahrzeugen möglich, was gemessen an der Netzteilnehmerzahl von 13 einer lokalen Durchdringung von etwa 15 % entspricht. Dies deckt sich mit den Simulationsergebnissen aus Abschnitt 2.5.3.



**Abbildung 3-21: Auswirkungen einer Fahrzeugladung auf den Spannungsverlauf im öffentlichen Testnetz (Netz B)**

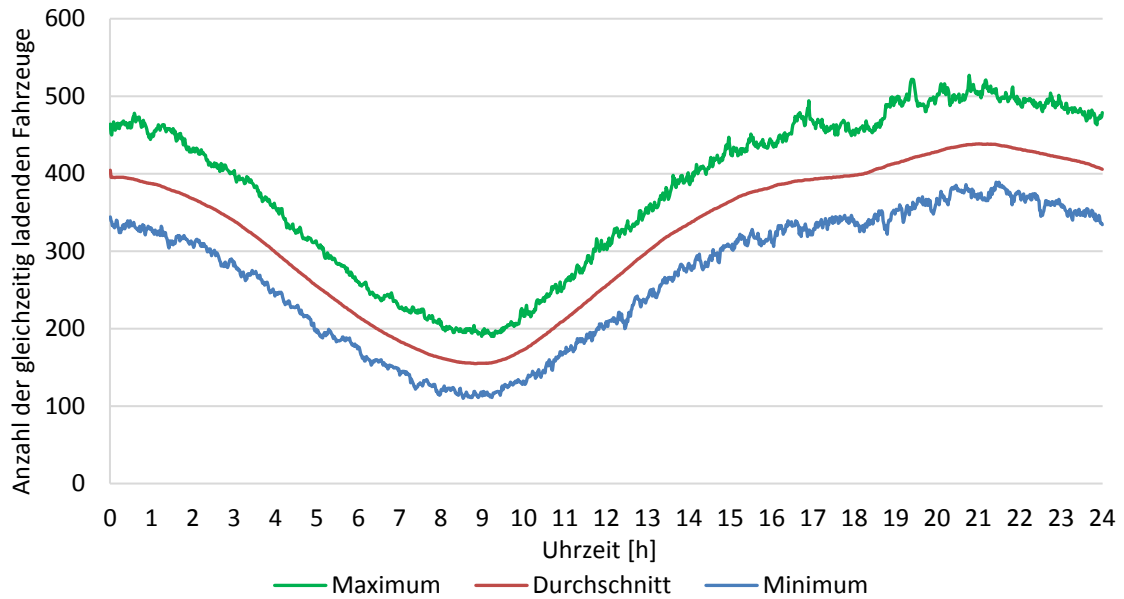
Die elektrofahrzeugbedingte Spannungsbandproblematik wird zusätzlich dadurch verstärkt, dass die Fahrzeugladungen mit den Verbrauchsspitzen der Haushalte am späten Nachmittag bzw. frühen Abend korrelieren, da ungesteuerte Ladungen zumeist nach der Heimkehr vom Arbeitsplatz durchgeführt werden. Abbildung 3-22 zeigt den Vergleich zwischen der durchschnittlich gemessenen Haushaltsleistung und der Anzahl der Ladungen im jeweiligen Zeitraum.



**Abbildung 3-22: Vergleich zwischen gemittelter Haushaltsleistung und Ladevorgangszahl pro Monat**

Dieser Zusammenhang zeigt auch, dass ein ungesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen kaum Korrelationen zur PV-Einspeisung während der Mittagszeit mit sich bringt. Einspeise- und Lastspitzen können sich somit nicht ausgleichen. Anzumerken ist jedoch, dass die Fahrer der hier betrachteten Fahrzeuge berufstätig mit klassischen Kernarbeitszeiten zwischen 08.00 und 16:00 Uhr waren. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass viele Fahrzeugnutzer andere Arbeitszeiten haben oder keiner geregelten Beschäftigung nachgehen, fällt der Zusammenhang nicht mehr ganz so stark aus. Abbildung 3-23 zeigt zum Vergleich die simulierte Anzahl gleichzeitig ladender Fahrzeuge bei ungesteuerter Ladung und statistisch repräsentativer Berufstätigkeit (abgeleitet aus der Simulation der Fahrprofile aus Abschnitt 2.5.1.2).





**Abbildung 3-23: Anzahl gleichzeitig ladender Fahrzeuge bei einer Ladeleistung von 11 kVA (n=10.000)**

Es ist zwar zu erkennen, dass auch die Simulationsergebnisse eine vermehrte Ladung in den Abendstunden zeigen, jedoch werden auch Fahrzeuge während des gesamten Tagesverlaufs geladen. Dadurch sinkt die Wahrscheinlichkeit gleichzeitiger abendlicher Ladungen im Durchschnitt etwas. Insgesamt zeigt die Auswirkungsanalyse indes, dass ein ungesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in mittlerer Zukunft erhebliche Grenzwertverletzungen in den bestehenden Netzen erzeugen würde und nach Möglichkeit zu vermeiden ist. In schwachen Netzen reichen dabei sogar schon wenige gleichzeitig ladende Fahrzeuge aus, unzulässige Betriebszustände zu erzeugen.

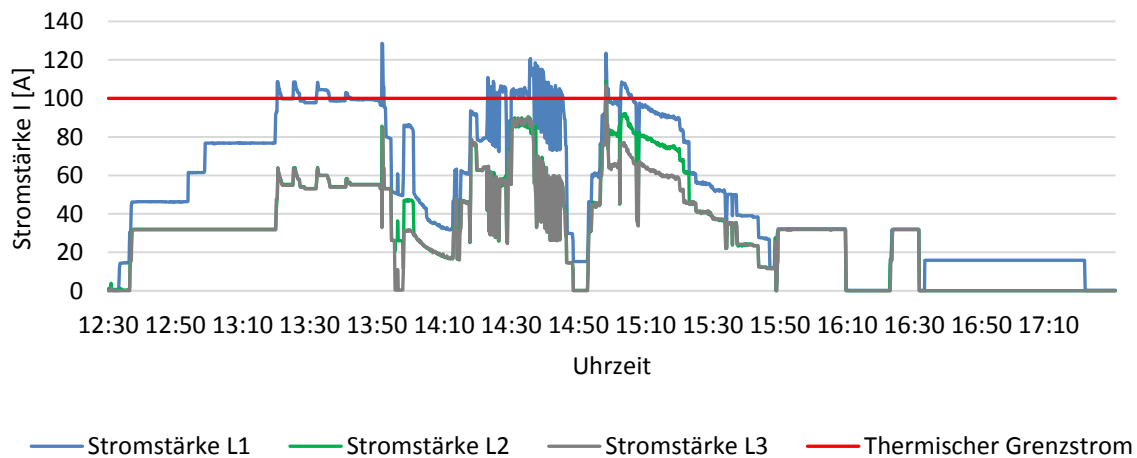
### 3.5.6 Systemvalidierung

Wie beschrieben wurden zur Systemvalidierung chaotische Ladungen und gezielte Testszenarien („Ladetage“) mit einer hohen Ladegleichzeitigkeit kombiniert. Während bei den chaotischen Ladungen vorwiegend die langfristige Systemrobustheit im Vordergrund der Untersuchungen stand, zielten die Testszenarien hauptsächlich auf die Validierung der ordnungsgemäßen Funktion der Laderegulierung ab.

Die Langfristuntersuchungen der Systemrobustheit zeigten, dass das System größtenteils zuverlässig arbeitete, jedoch vereinzelte Störungen auftraten (etwa 0,2 % der Gesamttestlaufzeit). Diese waren hauptsächlich auf Kommunikationsausfälle zurückzuführen, bei denen teilweise die Kommunikationsverbindung mittels eines Neustarts komplett zurückgesetzt werden musste. Dabei traten Störungen sowohl bei den ladesäuleninternen Kommunikationseinheiten als auch bei der Automatisierungshardware (inkl. Sensorkommunikation) selbst auf. Da sich diese Störungen bei Fremdhardwareeinsatz vermutlich nicht völlig vermeiden lassen, sollten sie mittels eines automatischen Neustarts der Kommunikationsschnittstelle behoben werden können, sodass diese kurzen Kommunikationsausfälle systemunkritisch sind. Auf diese Weise würde die Robustheit des Systems noch einmal deutlich erhöht. Die Ursachen sämtlicher algorithmusbedingter Systemausfälle konnten dagegen im Laufe des Feldversuchs behoben werden.

Zur Validierung der Ladealgorithmik selbst wurden gezielte Überlastszenarien durch eine hohe Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge erzeugt. Dafür wurde der zulässige thermische Grenzstrom des die Ladesäulen und die PV-Anlage speisenden Kabels mit  $I_{max} = 100$  A parametrieren. Dieser Grenzstrom wurde sowohl im Falle einer hohen Einspeisung der PV-Anlage ohne gleichzeitige Fahrzeugladung als auch im Falle einer hohen Ladeleistung ohne entsprechende PV-Einspeisung überschritten. Unter diesen Voraussetzungen wurden die einzelnen Ladekonzepte in unterschiedlichen Anschlusssituationen überprüft und letzte Implementierungsfehler behoben (siehe Abschnitt 3.5.7).

Jenseits der reinen Konzeptvalidierung wurde insbesondere das gesamte Regelungsverhalten des Systems untersucht, wobei das Zusammenspiel von Automatisierungshardware, Ladeinfrastruktur und Laderegler im Fahrzeug einige Besonderheiten mit sich bringt. Diese werden in Abbildung 3-24 verdeutlicht, welche den Stromverlauf über das Ladesäulenanschlusskabel am ersten „Ladetag“ zeigt.



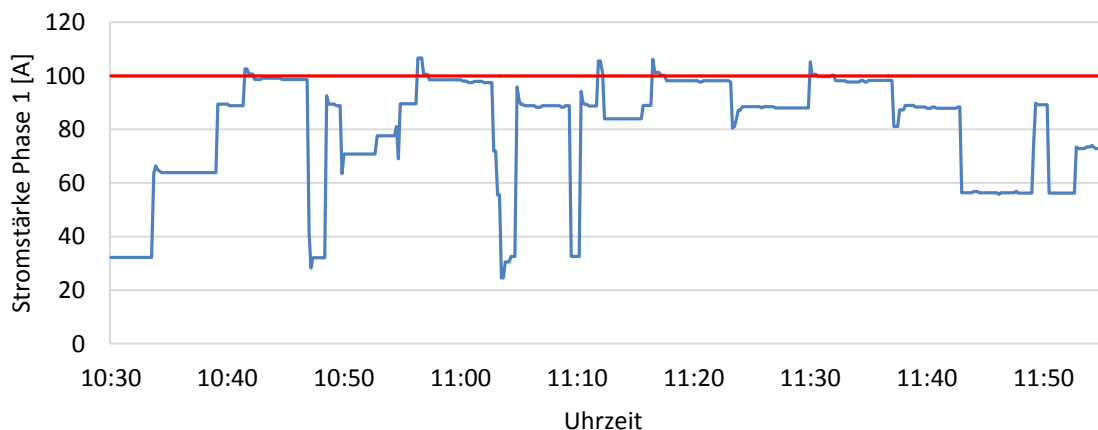
**Abbildung 3-24: Stromverlauf über das Ladesäulenanschlusskabel am ersten „Ladetag“**

Zu erkennen ist der Stromstärkenverlauf der drei Phasen über das die Ladesäulen speisende Kabel (in Abbildung 3-20 als „Kritisches Kabel“ bezeichnet). Das System war so parametrierbar, dass es ab einer Stromstärke von über 100 A in die Ladevorgänge eingreift und somit die Ladeleistung reduziert. Zu Beginn der Tests erfolgte die Reduzierung der Ladeleistung durch zyklische diskrete Schritte (gut erkennbar im Bereich um 13:30 Uhr). Der Gesamtverlauf zeigt insbesondere zwei Besonderheiten: Erstens ist die Netzbelastung sehr asymmetrisch und zweitens gibt es ein stark schwingendes Leistungsbezugsverhalten im Bereich zwischen 14:10 und 14:50 Uhr.

Ersteres wurde insbesondere durch einphasige Ladungen einiger Fahrzeuge hervorgerufen, welche vornehmlich die erste Phase genutzt haben. Da dies ein systematisches Verhalten der fahrzeuginternen Laderegler zu sein scheint, sollten die Ladesäulenhersteller bzw. die Monteure unbedingt auf eine zufällige Phasenverteilung achten, wodurch sich die Auswirkungen minimieren lassen. Eine Zuweisung der zu nutzenden Phase durch ein Automatisierungssystem oder eigenständige Phasenumschaltungen innerhalb der Ladesäule sind bei derzeit erhältlichen Ladesäulen noch nicht möglich (es wird allerdings untersucht, z.B. in [127]).

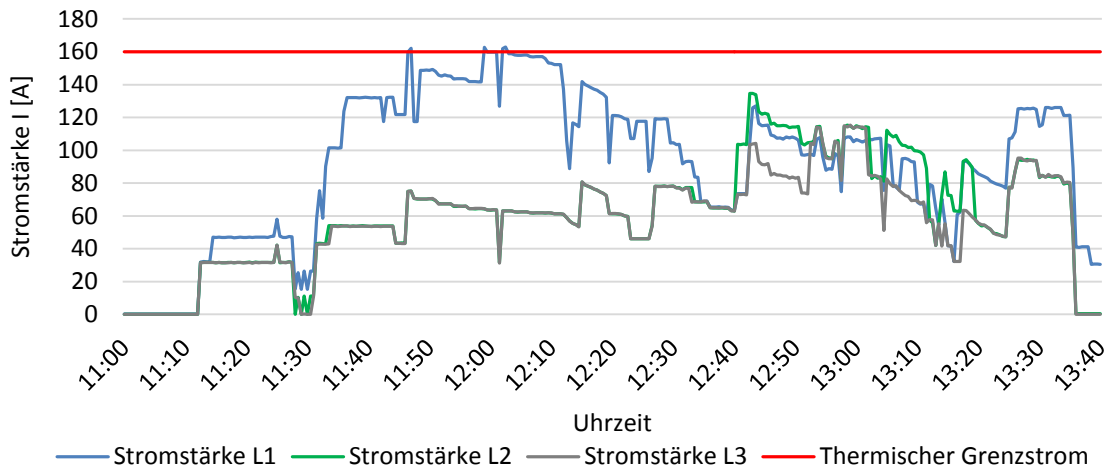
Das schwingende Leistungsbezugsverhalten wird durch die Mindestladeleistung einiger Fahrzeugtypen hervorgerufen. Sofern die zulässige Ladeleistung unter den minimal zulässigen Wert sinkt, stoppt der Ladevorgang, startet direkt danach allerdings wieder. Kurzfristige Abhilfe für dieses Verhalten kann durch die Eingabe einer individuellen Mindestladeleistung je Fahrzeugtyp in das Automatisierungssystem geschaffen werden, langfristig sollten die Hersteller allerdings angehalten werden, dieses Verhalten zu ändern.

Im weiteren Testverlauf wurden die erwähnte Parametrierung der Mindestladeleistung ermöglicht und die Regelungseingriffe in die Ladeleistung an die jeweilige Höhe der Überlastung angepasst. Auf diese Weise wurde ein stabileres Verhalten und eine bessere Annäherung an die zulässige Übertragungskapazität erreicht. Abbildung 3-25 zeigt den Stromverlauf (nur Phase 1) über das identische Kabel bei einem späteren Test.



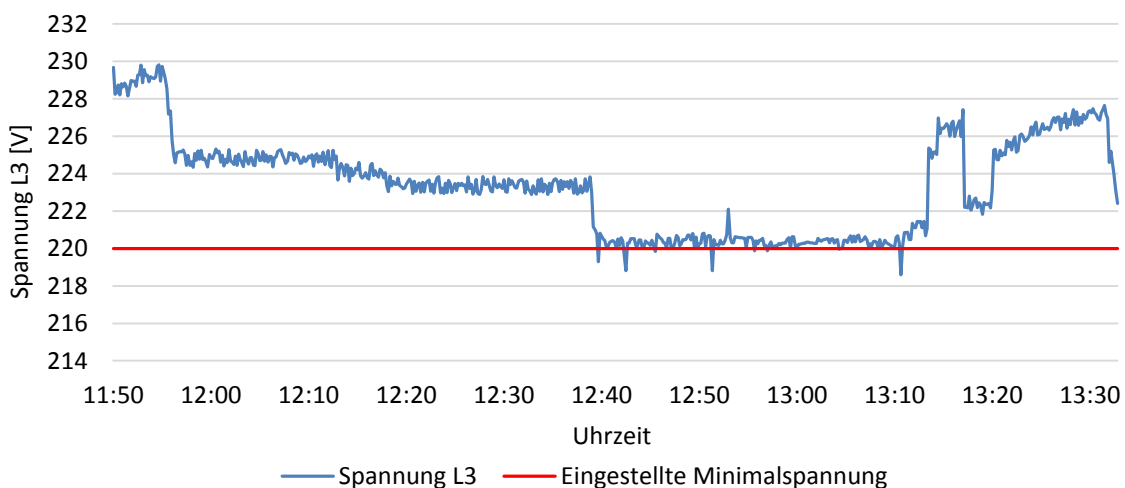
**Abbildung 3-25: Stromverlauf (L1) über das Ladesäulenanschlusskabel nach Anpassung**

Es ist zu erkennen, dass das schwingende Leistungsbezugsverhalten vermieden werden konnte und die Reaktionszeit bis zur Behebung der Kabelüberlastung reduziert wurde (kürzere Zeiträume oberhalb des thermischen Grenzstroms). Insgesamt konnten somit sämtliche Grenzwertverletzungen sicher und zuverlässig beherrscht werden. Die starke Asymmetrie zeigte sich hingegen auch bei anderen Fahrzeugkonstellationen, wie nachstehende Abbildung des letzten „Ladetages“ verdeutlicht (die thermische Belastbarkeit des Anschlusskabels wurde hier auf 160 A erhöht) und ist derzeit nicht mittels eines Lademanagementsystems kompensierbar.



**Abbildung 3-26: Stromverlauf über das Ladesäulenanschlusskabel am letzten „Ladetag“**

Auch die Behebung von Spannungsbandverletzungen erfolgte konzeptgemäß, wobei die Spannungsbänder zur Auslösung einer Reaktion des Automatisierungssystems verengt werden mussten, da ansonsten zuerst Kabelüberlastungen auftraten. Abbildung 3-27 zeigt die Systemreaktion bei einer eingestellten Minimalspannung von  $U_{min} = 220V$ .



**Abbildung 3-27: Spannungsverlauf (L3) an den Ladestationen**

### 3.5.7 Ladekonzeptvalidierung

Die Ladekonzepte wurden unabhängig voneinander an verschiedenen „Ladetagen“ in zahlreichen unterschiedlichen Ladezyklen validiert. Hierzu wurden die aktuellen Fahrzeugeigenschaften und Mobilitätsbedürfnisse der Fahrzeugnutzer aufgenommen und an das System übertragen. Anschließend wurde die Systemreaktion im Falle einer Betriebszustandsverletzung mit dem konzeptgemäßen Verhalten verglichen. Als thermischer Grenzstrom des Ladesäulenanschlusskabels wurde stets  $I_{max} = 100$  A eingestellt, sodass maximal drei Ladevorgänge mit einer Leistung von  $S = 22$  kVA gleichzeitig durchgeführt werden konnten.

Tabelle 3-8 zeigt den beispielhaften Leistungsbezug der angeschlossenen Fahrzeuge bei einem Test des First Come – First Serve Konzepts (siehe Abschnitt 3.4.3.1.1). Es waren dabei lediglich die Ladepunkte 1-6 besetzt.

**Tabelle 3-8: Leistungsbezug der Fahrzeuge bei einem Test des FC –FS Konzepts**  
n. a. = nicht angeschlossen

Fahrzeug \ Uhrzeit	11:45	11:51	11:54	11:55	12:01	12:08	12:10
Leistung Fahrzeug 1 [kVA]	21,7	21,7	21,8	21,9	21,8	n. a.	n. a.
Leistung Fahrzeug 2 [kVA]	22,2	22,1	22,1	22,1	n. a.	n. a.	n. a.
Leistung Fahrzeug 3 [kVA]	22,0	22,1	22,1	22,2	22,1	22,1	22,1
Leistung Fahrzeug 4 [kVA]	n. a.	2,8	2,7	2,5	21,9	22,0	n. a.
Leistung Fahrzeug 5 [kVA]	n. a.	n. a.	0	0	0	3,7	3,7
Leistung Fahrzeug 6 [kVA]	n. a.	n. a.	n. a.	0	0	0	22,3

Es ist zu erkennen, dass die später angeschlossenen Fahrzeuge zunächst nur eine verminderte oder überhaupt keine Ladeleistung erhielten. Erst bei Trennung der zuerst angeschlossenen Fahrzeuge wurde deren Ladeleistung erhöht. Die Laderegulierung erfolgte somit konzeptgemäß. Fahrzeug 5 konnte nur einphasig mit 16 A laden und stagnierte daher bei 3,7 kVA. Da die Fahrzeuge 5 und 6 an lediglich ein- und ausschaltbaren Ladepunkten geladen wurden, fand hier keine dynamische Leistungsanpassung statt, sodass ein signifikanter Teil der freien Kapazität nicht genutzt werden konnte (insbesondere gegen 12:08). Ladeleistungen über 22 kVA traten auf, da die Spannung über 230 V lag, die stromgeregelten Laderegler jedoch weiterhin 32 A bezogen. Die leicht unterschiedlichen Ladeleistungen resultieren aus den technischen Unterschieden der verschiedenen Fahrzeugladeregler und Ungenauigkeiten der Messsensorik.

Analog zum Test des FC – FS Konzeptes wurde auch die Gleichverteilung (siehe Abschnitt 3.4.3.1.2) überprüft. Allerdings konnten hier nur die Ladepunkte 1-4 zur Validierung genutzt werden, da das Konzept eine dynamische Sollwertvorgabe voraussetzt. Ein beispielhafter Testdurchlauf ist in Tabelle 3-9 gegeben, auch hier erfolgte die Leistungsregelung konzeptgemäß, sodass die verfügbare Ladeleistung unter allen angeschlossenen Fahrzeugen gleichmäßig aufgeteilt wurde.

**Tabelle 3-9: Leistungsbezug der Fahrzeuge bei einem Test des Gleichverteilungskonzepts (GVL)  
n. a. = nicht angeschlossen**

<b>Fahrzeug \ Uhrzeit</b>	<b>15:03</b>	<b>15:07</b>	<b>15:25</b>
Leistung Fahrzeug 1 [kVA]	22,5	17,2	22,4
Leistung Fahrzeug 2 [kVA]	22,3	17,2	n. a.
Leistung Fahrzeug 3 [kVA]	22,3	17,3	22,3
Leistung Fahrzeug 4 [kVA]	n. a.	17,2	22,4

Auch das bevorzugte Laden entleerter Fahrzeuge (siehe Abschnitt 3.4.3.1.3) konnte nur mit den dynamisch regelbaren Ladepunkten validiert werden, da es mit einer Gleichverteilung unter allen bereits stärker geladenen Fahrzeugen umgesetzt wurde. Die konzeptgemäße Funktion wird in Tabelle 3-10 dargestellt. Die besonders entleerten Fahrzeuge 3 und 4 erhielten hier ihre volle Ladeleistung, während die Ladevorgänge der bereits stärker geladenen Fahrzeuge 1 und 2 gedrosselt wurden.

**Tabelle 3-10: Leistungsbezug der Fahrzeuge bei einem Test des bevorzugten Ladens entleerter Fahrzeuge (BLE); n. a. = nicht angeschlossen**

<b>Fahrzeug \ Uhrzeit</b>	<b>12:24</b>	<b>12:26</b>	<b>12:35</b>
Leistung Fahrzeug 1 [kVA]	22,2	12,3	n. a.
Leistung Fahrzeug 2 [kVA]	21,9	12,3	22,0
Leistung Fahrzeug 3 [kVA]	22,1	22,1	22,3
Leistung Fahrzeug 4 [kVA]	n. a.	22,2	22,2

Zur Validierung der eingabebasierten Ladekonzepte trugen die Fahrzeugnutzer ihre Mobilitätsbedarfe in die erstellte Smartphone-App ein, um diese an das System zu übertragen. Sofern nur der gewünschte Abfahrtszeitpunkt zur Verfügung stand, wählte das System die Kombination aus angegebener maximaler Ladezeit und bevorzugtem Laden entleerter Fahrzeuge (siehe Abschnitt 3.4.3.2.1) ansonsten die vollständige Nutzerinformation (Abschnitt 3.4.3.2.2).<sup>21</sup> Falls nur ein einzelner Datensatz unvollständig war, wurden für diesen Ersatzwerte gebildet.

Die ordnungsgemäße Funktion der Konzepte wurde ebenfalls durch mehrfaches Durchlaufen unterschiedlicher Ladezyklen sichergestellt. Tabelle 3-11 zeigt einen beispielhaften Ladezyklus für die Kombination aus angegebener maximaler Ladezeit und bevorzugtem Laden entleerter Fahrzeuge. Hierbei musste lediglich Fahrzeug 4 zeitnah geladen werden, sodass nur dieses zu bevorzugen war.

<sup>21</sup> Die Validierung der Kombination aus bevorzugtem Laden und FC – FS (Abschnitt 3.4.3.1.4) wird hier nicht gesondert aufgeführt, da diese sich lediglich in den berücksichtigten Maximalladezeiten von der anderen Kombination unterscheidet.

**Tabelle 3-11: Leistungsbezug der Fahrzeuge bei einem Test der Kombination aus angegebener maximaler Ladezeit und bevorzugtem Laden entleerter Fahrzeuge (KMB); n.a.= nicht angeschlossen**

<b>Fahrzeug</b> \ <b>Uhrzeit</b>	<b>10:16</b>	<b>10:21</b>	<b>10:47</b>
Leistung Fahrzeug 1 [kVA]	22,3	15,4	22,4
Leistung Fahrzeug 2 [kVA]	22,3	15,4	22,3
Leistung Fahrzeug 3 [kVA]	22,2	15,3	22,3
Leistung Fahrzeug 4 [kVA]	n. a.	22,4	n. a.

Das Ladekonzept „Vollständige Nutzerinformation“ wurde in zwei unterschiedlichen Ausführungen validiert – einmal mit und einmal ohne Unterstützung nur ein- und abschaltbarer Ladepunkte (LP 5-8 in Abbildung 3-20). In der Variante ohne Unterstützung wurden die Ladeleistungen individuell an die Bedürfnisse der Fahrzeugnutzer angepasst, sodass jedes angeschlossene Fahrzeug unterschiedliche Maximalleistungen zugewiesen bekam, die umso höher lagen, je geringer die Ladeflexibilität war. Eine beispielhafte Leistungsverteilung eines Testzyklus um 14:00 Uhr ist in Tabelle 3-12 dargestellt, die Flexibilitätsangabe bezieht sich bereits auf die eingestellte Ladeleistung.

**Tabelle 3-12: Leistungsbezug und Mobilitätsdaten der Fahrzeuge bei einem Test der Vollständigen Nutzerinformation (VN) (nur dynamisch regelbare Ladepunkte LP 1-4)**

<b>Daten</b> \ <b>Fahrzeug</b>	<b>Geplante Abfahrtszeit</b>	<b>Geplante Strecke [km]</b>	<b>Ladestand [%]</b>	<b>Akkukap. [kWh]</b>	<b>Leistung [kVA]</b>	<b>Flex [kWh]</b>
Fahrzeug 1	16:30	20	17	30	22,3	56,9
Fahrzeug 2	22:00	150	30	60	14,7	105,6
Fahrzeug 3	15:00	60	23	40	22,2	19,4
Fahrzeug 4	00:00	10	71	20	9,3	105,2

Die Tabelle zeigt, dass die beiden Fahrzeuge mit geringer Flexibilität weiterhin ihre maximale Ladeleistung bezogen, während die anderen beiden Fahrzeuge derart gedrosselt wurden, dass sie eine ähnliche Flexibilität besaßen.

Die Konzeptumsetzung mit Unterstützung lediglich ein- und abschaltbarer Ladepunkte (LP 5-8) unterbrach die Ladevorgänge an diesen Ladepunkten für mehrere Unterbrechungszyklen mit jeweils 30 min (je nach Flexibilität). Die zugrunde gelegte Flexibilität wurde im Abregelungsfall um die mögliche Ladung in einem Unterbrechungszyklus reduziert. Die ordnungsgemäße Funktion wird für einen beispielhaften Testzyklus in Tabelle 3-14 gezeigt, dabei liegen die Mobilitätsdaten aus Tabelle 3-13 zugrunde. Auch hier waren nur die Ladepunkte 1-6 besetzt und die Flexibilitätsangabe bezieht sich auf die eingestellte Ladeleistung.

**Tabelle 3-13: Mobilitätsdaten der Fahrzeuge bei einem Test der Vollständigen Nutzerinformation (VN) (auch diskret schaltbare Ladepunkte)**

<b>Daten Fahr- zeug</b>	<b>Geplante Abfahrtszeit</b>	<b>Geplante Strecke [km]</b>	<b>Ladestand [%]</b>	<b>Akkukap. [kWh]</b>
Fahrzeug 1	16:30	60	20	30
Fahrzeug 2	15:45	100	30	50
Fahrzeug 3	18:10	30	60	40
Fahrzeug 4	12:05	80	10	20
Fahrzeug 5	13:25	90	40	20
Fahrzeug 6	14:30	10	80	60

**Tabelle 3-14: Leistungsbezug der Fahrzeuge bei einem Test der Vollständigen Nutzerinformation (VN) (auch diskret schaltbare Ladepunkte) n. a. = nicht angeschlossen**

<b>Uhrzeit Fahr- zeug</b>	<b>11:10</b>		<b>11:17</b>		<b>11:47</b>		<b>12:05</b>	
	<b>Flex [kWh]</b>	<b>S [kVA]</b>	<b>Flex [kWh]</b>	<b>S [kVA]</b>	<b>Flex [kWh]</b>	<b>S [kVA]</b>	<b>Flex [kWh]</b>	<b>S [kVA]</b>
Fahrzeug 1	53,7	11,2	44,3	9,4	79,7	16,9	80,2	17
Fahrzeug 2	53,7	12,8	44,3	10,7	79,6	19,6	79,6	19,6
Fahrzeug 3	n. a.	n. a.	44,8	3,9	80,0	9,4	80,6	9,5
Fahrzeug 4	6,3	22,1	6,3	22,2	6,3	22,1	n. a.	n. a.
Fahrzeug 5	39,7	22,1	39,7	22,1	n. a.	n. a.	n. a.	n. a.
Fahrzeug 6	108,3	0	105,8	0	97,3	0	99,2	22,1

Es ist zu erkennen, dass den Fahrzeugen 4 und 5 durchgehend ihre maximale Ladeleistung zur Verfügung gestellt wurde, da ihre Flexibilität trotz der Drosselung der übrigen Ladevorgänge geringer war. Der Ladevorgang von Fahrzeug 6 wurde zunächst komplett unterbrochen, da sich dieses an einer nur ein- und ausschaltbaren Ladesäule befand und die Flexibilität auch unter Berücksichtigung der Unterbrechung am größten war. Die verbliebene Ladeleistung teilte sich anfänglich (11:10) unter den Fahrzeugen 1 und 2 auf, ab 11:17 auch auf Fahrzeug 3. Dabei wurde die Ladeleistung der dynamischen Ladestationen derart geregelt, dass sich eine möglichst gleich große Flexibilität einstellte. Erst nach Beendigung der Ladevorgänge der Fahrzeuge 5 (11:47) und 4 (12:05) startete der Ladevorgang von Fahrzeug 6, da die Flexibilität bei einer weiteren Drosselung geringer gewesen wäre als bei den verbliebenen Fahrzeugen 1-3.

Insgesamt konnte die ordnungsgemäße Funktion sämtlicher umgesetzter Ladekonzepte validiert werden. Dabei zeigte sich insbesondere die Bedeutung dynamisch regelbarer Ladestationen zur optimalen Ausnutzung der verfügbaren Netzkapazität.



### 3.6 Verfahrensgrenzen

Die entwickelte Lademanagementlösung ist in der Lage, sämtliche elektrofahrzeugbasierten Grenzwertverletzungen im Niederspannungsnetz zu beheben.<sup>22</sup> Die Durchführung etwaiger Regelungsmaßnahmen hängt dabei jedoch nur vom aktuellen Netzzustand ab. Netzzustandsprognosen, wie sie beispielsweise für eine Harmonisierung mit der Photovoltaik-Einspeisung sinnvoll wären (siehe Abschnitt 3.4.4.2), sind nicht implementiert. Somit ist es derzeit auch noch nicht möglich, andere auswirkungsfrei regelbare Aktorik (wie z.B. Wärmepumpen im jeweiligen Temperaturbereich) vorausschauend zu regeln, um später höhere Ladegleichzeitigkeiten zu ermöglichen. Darüber hinaus ist eine phasenselektive Leistungsregelung der Fahrzeugladungen momentan ebenso wenig durchführbar wie eine gezielte Blindleistungsregelung (dies wird von den Fahrzeugen und Ladestationen derzeit nicht unterstützt).

Grundsätzlich sind die Ladekonzepte geeignet, sowohl die Ladungen privater Fahrzeuge (an öffentlichen Ladestationen oder zu Hause) als auch die Ladevorgänge von gewerblichen Fahrzeugflotten bzw. Ladungen am Arbeitsplatz regeln zu können. Allerdings besteht noch keine Möglichkeit, die Ladeleistung der Fahrzeuge mit den Leistungen anderer (Industrie-)Prozesse zu koppeln und somit beispielsweise ein gezieltes Spitzenlastmanagement zu betreiben. Auch kann das System noch nicht in ein bestehendes industrielles Energiemanagementsystem integriert werden, da die Kommunikationsmöglichkeiten hierfür noch nicht ausreichen und externe (netzunabhängige) Regelungsvorgaben derzeit noch nicht umgesetzt werden können (vgl. auch Kapitel 4).

Obwohl die Ladekonzepte prinzipiell ladesystemunabhängig und sowohl für konduktive als auch für induktive Ladevorgänge geeignet sind, können induktive Ladesysteme auf Grund der fehlenden Kommunikationsverbindung noch nicht ohne weiteres in das System eingebunden werden. Bei standardisierter drahtloser Kommunikation zwischen Ladesäule und Fahrzeug, sollte dies aber analog möglich sein.

Sofern eine der in Abschnitt 3.5.6 erwähnten dauerhaft anstehenden (und einen Neustart erfordernden) Kommunikationsstörungen zwischen dem Automatisierungssystem und der Netzleitstelle besteht, muss dieses Problem derzeit manuell vor Ort gelöst werden, was einen großen Aufwand für den Netzbetreiber darstellt. Hier bedarf es der erwähnten automatischen Reinitialisierung.

---

<sup>22</sup> Fahrzeugunabhängige Grenzwertverletzungen können nicht behoben werden, es wird jedoch eine weitere „Verschlechterung“ des Netzzustandes vermieden. Auswirkungen durch starke dezentrale Einspeisungen können in gewissen Grenzen abgemildert werden (siehe Abschnitt 3.4.4.2)

### 3.7 Vergütungsmodell

Wie in Abschnitt 3.3.3 erwähnt, werden Fahrzeugnutzer die Ladeflexibilität ihrer Fahrzeuge in der Regel nicht ohne eine entsprechende Vergütung zur Verfügung stellen, da sie sich im Bedarfsfall möglicherweise hinsichtlich ihrer spontanen (ungeplanten) Mobilität einschränken müssten und eine etwaige Dateneingabe bezüglich ihrer Mobilitätsabsichten einen Mehraufwand bedeutet. Eine gut umsetzbare Vergütungsmöglichkeit ist ein finanzieller Teilnahmebonus, der unabhängig von sonstigen Stromlieferverträgen vom Netzbetreiber gewährt wird (da dieser durch vermiedene Netzausbaukosten alleinig profitiert). Die regulatorisch geforderte strikte Trennung von Netzbetreiber und Stromhändler bleibt dadurch gewahrt. Außerdem ist die erforderliche Gesetzesgrundlage mit § 14a EnWG bereits geschaffen, die eine Reduzierung der Netzentgelte für netzdienlich steuerbare Verbraucher in der Niederspannungsebene vorsieht.

Sofern ein Ladekonzept gewählt wird, welches die individuellen Mobilitätsbedürfnisse der Fahrzeugnutzer berücksichtigt, sollte sich die Vergütung nach der angebotenen Flexibilitätsmenge richten, da ein pauschaler Teilnehmerbonus keine Anreize für eine wahrheitsgemäße Angabe der tatsächlichen Mobilitätsbedürfnisse liefert. Je mehr zeitliche Flexibilität ein Fahrzeugnutzer anbietet, desto größer ist der Bonus. Die Bestimmung der Bonuszahlung kann beispielsweise folgendermaßen erfolgen:

$$B_{EV_x} = T_{flex, EV_x} \cdot E_{flex, EV_x} \cdot b \quad (3-19)$$

Die Bonuszahlung  $B_{EV_x}$  in EUR ist hierbei abhängig von

- dem zeitlichen Flexibilitätsfaktor  $T_{flex, EV_x}$ , der sich aus Standzeit  $T_{Stand, EV_x}$  und minimaler Ladezeit  $T_{Lade, EV_x}$  zusammensetzt:

$$T_{flex} = T_{Stand, EV_x} - T_{Lade, EV_x} \quad (3-20)$$

$$T_{Stand, EV_x} = T_{EV_x} - T_{Ank, EV_x} \quad (3-21)$$

- mit geplanter Abfahrtszeit  $T_{EV_x}$  und Ankunftszeit  $T_{Ank, EV_x}$

$$T_{Lade, EV_x} = \frac{s_{EV_x} \cdot E_{EV_x} - SOC_{EV_x} \cdot C_{EV_x}}{P_{max, EV_x}} \quad (3-22)$$

- mit dem Energiebedarf für die nächste Strecke (Weglänge  $s_{EV_x}$  in km multipliziert mit dem Energiebedarf  $E_{EV_x}$  je km in kWh)
- dem Anfangsladestand der Batterie (Ladestand in Prozent  $SOC_{EV_x}$  multipliziert mit der Batteriekapazität  $C_{EV_x}$  in kWh)
- und der maximalen Ladeleistung  $P_{max, EV_x}$  in kW

- der flexiblen Energiemenge des Ladevorgangs  $E_{L,EV_x}$  in kWh, die entweder der geladenen Energiemenge ( $T_{Stand} \cdot P_{EV_x}$ ) oder bei Erreichen dieser maximal der noch freien Kapazität der Fahrzeugbatterie ( $(1 - SOC_{EV_x}) \cdot C_{EV_x}$ ) entspricht:

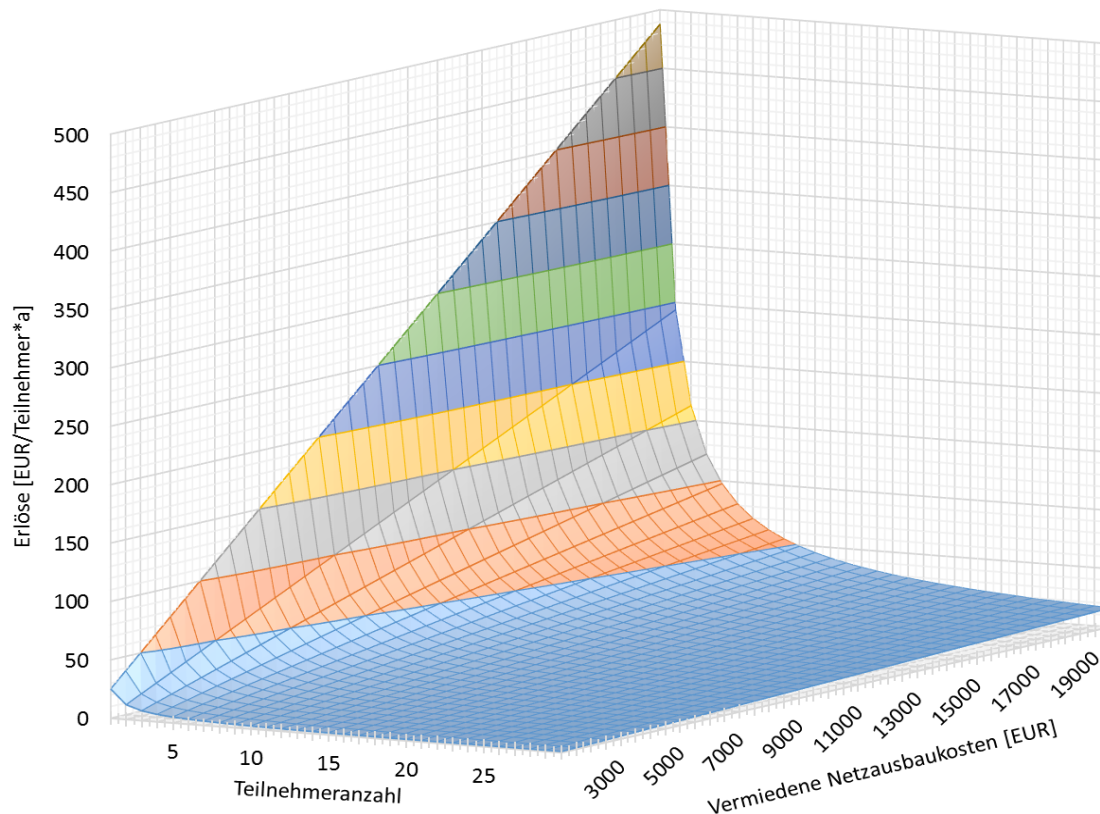
$$E_{flex,EV_x} = \begin{cases} T_{Stand} \cdot P_{EV_x} & \text{für } T_{Stand} \cdot P_{EV_x} \leq (1 - SOC_{EV_x}) \cdot C_{EV_x} \\ (1 - SOC_{EV_x}) \cdot C_{EV_x} & \text{für } T_{Stand} \cdot P_{EV_x} > (1 - SOC_{EV_x}) \cdot C_{EV_x} \end{cases} \quad (3-23)$$

- und dem Vergütungsfaktor  $b$  je Flexibilitätseinheit in  $\frac{\text{EUR}}{\text{kW} \cdot \text{h}^2}$

Über die Höhe des Vergütungsfaktors  $b$  lassen sich die Höhe des Teilnahmeanreizes und somit auch die entstehenden Kosten für den Netzbetreiber steuern. Um keinen Fehlanreiz für eine nicht benötigte mehrtägige Flexibilitätsbereitstellung zu generieren, bietet es sich an, den zeitlichen Flexibilitätsfaktor auf einen Maximalwert  $T_{flex,max}$  zu deckeln (z. B. 24 Stunden):

$$T_{flex,EV_x} = \begin{cases} T_{Stand,EV_x} - T_{Lade,EV_x} & \text{für } T_{Stand,EV_x} - T_{Lade,EV_x} \leq T_{flex,max} \\ T_{flex,max} & \text{für } T_{Stand,EV_x} - T_{Lade,EV_x} > T_{flex,max} \end{cases} \quad (3-24)$$

Trotz zielführender Bonusverteilung könnte die Problematik dieses Modells darin liegen, dass die Gesamtvergütung aus ökonomischer Sicht des Netzbetreibers nur relativ gering ausfallen kann. Unter Berücksichtigung der Ausführungen aus Abschnitt 3.2.3 stehen dem Netzbetreiber bei hoher Elektrofahrzeugdurchdringung häufig nur etwa 5.000 EUR - 10.000 EUR an eingesparten Netzausbaukosten eines gesamten Infrastrukturlebenszyklus je Niederspannungsnetz zur Verfügung, was für eine langjährige Teilnehmergeinnung nicht ausreichen könnte. Besonders bei höheren Teilnehmeranzahlen reicht dies vermutlich häufig nicht für eine hohe Teilnahmemotivation aus. Abbildung 3-28 zeigt den Zusammenhang zwischen vermiedenen Netzausbaukosten, der Anzahl an Teilnehmern und den Erlösen jedes Teilnehmers pro Jahr. Es ist zu erkennen, dass bereits bei mehr als fünf Teilnehmern selbst bei höheren vermiedenen Netzausbaukosten weniger als 100 Euro je Fahrzeug und Jahr als Teilnahmeanreiz ausgeschüttet werden können. Allerdings besteht die Möglichkeit, die Bonuszahlungen durch Generierung eines weiteren finanziellen Nutzens der Ladeflexibilität (siehe Kapitel 4) deutlich zu erhöhen und dadurch einen ausreichenden Teilnahmeanreiz zu schaffen.



**Abbildung 3-28: Maximale finanzielle Teilnahmeanreize unter Berücksichtigung verschiedener vermiedener Netzausbaukosten und Teilnehmeranzahlen**

Sofern auf eine zusätzliche Flexibilitätsnutzung bei gleichzeitiger Wahrung der ökonomischen Vorteilhaftigkeit der Automatisierungslösung verzichtet werden soll, reicht ein reines Bonusmodell nicht aus. Die Preisunterschiede zwischen einer Ladung mit geringer Flexibilität und einer sehr flexiblen Ladung können auf diese Weise kaum ausreichend differenziert werden. Motivierende Preisunterschiede könnten nur generiert werden, wenn die Vergünstigung flexibler Ladungen durch teurere unflexible Ladungen gegenfinanziert würde. Dies erfordert aber erstens flexible Netznutzungsentgelte, zweitens müsste die Abrechnung des „Fahrstroms“ unabhängig vom Haushaltsstrom erfolgen, damit das Fahrzeug nicht anderweitig geladen wird und drittens müssten die eher unflexiblen Fahrzeugnutzer prinzipiell zur Teilnahme gezwungen werden, was der Akzeptanz der Elektromobilität schaden könnte. In der Praxis dürfte dieses Modell daher nur schwer umsetzbar sein, sodass zusätzliche Flexibilitätseinsätze ein integraler Bestandteil des Automatisierungssystems sein sollten.

## **4 Ladeflexibilitätsnutzung im Gesamtsystem**

In Abschnitt 2.5.3.3 wurde dargestellt, dass die Ladeflexibilität elektrisch getriebener Fahrzeuge nur geringe Zeiträume des Jahres zur Wahrung der ordnungsgemäßen Betriebszustände im Niederspannungsnetz benötigt wird. Da die Flexibilität jedoch ganzjährig zur Verfügung steht, liegt es nahe, diese in den übrigen Zeiträumen für andere Zwecke einzusetzen und dadurch dem Gesamtsystem zu dienen und die Wirtschaftlichkeit der Flexibilitätsbereitstellung zu erhöhen.

In diesem Kapitel werden die zusätzlichen Einsatzmöglichkeiten der Ladeflexibilität vorgestellt und ökonomisch bewertet. Dabei wird zunächst kurz auf den Flexibilitätsbedarf der unterschiedlichen Netzebenen und auf die bestehenden Vermarktungsoptionen eingegangen. Auf dieser Basis wird dann das derzeitige Erlöspotential der Ladeflexibilität je Option simulatorisch bestimmt. Daran anschließend werden die zukünftige Marktentwicklung sowie deren Auswirkung auf die Ladeflexibilitätsvermarktung untersucht und die Einflüsse auf das zukünftige Erlöspotential ermittelt. Zum Abschluss wird auf den bestehenden Handlungsbedarf zur optimalen Ausnutzung der Ladeflexibilität eingegangen.

### **4.1 Flexibilitätsbedarfe der unterschiedlichen Netzebenen**

Die verschiedenen Netzebenen der elektrischen Energieversorgung besitzen einen grundsätzlich unterschiedlichen Flexibilitätsbedarf. Während die unteren Spannungsebenen (Verteilungsnetze) Flexibilitäten zur lokalen Spannungshaltung und zur Einhaltung der Betriebsmittelauslastung benötigen, um einen andernfalls erforderlichen Netzausbau zu vermeiden, dient die Leistungsflexibilität in der Übertragungsnetzebene vornehmlich der Harmonisierung von Last und Einspeisung (Frequenzhaltung) des gesamten Verbundnetzes und ist somit permanent erforderlich. Zwar wird die Einhaltung der Betriebsmittelauslastung auch in höheren Spannungsebenen zunehmend relevant (insbesondere Redispatch-Maßnahmen in windreichen Gebieten), doch ist der Leistungsumfang im Vergleich zur Frequenzregelung noch relativ gering [128].

Der Flexibilitätsbedarf in der Verteilungsnetzebene beschränkt sich nicht ausschließlich auf die in Abschnitt 2.5 betrachtete Niederspannungsebene, sondern besteht ebenso für die überlagerten Mittelspannungsnetze. Analog zur Situation in der Niederspannungsebene kommen auch viele Mittelspannungsnetze an die Grenzen ihrer Belastbarkeit und müssten ohne Flexibilitätsnutzung konventionell ausgebaut werden [14]. Allerdings werden die Flexibilitäten auch in dieser Spannungsebene nur über sehr wenige Zeiträume des Jahres benötigt; die meiste Zeit können sie somit der Übertragungsnetzebene zur Verfügung stehen.

Da es nahezu unerheblich ist, ob die zur Behebung einer etwaigen Grenzwertverletzung genutzte Flexibilität aus der betroffenen Ebene selbst oder einer unterlagerten Spannungsebene bereitgestellt wird, kann die Ladeflexibilität zu allen Zwecken gleichermaßen eingesetzt werden. Dabei stehen wegen des hierarchischen Aufbaus der Netze umso mehr Fahrzeuge zur Verfügung, je höher die Spannungsebene ist. Allerdings kann dieselbe Ladeflexibilität nicht gleichzeitig für Regelungszwecke in der Übertragungs- und Verteilungsebene eingesetzt werden, da Spannungs- und Frequenzhaltung grundsätzlich unabhängig voneinander sind und somit gegenläufige Leistungsregelungen benötigen können. Die Flexibilität muss somit im Voraus mittels geeigneter Marktmechanismen auf die einzelnen Aufgabengebiete aufgeteilt werden.

## 4.2 Vermarktungsoptionen

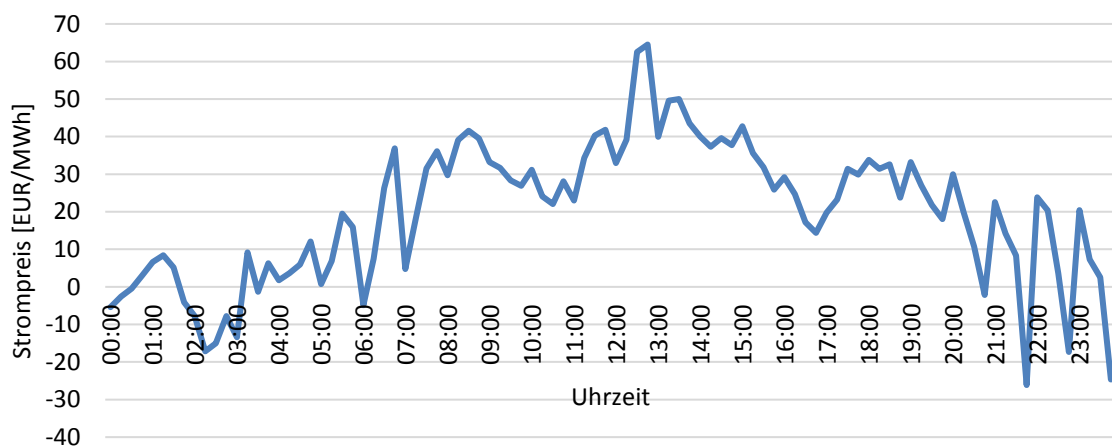
Im Folgenden werden die Vermarktungsoptionen vorgestellt, die heutzutage zur Nutzung der Ladeflexibilität geeignet sind. Sämtliche derzeit verfügbare Vermarktungsoptionen zielen dabei lediglich auf einen Ausgleich von Einspeisung und Verbrauch und nicht auf eine lokale Netzdienlichkeit ab.

### 4.2.1 Strombörse

Die Strombörse dient dem organisierten Handel elektrischer Energie, welche in zukünftigen Zeiträumen physikalisch geliefert werden soll; an ihr werden unterschiedlich große Zeitscheiben dieser in verschiedenen Standardprodukten gehandelt. Auch wenn ein Großteil der elektrischen Energie direkt vom Erzeuger an den Stromhändler vertrieben wird (OTC-Handel), bildet die Strombörse (auch für diese Geschäfte) einen wichtigen Preisindikator. Man unterscheidet dabei zwischen langfristigen (Terminmarkt) und kurzfristigen (Spotmarkt) Geschäften, wobei kleinere Zeitscheiben nur kurzfristig gehandelt werden können [129]. Da Flexibilitäten stets für einen kurzfristigen Einsatzzweck bestimmt sind, wird an dieser Stelle lediglich der Spotmarkt betrachtet.

Der Spotmarkt kann grundsätzlich in zwei Untermärkte aufgeteilt werden, den Day-Ahead-Markt und den kontinuierlichen Intraday-Markt. Der Day-Ahead-Markt endet am Vortag der physikalischen Lieferung und bietet die Möglichkeit, einzelne Stunden elektrischer Energie so zu handeln, dass das resultierende Portfolio bestmöglich mit der Verbrauchs- und Einspeiseprognose übereinstimmt. Die Ladeflexibilität der Elektrofahrzeuge könnte an diesem Marktplatz dafür genutzt werden, die Strombezugskosten der Fahrzeugladungen durch Verschiebung in günstigere Stunden zu minimieren und die Übergangsgeschäfte vom Termin- zum Kurzfristhandel (Aufspaltung der Zeitscheiben) zu optimieren.

Am kontinuierlichen Intraday-Markt können Viertelstundenscheiben elektrischer Energie bis 30 Minuten vor physikalischer Lieferung gehandelt werden. Im Gegensatz zu üblichen Börsengeschäften findet hier allerdings keine Auktion mit vereinheitlichten Preisen statt, sondern ein Geschäft entsteht, sobald Angebot und Nachfrage übereinstimmen. Dadurch können sich die Preise kontinuierlich ändern. Die Ladeflexibilitäten können an diesem Marktplatz zur weiteren Optimierung der Strombezugskosten, zur Anpassung an mögliche Prognoseabweichungen oder sogar zur Abfederung risikobehafteter Eigenhandelsgeschäfte genutzt werden (zeitlich verschobener Kauf und Verkauf). Abbildung 4-1 zeigt beispielhaft den schwankenden Preisverlauf der Durchschnittsstrompreise des kontinuierlichen Intraday-Marktes am 09.02.2016.



**Abbildung 4-1: Verlauf der Durchschnittsstrompreise des kontinuierlichen Intraday-Marktes am 09.02.2016**

#### 4.2.2 Regelleistungsmarkt

Von den vier Systemdienstleistungen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung besitzt derzeit lediglich die Frequenzhaltung eine monetäre Relevanz [130]. Die für diesen Zweck benötigte Flexibilität wird über den sogenannten Regelleistungsmarkt beschafft, der sich in die Produkte Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung aufteilt, welche jeweils unterschiedliche Anforderungen haben.<sup>23</sup> Die einzelnen Anforderungen sind nach [131] folgendermaßen definiert:

<sup>23</sup> Auf sofort und schnell abschaltbare Lasten (SOL und SNL) wird auf Grund des geringeren Erlöspotentials an dieser Stelle nicht eingegangen. SOL und SNL wurden zusammen von Februar 2014 bis März 2017 nur an 21 Tagen abgerufen und bieten somit trotz eines Arbeitspreises von durchschnittlich 400 EUR/MWh kein vergleichbares Erlöspotential.

**Primärregelleistung**

- Eigene Frequenzmessung mit einer Genauigkeit von  $\Delta f \leq 10$  mHz
- Eigene Leistungsregelung in Abhängigkeit der Frequenz (proportional)
- Aktivierung von mindestens 50 % der angebotenen Leistung in  $\Delta t \leq 15$  s und von 100 % in  $\Delta t \leq 30$  s
- Mindesterbringungszeit:  $T_{min} = 15$  Minuten
- Teilnahme des gesamten Verbundnetzes

**Sekundärregelleistung**

- Abruf durch automatisiertes Signal des regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers
- Beginn der Leistungserbringung in  $\Delta t \leq 30$  s, vollständige Leistungserbringung in  $\Delta t \leq 5$  min
- Beschränkt auf betroffene Regelzone

**Minutenreserveleistung**

- Abruf durch manuelles oder automatisiertes Signal des regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers
- Leistungserbringung nach etwa  $\Delta t = 15$  Minuten (nicht verbindlich spezifiziert); in Deutschland: Vollständige Aktivierung nach  $\Delta t = 15$  Minuten
- Regelzonenübergreifende Leistungserbringung möglich

Da die Primärregelleistungserbringung die Installation zusätzlicher Hardware zur Frequenzmessung erfordert<sup>24</sup> und die Leistungserbringung innerhalb der maximal tolerierten Verzögerungszeiten mit derzeitigen Verteilungsnetzautomatisierungssystemen nicht garantiert werden kann, wird diese Vermarktungsoption nicht weiter betrachtet. Die Voraussetzungen für die Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung können dagegen ohne weiteren Hardwareeinsatz erfüllt werden.

Neben den aufgeführten technischen Anforderungen, die für das gesamte kontinentaleuropäische Verbundnetz gelten, existieren für die Regelleistungsprodukte auch unterschiedliche, durch den jeweiligen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber festgelegte, marktspezifische Anforderungen. In Deutschland gelten dabei folgende Bestimmungen für die beiden betrachteten Regelleistungsprodukte:

---

<sup>24</sup> Zusatzaufwand mindestens 1000 EUR je Ladesäule [145] und eigenständige Regelungsalgorithmen der Ladeinfrastruktur nötig



**Sekundärregelleistung** (nach [132])

- Ausschreibung erfolgt wöchentlich für einen Erbringungszeitraum von Montag 00 Uhr bis Sonntag 24 Uhr
- Die Leistungsvorhaltung (und -erbringung) teilt sich in zwei Zeitscheiben auf: Hauptzeit (Werktags 08 Uhr – 20 Uhr) und Nebenzeit (Werktags 20 Uhr – 08 Uhr des Folgetages; an Samstagen sowie Sonn- und Feiertagen ganztägig)

**Minutenreserveleistung** (nach [133])

- Ausschreibung erfolgt täglich
- Die Leistungsvorhaltung (und -erbringung) teilt sich in sechs Zeitscheiben zu je vier Stunden auf (00 Uhr – 04 Uhr; 04 Uhr– 08 Uhr; 08 Uhr – 12 Uhr usw.)

**Für beide Produkte gilt:**

- Positive und negative Leistung wird separat ausgeschrieben
- Zuschlagserteilung erfolgt auf Basis des Leistungspreises, der Abruf auf Basis des Arbeitspreises (jeweils beginnend beim niedrigsten)
- Mindestangebotsgröße beträgt  $P_{min} = 5$  MW (positiv sowie negativ, darüber hinaus in 1 MW-Schritten inkrementierbar, poolbar)

Die Ladeflexibilität der Elektrofahrzeuge kann auf Grund der Anforderungen hinsichtlich der Mindestangebotsgröße von  $P_{min} = 5$  MW und der dauerhaften Leistungsvorhaltung (innerhalb der jeweiligen Zeitscheiben) nur durch eine Poolbildung vieler Fahrzeuge genutzt werden. Da die Ladeflexibilität in einem solchen Pool dauerhaft zur Verfügung steht, ist der Ausschreibungszeitraum nicht von besonderer Relevanz (vgl. [134]). Somit ist das einzige relevante Unterscheidungsmerkmal zwischen den beiden Regelleistungsprodukten die Größe der Zeitscheiben, wobei die kleineren Zeitscheiben der Minutenreserveleistung prinzipiell eine bessere Anpassung an die zu erwartende Anzahl der verfügbaren (sich im Ladevorgang befindlichen) Fahrzeuge des Pools bieten. Auf Grund der deutlich höheren Preislage der Sekundärregelleistung (vgl. [135]) wird dieser Nachteil jedoch deutlich überkompensiert, sodass im Folgenden lediglich die Sekundärregelleistung betrachtet wird.

### 4.2.3 Bilanzkreisoptimierung

Unter Bilanzkreisoptimierung wird an dieser Stelle die kurzfristige Korrektur der Einspeise- und Entnahmeleistung eines Bilanzkreises zur Vermeidung von Ausgleichsenergiebezügen im Falle von Prognoseabweichungen verstanden. Sofern ein Bilanzkreisverantwortlicher eine drohende Prognoseabweichung erkennt, dieser jedoch nicht mehr durch marktübliche Handelsgeschäfte (z.B. am Intraday-Markt) entgegenwirken kann, besteht die Möglichkeit, der Abweichung durch gezielte Regelung der Ladeleistung von Elektrofahrzeugen entgegenzuwirken. Prinzipiell handelt es sich damit um eine Art paralleler Regelleistungsbereitstellung; da diese allerdings keine systemkritische Relevanz besitzt – notfalls steht die tatsächliche Regelleistung noch zur Verfügung – besitzt sie deutlich geringere Verfügbarkeitsanforderungen und kann somit wesentlich günstiger angeboten werden.

Auch wenn die Bilanzkreisoptimierung über keinen eigenen Marktplatz verfügt, kann sie theoretisch bereits heutzutage eingesetzt werden, sofern einem Bilanzkreisverantwortlichen Momentanwerte der aktuellen Erzeugungs- und Verbrauchssituation in seinem Bilanzkreis vorliegen (regulatorische Entflechtung muss berücksichtigt werden, wird an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt). Sie wird daher im Folgenden mit betrachtet.

## 4.3 Marktgerichteter Ladeflexibilitätseinsatz im aktuellen Umfeld

In diesem Abschnitt wird dargestellt, wie sich die Ladeflexibilität der Elektrofahrzeuge im Rahmen der derzeit zur Verfügung stehenden Vermarktungsoptionen ökonomisch optimiert einsetzen lässt und welches Erlöspotential besteht. Hierbei werden die einzelnen Vermarktungsoptionen zunächst separat betrachtet. Die Flexibilität wird weiterhin lediglich durch Anpassung der Ladeleistung bei unidirektionalen Ladevorgängen erzeugt. Bidirektionales Laden wird auf Grund des erhöhten Batterieverschleißes und der derzeit nicht angepassten regulatorischen Grundlagen (Netzentgelte, Steuern, EEG-Umlage etc.) nicht betrachtet.

Im Folgenden wird eingangs der für eine ökonomische Nutzung erforderliche Aggregationsumfang bestimmt, da einzelne Elektrofahrzeuge keine zur Marktteilnahme ausreichenden Leistungen bzw. Energiemengen beziehen. Anschließend wird die Energiebezugsflexibilität des aggregierten Fahrzeugpools ermittelt auf dessen Basis abschließend die derzeitigen Erlösmöglichkeiten der einzelnen Vermarktungsoptionen bestimmt werden.

### 4.3.1 Aggregationsumfang

Wie vorstehend erwähnt erfordert die Vermarktung der Ladeflexibilität eine Poolbildung vieler Elektrofahrzeuge. Auf diese Weise wird einerseits die benötigte Mindesthandelsmenge erreicht und andererseits die erforderliche Erbringungskontinuität gewährleistet. Je mehr Fahrzeuge der Pool umfasst, desto größer wird die handelbare Energiemenge bzw. desto länger kann eine bestimmte Leistung erbracht oder reduziert werden. Allerdings verteilen sich die Erlöse bei größeren Fahrzeuganzahlen auch auf mehr Teilnehmer, sodass dieser nicht überdimensioniert sein sollte. Um alle Vermarktungsoptionen bedienen zu können, muss der Fahrzeugpool in der Lage sein, sämtliche technischen Anforderungen der einzelnen Optionen erfüllen zu können. Da der Regelleistungsmarkt die restriktivsten Anforderungen stellt, wird der Fahrzeugpool an diesem ausgerichtet.

Zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt muss eine flexible Leistung von mindestens  $P_{min} = 5$  MW für den gesamten Ausschreibungszeitraum (je Zeitscheibe) dauerhaft vorgehalten werden. Dabei muss der Pool ausreichend groß sein, um die angebotene Flexibilität auch im Abrufungsfall sicher bereitstellen zu können. Obwohl die Sekundärregelleistung in der Regel nach kurzer Zeit durch die Minutenreserveleistung abgelöst wird, kann der Flexibilitätsabruf im Falle mehrerer Störungen auch deutlich länger anstehen. Nachstehende Abbildung zeigt die Häufigkeitsverteilung der Dauer der zusammenhängenden Sekundärregelleistungsabrufe des Jahres 2014. Es wurde angenommen, dass in beiden Zeitscheiben Regelleistung angeboten wird.

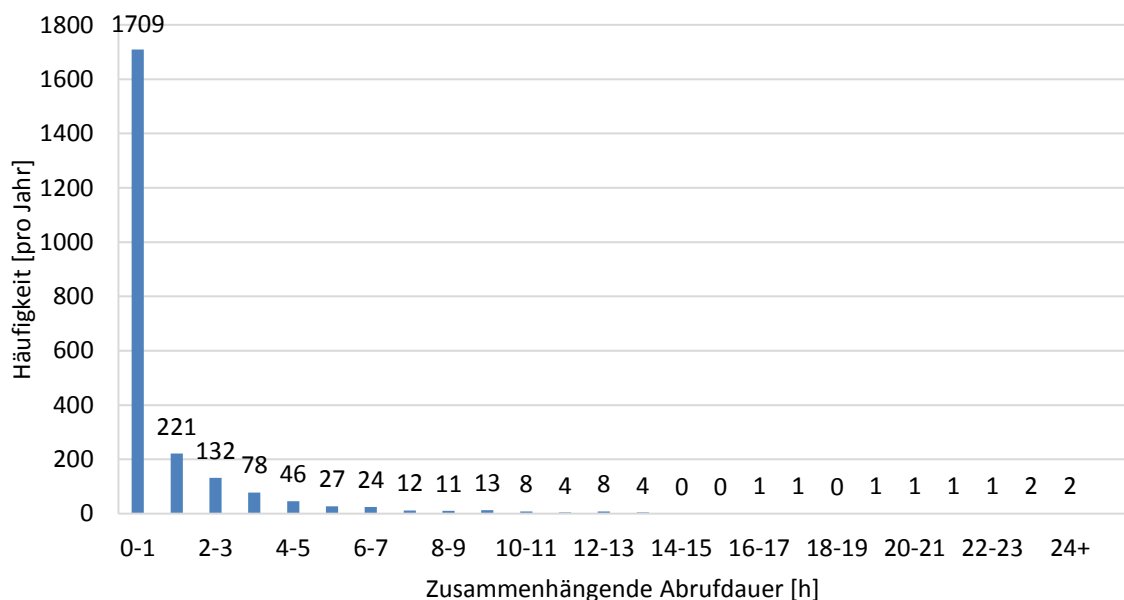
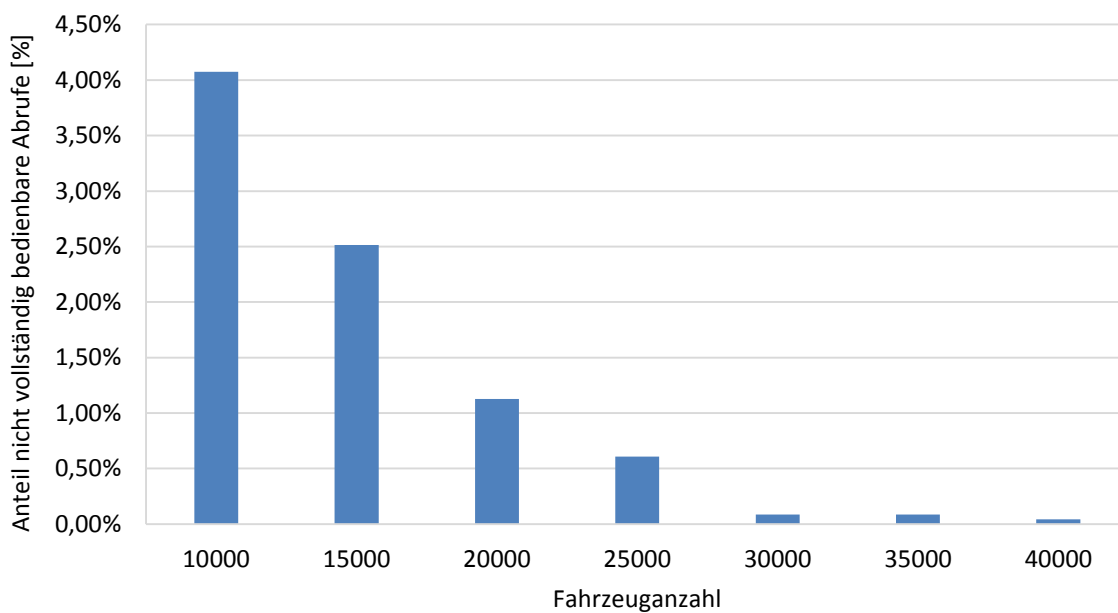


Abbildung 4-2: Häufigkeitsverteilung der Dauer der zusammenhängenden Sekundärregelleistungsabrufe des Jahres 2014, Abrufdaten nach [135]

Es ist zu erkennen, dass der Großteil der Regelleistungsabrufe weniger als eine Stunde dauert, in Ausnahmefällen jedoch auch deutlich längere Abrufungszeiten möglich sind. Soll der Regelleistungsabruf allein durch Elektrofahrzeugladungen abgedeckt werden, werden umso mehr Fahrzeuge benötigt, je länger die Abrufdauer ist. Hierbei ist es allerdings ökonomisch sehr ineffizient, die Flexibilität der Elektrofahrzeuge für die wenigen langen Abrufungsdauern vorzuhalten und ansonsten ungenutzt zu lassen. Stattdessen sollte der Flexibilitätspool neben den Elektrofahrzeugen auch weitere flexible Erzeuger und Verbraucher enthalten, die im Bedarfsfall die zusätzliche Flexibilität bereitstellen können und so zu einem vielschichtigen virtuellem Kraftwerk ausgebaut werden. Da der Flexibilitätsseinsatz der Elektrofahrzeuge allerdings nahezu auswirkunglos zur Verfügung steht, ist es sinnvoll, diese stets priorisiert zu nutzen und die auswirkungsbehafteten Flexibilitäten lediglich in Ausnahmefällen einzusetzen.

Wie viele Fahrzeuge der Gesamtpool besitzen sollte, hängt davon ab, wie oft die übrigen Flexibilitäten eingesetzt werden. Nachstehende Abbildung zeigt zur Verdeutlichung den Anteil der nicht vollständig durch Elektrofahrzeuge erbringbaren Regelleistung in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl des Pools bei einer Regelleistungserbringung von  $P = 5$  MW. Die Flexibilität der Fahrzeugladungen wurde dabei auf Basis der Mobilitätssimulation aus Abschnitt 2.5 ermittelt (identische Simulationsparameter). Die Abrufhäufigkeiten entsprechen denen aus Abbildung 4-2.



**Abbildung 4-3: Anteil nicht vollständig durch Elektrofahrzeuge bedienbarer Regelleistungsabrufe in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl**

Es ist zu erkennen, dass bereits ab einer Fahrzeuganzahl von 10.000 lediglich 4 % aller Regelleistungsabrufe nicht vollständig durch Elektrofahrzeuge erbracht werden können und weitere Anzahlerhöhungen diesen Anteil immer geringfügiger senken. Im Folgenden wird eine Fahrzeuganzahl von 15.000 für alle Vermarktungsoptionen angenommen, sodass bei Regelleistungserbringung von  $P = 5$  MW lediglich 2,5 % aller Abrufe nicht vollständig durch Elektrofahrzeuge abgedeckt werden können. Sollte eine Vermarktungsoption dabei den Einsatz einer anderen Flexibilität erfordern, so wird dieser Fehlbetrag mit doppelten Kosten berücksichtigt, um die höheren Kosten der sonstigen Flexibilitätserbringung darzustellen.

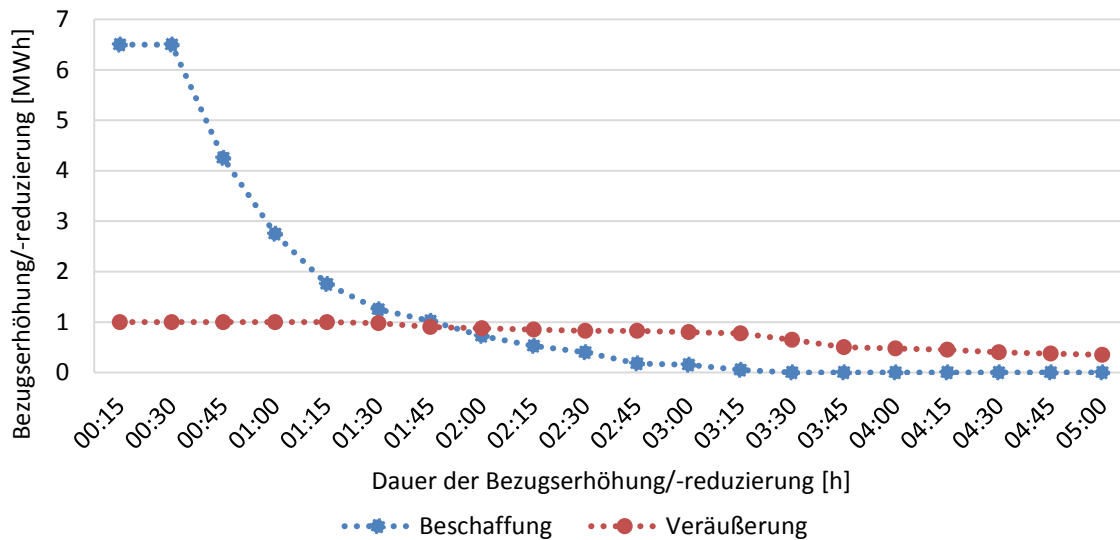
Anzumerken ist an dieser Stelle, dass die Poolbildung zwar keine zusätzliche Hardware erfordert, jedoch eine zuverlässige Kommunikationsverbindung zwischen den einzelnen Automatisierungssystemen und einem koordinierendem Aggregator benötigt wird. Dabei muss sichergestellt sein, dass der Aggregator keinen Zugriff auf die übrigen Funktionen des Systems erhält.

### **4.3.2 Energiebezugsflexibilität**

Im Gegensatz zum Regelleistungsmarkt werden an der Strombörse keine kontinuierlich zu erbringenden Leistungen, sondern Energiemengen gehandelt. Sofern die gehandelte Energie dabei eine physikalische Lieferung nach sich zieht, muss der Fahrzeugpool diese jedoch ebenso gesichert aufnehmen bzw. abgeben können wie bei einer Regelleistungserbringung, sodass auch hier die kontinuierliche Leistung des Pools entscheidend ist. Dennoch gibt es einige Unterschiede zur Regelleistungserbringung.

Die von den Fahrzeugen benötigte Energiemenge muss grundsätzlich im Voraus beschafft werden. Hierbei kann diese entweder langfristig am Terminmarkt erworben und an den Kurzfristmärkten lediglich verschoben werden oder der Einkauf erfolgt an den beschriebenen Kurzfristmärkten. Welche Strategie bevorzugt wird, hängt letztendlich von der Risikoaffinität des Händlers ab. Ein risikoaverser Händler beschafft die Energiemenge zunächst derart, dass weitere Handelsgeschäfte zur späteren physikalischen Erbringung nicht erforderlich sind und nur – im Falle einer gesicherten finanziellen Verbesserung – optional vorgenommen werden können. Er orientiert sich somit zunächst am ungesteuerten Ladeverhalten des Fahrzeugpools und besitzt ein langfristig gedecktes Portfolio. Dadurch kann er seine Kosten nach oben hin abschätzen. Ein risikoaffiner Händler spekuliert darauf, dass er die Ladeflexibilität dazu einsetzen kann, möglichst günstige Einkaufspreise zu erzielen und beschafft die Energiemenge daher eher kurzfristig. Sein Portfolio ist in der Regel unterdeckt, sodass er seine Kosten nicht genau abschätzen kann.

Die Risikoaffinität bestimmt damit auch die für den Handel an den Kurzfristmärkten zur Verfügung stehende flexible Energiemenge. Während der vollständig risikoaverse Händler bereits die gesamte aufnehmbare Energie des Fahrzeugpools beschafft hat und zunächst einen Teil verkaufen muss, bevor er ein weiteres Geschäft tätigen kann, beschafft der risikoaffine Händler nur die zwingend für die nächsten Fahrten benötigte Energiemenge und drosselt die Ladeleistung aller anderen Fahrzeuge. Auf diese Weise kann er in besonders günstigen Zeiträumen die gesamte Ladeleistung aller angeschlossenen Fahrzeuge des Pools einsetzen, da diese noch nicht vollgeladen sind. Dies hat insbesondere am kontinuierlichen Intraday-Markt große Auswirkungen auf die verfügbare Flexibilität, wie nachstehende Abbildung verdeutlicht.

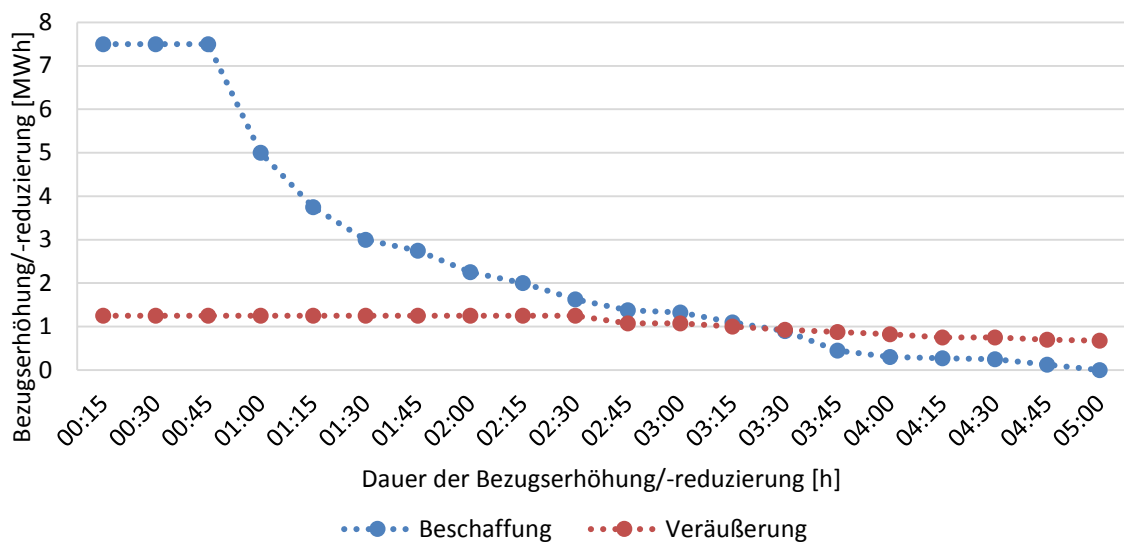


**Abbildung 4-4: Vergleich der maximal beschaffbaren bzw. veräußerbaren zusammenhängenden Energiemenge bei unterschiedlichen Handelsstrategien (morgens/mittags zwischen 04 Uhr und 16 Uhr); Pool von 15.000 Fahrzeugen**

Die Abbildung zeigt, welche Energiemenge sich je zusammenhängender Viertelstunde veräußern (bei vollständiger Risikoaversion) bzw. zusätzlich zum flexibilitätslosen Ladebedarf einsetzen lässt (bei vollständiger Risikoaffinität), ohne dass die Fahrzeugnutzer in ihrer Mobilität eingeschränkt werden. Der risikoaffine Händler kann beispielsweise tagsüber in den ersten beiden Viertelstunden einer günstigen Preisperiode jeweils 6,5 MWh zusätzlich beziehen und diese zur Ladung des Fahrzeugpools verwenden. Je länger die günstige Preisperiode andauert, desto weniger Fahrzeuge befinden sich noch im Ladeprozess (da diese teilweise vollgeladen sind), sodass die verwendbare Energiemenge sinkt. Der risikoaverse Händler kann hingegen nur etwa 1 MWh je Viertelstunde veräußern – um sie in günstigeren Zeiten erneut zu erwerben – da sich hier deutlich weniger Fahrzeuge gleichzeitig im Ladevorgang befinden. Dies ist dafür zwar länger möglich, jedoch bestehen extreme Preissituationen zumeist eher kurzzeitig.

Zwar besteht auch bei risikoaverser Handelsstrategie die Möglichkeit, eine große Energiemenge über mehrere Zeitscheiben hinweg zu veräußern und diese Energie in wenigen günstigen Zeitscheiben zurück zu erwerben, jedoch führt der durchschnittlich höhere Akkuladestand dieser Strategie insgesamt zu geringeren Flexibilitätsmengen. Vorteil dieser Handelsstrategie ist jedoch, dass den Fahrzeugnutzern größere Spielräume für unangemeldete (spontane) Fahrten bleiben und kein finanzielles Risiko besteht, falls keine günstigen Preisperioden auftreten.

Die in Abbildung 4-4 dargestellten Energiemengen wurden auf Basis der Mobilitätssimulation aus Abschnitt 2.5 für einen Einsatz über die Morgen- bzw. Mittagsstunden (04 Uhr bis 16 Uhr) bestimmt. Sollten sich günstige Preissituationen am Abend oder Nachts ergeben, sind die Flexibilitätsmengen auf Grund der höheren Anzahl angeschlossener Fahrzeuge größer, wie Abbildung 4-5 zeigt.



**Abbildung 4-5: Vergleich der maximal beschaffbaren bzw. veräußerbaren zusammenhängenden Energiemenge bei unterschiedlichen Handelsstrategien (abends/nachts zwischen 16 Uhr und 04 Uhr); Pool von 15.000 Fahrzeugen**

Da über den Tagesverlauf hinweg durchgehend neue Fahrzeuge an die Ladeinfrastruktur angeschlossen werden und somit dem Fahrzeugpool zur Verfügung stehen, können mehrere zeitlich verschobene Handelsgeschäfte durchgeführt werden, wobei die volle Flexibilität erst nach einer Handlungspause von mindestens sechs Stunden wieder zur Verfügung steht (simulatorisch ermittelt). Wie groß die jeweilige Flexibilität dabei genau ist, hängt letztendlich von der Mobilitätssituation des entsprechenden Tages ab. Um die Flexibilität jedoch allgemeiner bewerten zu können, werden für die folgende Erlösberechnung nachstehende Vereinfachungen angenommen (zeitliche Aufteilung entsprechend den Vereinfachungen aus Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5):

- Die benötigte Tagesenergiemenge des Fahrzeugpools beträgt stets  $E = 108$  MWh (36 km pro Tag mit 0,2 kWh pro km, siehe Abschnitte 2.2.1 und 3.4.3.1.3)
- Die Tagesenergiemenge kann bei risikoaffiner Handelsstrategie folgendermaßen bezogen werden:
  - im Zeitraum von 04 - 10 Uhr (morgens) und im Zeitraum von 10 - 16 Uhr (mittags):
    - jeweils zwei Viertelstunden maximal  $E = 6,5$  MWh
    - jeweils eine Viertelstunde maximal  $E = 4$  MWh
    - jeweils eine Viertelstunde maximal  $E = 3$  MWh
    - jeweils drei Viertelstunden maximal  $E = 1$  MWh
  - im Zeitraum von 16 - 22 Uhr (abends) und im Zeitraum von 22 - 04 Uhr (nachts):
    - jeweils drei Viertelstunden maximal  $E = 7,5$  MWh
    - jeweils eine Viertelstunde maximal  $E = 5$  MWh
    - jeweils eine Viertelstunde maximal  $E = 4$  MWh
    - jeweils eine Viertelstunde maximal  $E = 3$  MWh
    - jeweils sieben Viertelstunden maximal  $E = 1$  MWh
- Bei risikoaverser Handelsstrategie bieten sich folgende Verschiebungsoptionen:
  - im Zeitraum von 04 - 16 Uhr (morgens, mittags; keine Aufteilung nötig<sup>25</sup>):
    - Verschiebung von jeweils  $E = 1$  MWh je Viertelstunde für maximal 10 Viertelstunden bis Rückkauf
    - Rückkauf in Höhe der bisher veräußerten Energiemenge bis maximal  $E = 6,5$  MWh pro Viertelstunde
  - im Zeitraum von 16 - 04 Uhr (abends, nachts):
    - Verschiebung von jeweils  $E = 1,2$  MWh pro Viertelstunde für maximal 10 Viertelstunden bis Rückkauf
    - Rückkauf in Höhe der bisher veräußerten Energiemenge bis maximal  $E = 7,5$  MWh pro Viertelstunde

### 4.3.3 Erlösabschätzung

In diesem Abschnitt werden die Erlöse dargestellt, die sich durch eine optimierte Ladeflexibilitätsvermarktung durch die einzelnen Vermarktungsoptionen erzielen lassen.

---

<sup>25</sup> Bei risikoaverser Handelsstrategie muss nicht auf einen Wiederaufbau der Flexibilität gewartet werden, da dies durch die Handelsgeschäfte selbst geschieht (Ein- und Verkauf). Bei risikoaffiner Handelsstrategie wird lediglich Energie beschafft.



### 4.3.3.1 Strombörse

Wie beschrieben kann die Ladeflexibilität der Elektrofahrzeuge grundsätzlich nur an den Kurzfristmärkten sinnvoll eingesetzt werden. Im Folgenden wird außerdem davon ausgegangen, dass lediglich der risikoaverse Stromhändler seinen Energiebezug am Day-Ahead-Markt optimiert, indem er zuvor am Terminmarkt beschaffte Energiemengen innerhalb der Flexibilitätsgrenzen verschiebt (er handelt sowohl am Day-Ahead-Markt als auch am Intraday-Markt). Der risikoaffine Händler beschafft seinen Energiebedarf auf Grund der höheren Preisunterschiede (Spreads) hingegen ausschließlich am Intraday-Markt. Nachfolgend wird dargestellt, welches Erlöspotential dabei im aktuellen Marktumfeld zu erwarten ist.

#### 4.3.3.1.1 Day-Ahead-Markt

Die risikoaverse Optimierung des Energiebezugs am Day-Ahead-Markt ist letztendlich eine lineare Optimierung auf Basis geeigneter Preisprognosen und der in Abschnitt 4.3.2 dargestellten Energiebezugsflexibilität. Ziel ist dabei die Minimierung der Strombezugskosten, bzw. formal ausgedrückt:

$$\min K(m) = \vec{p} \cdot \vec{m} \quad (4-1)$$

Hierbei steht  $K$  für die Strombezugskosten,  $\vec{p}$  für die Preisprognose je Zeiteinheit (Vektor für den Preis jeder Stunde des Tages) und  $\vec{m}$  für die Abnahmemenge je Zeiteinheit (Vektor für die Menge jeder Stunde des Tages). Dabei gilt es folgende Nebenbedingungen der Energiebezugsflexibilität (hier umgerechnet auf Stundenbasis) zu beachten:

- Die bezogene Tagesenergiemenge soll insgesamt unverändert bleiben, da es sich lediglich um eine zeitliche Verschiebung handelt:

$$\sum_{i=1}^{24} m_i = 0 \text{ MWh} \quad (4-2)$$

- Da die Tagesenergiemenge bereits gedeckt ist, muss zunächst Energie veräußert werden, bevor ein Einkauf erfolgen kann:

$$\sum_{i=1}^x m_i \leq 0 \text{ MWh} \quad \text{für alle } x \in \mathbb{N} \quad x \leq 24 \quad (4-3)$$

- Die maximal gleichzeitig verschiebbare Energiemenge beläuft sich nach Abschnitt 4.3.2 auf 10 MWh (von 04 - 16 Uhr) bzw. 12 MWh (von 16 – 04 Uhr). Mit  $i = 1$  für 4 Uhr,  $i = 24$  für 3 Uhr gilt:

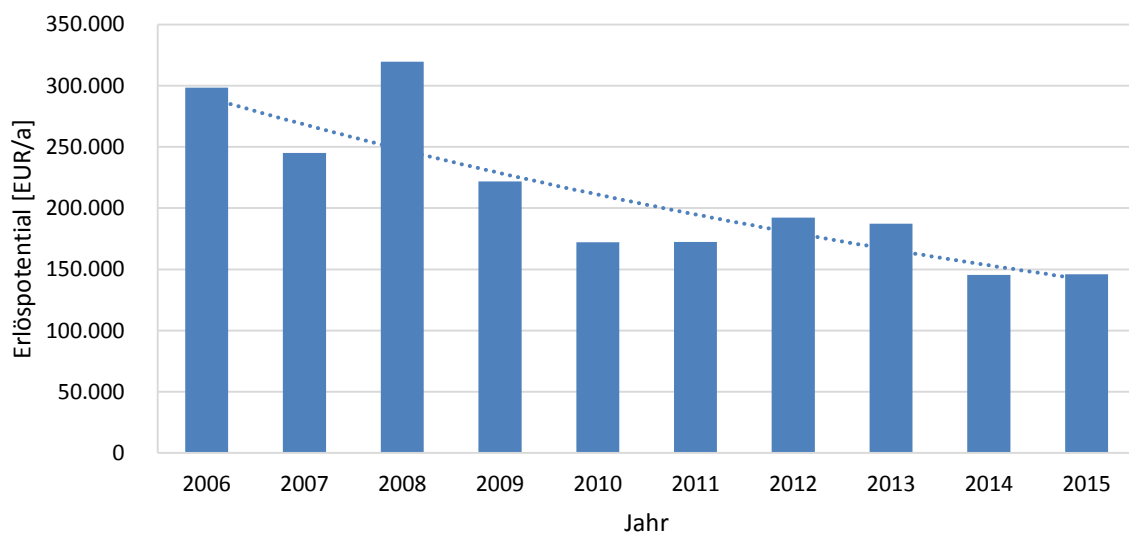
$$\sum_{i=1}^x m_i \geq \begin{cases} -10 \text{ MWh} & \text{für alle } x \in \mathbb{N} & x \leq 12 \\ -12 \text{ MWh} & \text{für alle } x \in \mathbb{N} & \leq x \leq 24 \end{cases} \quad (4-4)$$

- Es können nach Abschnitt 4.3.2 nicht mehr als 4 MWh (von 04 - 16 Uhr) bzw. 5 MWh (von 16 – 04 Uhr) pro Stunde veräußert werden:

$$m_i \geq \begin{cases} -4 & \text{für alle } i \in \mathbb{N} & i \leq 12 \\ -5 & \text{für alle } i \in \mathbb{N} & \leq i \leq 24 \end{cases} \quad (4-5)$$

- Die obere Grenze von  $m$  (maximale Rückkaufmenge) muss nicht gesondert berücksichtigt werden, da die Einkaufsmenge durch Gleichung (4-4) bereits ausreichend limitiert wird.

Auf Basis dieser Optimierung hätte eine risikoaverse Energiebezugsoptimierung des Fahrzeugpools bei optimaler Preisprognose am Day-Ahead-Markt im Jahr 2015 etwa 150.000 EUR erwirtschaftet (Preisdaten aus [136]). Dies entspricht lediglich 10 EUR je Fahrzeug und Jahr. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Erlösmöglichkeiten im vergangenen Jahrzehnt stark zurückgegangen sind, wie Abbildung 4-6 zeigt. Im Jahr 2006 hätte die Energiebezugsoptimierung noch Erlöse von 300.000 EUR pro Jahr realisieren können. Dies ist insbesondere auf die stark gesunkenen Strompreise der vergangenen Jahre zurückzuführen [136].



**Abbildung 4-6: Erlöspotential bei risikoaverser Energiebezugsoptimierung des Fahrzeugpools am Day-Ahead-Markt von 2006-2015**

### 4.3.3.1.2 Intraday-Markt

Der Handel am Intraday-Markt wurde sowohl für eine risikoaverse als auch für eine risikoaffine Handelsstrategie untersucht. Entsprechend der Auswertung des Day-Ahead-Marktes wird zur Erlösberechnung ebenfalls eine lineare Optimierung verwendet, das Optimierungsproblem entspricht Gleichung (4-1) diesmal allerdings auf Viertelstundenbasis:

#### Risikoavers:

Für die risikoaverse Optimierung am Intraday-Markt gelten prinzipiell dieselben Nebenbedingungen wie bei der Optimierung am Day-Ahead-Markt (angepasst auf viertelstündige Handelszeiträume,  $i = 1$  für 4 Uhr,  $i = 96$  für 3:45 Uhr):

$$\sum_{i=1}^{96} m_i = 0 \text{ MWh} \quad (4-6)$$

$$\sum_{i=1}^x m_i \leq 0 \text{ MWh} \quad \text{für alle } x \in \mathbb{N} \quad x \leq 96 \quad (4-7)$$

$$\sum_{i=1}^x m_i \geq \begin{cases} -10 \text{ MWh} & \text{für alle } x \in \mathbb{N} \quad x \leq 48 \\ -12 \text{ MWh} & \text{für alle } x \in \mathbb{N} \quad \leq x \leq 96 \end{cases} \quad (4-8)$$

$$m_i \geq -1 \text{ MWh} \quad \text{für alle } i \in \mathbb{N} \quad i \leq 96 \quad (4-9)$$

Zusätzlich sind beim Intraday-Markt-Handel allerdings auch die maximal rückkaufbaren Energiemengen je Zeitscheibe relevant, da diese hier auf Viertelstunden bezogen sind und somit im Gegensatz zum Day-Ahead-Markt betragsmäßig unterhalb der maximalen kumulierten Verschiebungsmenge (Gleichung (4-8)) liegen.

$$m_i \leq \begin{cases} 6 \text{ MWh} & \text{für alle } i \in \mathbb{N} \quad i \leq 48 \\ 7 \text{ MWh} & \text{für alle } i \in \mathbb{N} \quad \leq i \leq 96 \end{cases} \quad (4-10)$$

Auf Basis dieser Optimierung hätte der Fahrzeugpool im Jahr 2015 bei optimaler Preisprognose etwa 485.000 EUR erwirtschaften können (gut 32 EUR je Fahrzeug und Jahr). Analog zu den Ausführungen in Abschnitt 4.3.3.1.1 sind auch die Erlösmöglichkeiten am Intraday-Markt auf Grund des allgemeinen Strompreisverfalls in den letzten Jahren stark gesunken. Im Jahr 2013 hätten hier noch knapp 690.000 EUR erwirtschaftet werden können, im Jahr 2014 noch 615.000 EUR (siehe auch Abbildung 4-7).

**Risikoaffin:**

Die Optimierung des risikoaffinen Händlers basiert auf anderen Nebenbedingungen, da diese Handelsstrategie den gesamten Energiebedarf über den Intraday-Markt bezieht und es sich somit nicht nur um eine Energieverschiebung handelt. Im Einzelnen gelten hier folgende Nebenbedingungen:

- Die bezogene Tagesenergiemenge entspricht stets 108 MWh:

$$\sum_{i=1}^{96} m_i = 108 \text{ MWh} \quad (4-11)$$

- Die maximal einsetzbaren Energiemengen je Zeitscheibe entsprechen denen des risikoaversen Händlers (Gleichung (4-10))
- Es kann keine Energie verkauft werden:

$$m_i \geq 0 \text{ MWh} \quad \text{für alle } i \in \mathbb{N} \quad i \leq 96 \quad (4-12)$$

- Die maximal in einem Zeitfenster einsetzbaren Energiemengen müssen eingehalten werden, diese entsprechen den Ausführungen aus Abschnitt 4.3.2. Für den Zeitraum von 4 Uhr bis 16 Uhr gilt dementsprechend für beide Betrachtungszeiträume (von 4 – 10 Uhr bzw. von 10 – 16 Uhr):
  - Die maximale einsetzbare Energiemenge je Zeitraum beträgt 23 MWh (Summe der Energiemengen der einzelnen viertelstündlichen Zeitscheiben):

$$\sum_{i=1}^{24} m_i \leq 23 \text{ MWh} \wedge \sum_{i=25}^{48} m_i \leq 23 \text{ MWh} \quad (4-13)$$

Diese Energiemenge kann sich folgendermaßen zusammensetzen:

- Es können maximal 17 MWh in drei Viertelstunden eines Betrachtungszeitraums bezogen werden (Summe der drei größten Energiemengen im Betrachtungszeitraum; die ersten beiden können maximal sein):

$$m_a + m_b + m_c \leq 17 \text{ MWh} \quad \text{für alle } a, b, c \in \mathbb{N} \\ \text{mit } a \neq b \neq c \wedge (a, b, c \leq 24 \vee 25 \leq a, b, c \leq 48) \quad (4-14)$$

- Maximal 20 MWh in vier Viertelstunden (Summe der vier größten Energiemengen im Betrachtungszeitraum):

$$m_a + m_b + m_c + m_d \leq 20 \text{ MWh} \quad \text{für alle } a, b, c, d \in \mathbb{N} \\ \text{mit } a \neq b \neq c \neq d \wedge (a, b, c, d \leq 24 \vee 25 \leq a, b, c, d \leq 48) \quad (4-15)$$

- Maximal 21 MWh in fünf Viertelstunden:

$$\begin{aligned} m_a + m_b + m_c + m_d + m_e &\leq 21 \text{ MWh} \quad \text{für alle } a, b, c, d, e \in \mathbb{N} \\ \text{mit } a \neq b \neq c \neq d \neq e &\wedge (a, b, c, d, e \leq 24 \vee 25 \leq a, b, c, d, e \leq 48) \end{aligned} \quad (4-16)$$

- Im Zeitraum von 16 Uhr bis 4 Uhr gilt entsprechend:

- Die maximale einsetzbare Energiemenge je Zeitraum beträgt 41 MWh:

$$\sum_{i=49}^{72} m_i \leq 41 \text{ MWh} \wedge \sum_{i=73}^{96} m_i \leq 41 \text{ MWh} \quad (4-17)$$

- Es können maximal 27 MWh in vier Viertelstunden eines Betrachtungszeitraums bezogen werden (die ersten drei können maximal sein):

$$\begin{aligned} m_a + m_b + m_c + m_d &\leq 27 \text{ MWh} \quad \text{für alle } a, b, c, d \in \mathbb{N} \\ \text{mit } a \neq b \neq c \neq d &\wedge (49 \leq a, b, c, d \leq 72 \vee 73 \leq a, b, c, d \leq 96) \end{aligned} \quad (4-18)$$

- Maximal 31 MWh in fünf Viertelstunden:

$$\begin{aligned} m_a + m_b + m_c + m_d + m_e &\leq 31 \text{ MWh} \quad \text{für alle } a, b, c, d, e \in \mathbb{N} \\ \text{mit } a \neq b \neq c \neq d \neq e &\wedge (49 \leq a, b, c, d, e \leq 72 \vee 73 \leq a, b, c, d, e \leq 96) \end{aligned} \quad (4-19)$$

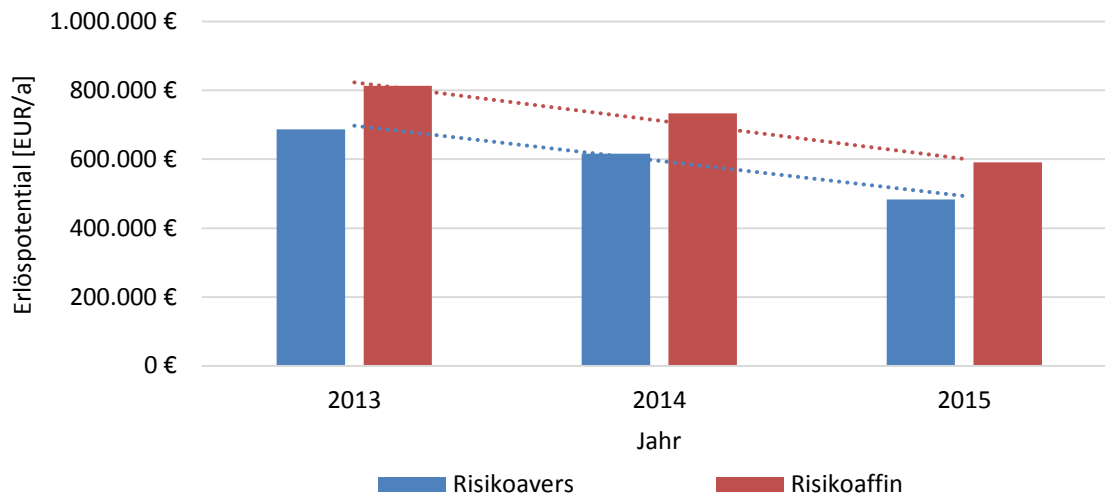
- Maximal 34 MWh in sechs Viertelstunden:

$$\begin{aligned} m_a + m_b + m_c + m_d + m_e + m_f &\leq 34 \text{ MWh} \quad \text{für alle } a, b, c, d, e, f \in \mathbb{N} \\ \text{mit } a \neq b \neq c \neq d \neq e \neq f &\wedge (49 \leq a, b, c, d, e, f \leq 72 \vee 73 \leq a, b, c, d, e, f \leq 96) \end{aligned} \quad (4-20)$$

Auf Basis dieser Optimierung hätte der Fahrzeugpool im Jahr 2015 seinen Energiebedarf für 670.000 EUR decken können. Im Vergleich zu einer vorzeitigen verbrauchsgerechten Beschaffung mit einem Durchschnittspreis von 32 EUR je MWh (vgl. [136]), hätte somit eine Ersparnis von

$$K_E = 32 \frac{\text{EUR}}{\text{MWh}} \cdot 108 \frac{\text{MWh}}{d} \cdot 365 d - 670.000 \text{ EUR} \approx 590.000 \text{ EUR}$$

erzielt werden können. Dies entspricht einer Ersparnis von knapp 40 EUR je Fahrzeug und Jahr. Auch hier sind die Erlösmöglichkeiten in den letzten Jahren stark gesunken. 2013 hätte die potentielle Ersparnis gut 810.000 EUR betragen, 2014 noch 730.000 EUR. Die Erlösdegression ist dabei hauptsächlich auf den allgemeinen Rückgang der Strompreise zurückzuführen; das Einsparpotential lag relativ konstant bei etwa 50 % der Kosten der nicht-optimierten Bezugsvariante. Der Übersichtlichkeit halber sind die Erlösmöglichkeiten der Ladeflexibilität am Intraday-Markt für die vergangenen Jahre in Abbildung 4-7 zusammenfassend dargestellt.



**Abbildung 4-7: Erlösmöglichkeiten der Ladeflexibilität am Intraday-Markt bei unterschiedlicher Risikoaffinität (2013-2015)**

#### 4.3.3.2 Regelleistungsmarkt

Wie in Abschnitt 4.2.2 dargestellt, erfolgt die Zuschlagserteilung zur Teilnahme an der Regelleistungserbringung im jeweiligen Ausschreibungszeitraum in Abhängigkeit des Leistungspreises und die Entscheidung der tatsächlichen Flexibilitätsabrufung im Bedarfsfall auf Basis des Arbeitspreises. Der teilnehmende Flexibilitätsanbieter erhält im Teilnahme- bzw. Abrufungsfall exakt den angebotenen Preis. Zur Optimierung des Erlöspotentials ist es daher entscheidend, die Leistungs- und Arbeitspreise so auszuwählen, dass das Produkt aus Abrufungshäufigkeit und Erlös pro Abruf maximiert wird.

Da sich die Leistungs- und Arbeitspreise wöchentlich ändern, ist es nicht möglich, die optimalen Angebotspreise für die Zukunft exakt zu bestimmen. Allerdings lässt sich die Größenordnung anhand historischer Preise abschätzen. Zu diesem Zweck wurde auf Basis historischer Preis- und Abrufdaten (nach [135]) der Sekundärregelleistung (SRL) für jede Jahreszeit ein Leistungs- und Arbeitspreis bestimmt, der unter Berücksichtigung der tatsächlichen Abrufe einen maximalen Gesamterlös erzielt hätte. Dabei wurde die beim Regelleistungsabruf zusätzlich (positive SRL) bzw. nicht mehr (negative SRL) anderweitig zu beschaffene Energiemenge mit dem durchschnittlichen Börsenpreis von 32,73 EUR je MWh (Spotmarkt 2006-2014, Daten nach [136]) berücksichtigt. Die ermittelten optimalen Preise für das Jahr 2014 sowie der daraus resultierende Gesamterlös je MW angebotener Sekundärregelleistung sind in Tabelle 4-1 dargestellt.

Tabelle 4-1: Optimale vierteljährliche Leistungs- und Arbeitspreise der SRL für das Jahr 2014

Produkt	Positiv Nebenzzeit (20-08 Uhr)	Positiv Hauptzeit (08-20 Uhr)	Negativ Nebenzzeit (20-08 Uhr)	Negativ Hauptzeit (08-20 Uhr)
<b>Optimaler Leistungspreis [EUR/MW]</b>				
Frühling	690	360	331	195
Sommer	589	283	210	23
Herbst	509	254	148	84
Winter	805	368	357	291
Jahreseinheitspreis	509	254	148	23
<b>Optimaler Arbeitspreis [EUR/MWh]</b>				
Frühling	56	55	-4	-4
Sommer	47	44	-5	-6
Herbst	61	59	-15	-9
Winter	72	73	-12	-16
Jahreseinheitspreis	55	55	-6	-6
<b>Gesamterlös [EUR/MW]</b>	<b>116.840</b>	<b>98.345</b>	<b>92.287</b>	<b>80.458</b>

Es ist zu erkennen, dass insbesondere die optimalen Arbeitspreise der positiven Sekundärregelleistung deutlich oberhalb der negativen liegen, die in diesem Fall sogar durchgehend negativ sind. Dies liegt vornehmlich an der erwähnten – bei der negativen Regelleistungsbereitstellung entfallenden – sonstigen Beschaffung der Energiemenge. Der auf Basis der optimalen Arbeits- und Leistungspreise erzielbare Erlös bei Kombination beider Zeitscheiben hätte 2014 für die positive Regelleistung 215.185 EUR und für die negative 172.745 EUR je MW betragen. Der Vergleich der Sekundärregelleistungserlöse mit den Vorjahren zeigt allerdings, dass insbesondere die Erlöse der positiven Sekundärregelleistungsbereitstellung stark rückläufig sind, wie folgende Abbildung darstellt.

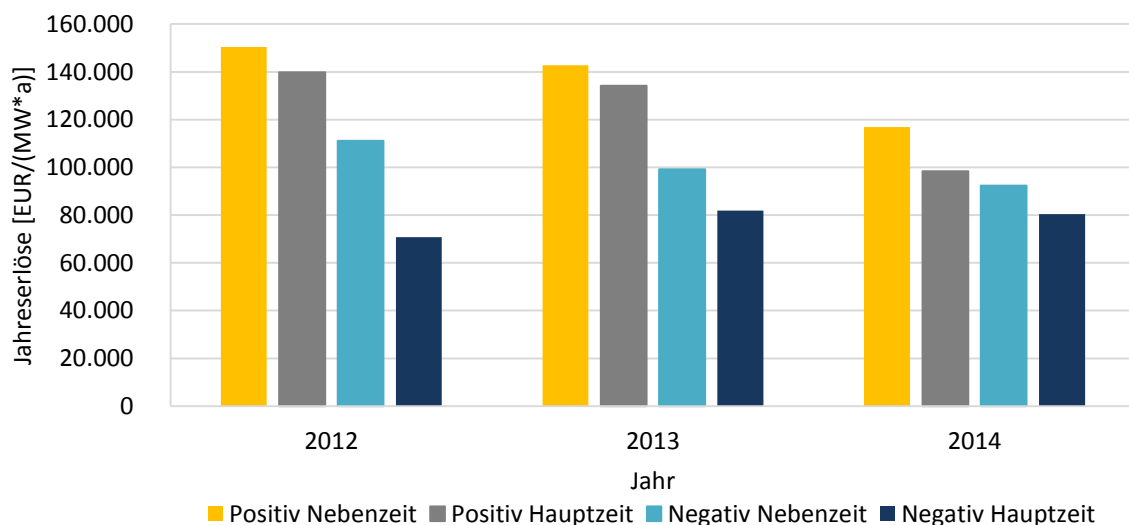


Abbildung 4-8: Vergleich der optimalen Jahreserlöse der unterschiedlichen Sekundärregelleistungsprodukte

Da die negativen Regelleistungserlöse relativ konstant bleiben und sich die positiven diesen annähern, wird davon ausgegangen, dass diese etwa die Zielerlösgröße der nächsten Jahre darstellen werden. Unter Berücksichtigung der Regelleistungserbringungskapazität des Fahrzeugpools von 5 MW und der doppelten Vergütung benötigter Ersatzflexibilitäten in 2,5 % aller Abrufungsfälle (siehe Abschnitt 4.3.1) ergibt sich somit ein Erlöspotential des Fahrzeugpools von

$$K_E = 172.745 \frac{EUR}{MW \cdot a} \cdot 5 MW \cdot (1 - 2 \cdot 0,025) = 820.539 \frac{EUR}{a}$$

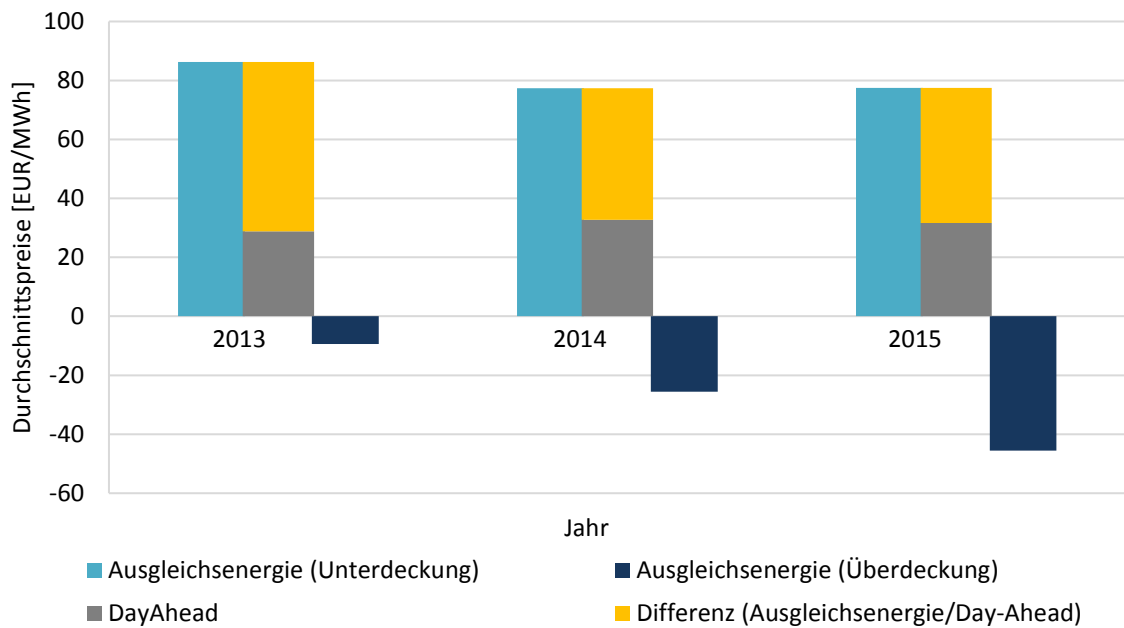
bzw. etwa 55 EUR pro Fahrzeug und Jahr.

#### 4.3.3.3 Bilanzkreisoptimierung

Die Kosten, die einem bilanzkreisverantwortlichen Stromhändler bei Fahrplanabweichungen entstehen, richten sich nach den tatsächlichen Aufwendungen des Übertragungsnetzbetreibers zur Kompensation dieser Abweichungen. Diese wiederum hängen stark von der Fahrplantreue aller anderen Bilanzkreisverantwortlichen ab und sind daher für den einzelnen Stromhändler kaum zu prognostizieren. Im Falle einer allgemeinen Überdeckung der Bilanzkreise sind die Ausgleichsenergiepreise in der Regel negativ, sodass der „Verkauf“ der überdeckten Energiemengen Kosten verursacht; im Falle einer allgemeinen Unterdeckung sind sie dagegen positiv. Eine Fahrplanabweichung in „eine andere Richtung“ als die des Großteils der übrigen Bilanzkreisverantwortlichen kann finanziell also auch durchaus lukrativ sein (eine „absichtliche“ Fahrplanabweichung ist jedoch untersagt). Im Jahr 2015 erstreckt sich die Preisspanne für eine MWh Ausgleichsenergie beispielsweise von  $K_{A,min} = -6.002$  EUR bis  $K_{A,max} = 6.344$  EUR [137].

Trotz Unkenntnis der tatsächlichen Ausgleichsenergiepreise und der potentiellen Möglichkeit eines finanziellen Gewinns bei gegensätzlicher Fahrplanabweichung ist eine solche in der Regel zu vermeiden. Betrachtet man beispielsweise die Jahresdurchschnittspreise des Ausgleichsenergiebezugs und stellt diesen die Durchschnittspreise des regulären Börsenbezugs gegenüber, so liegen letztere deutlich niedriger. Abbildung 4-9 zeigt zur Verdeutlichung die Entwicklung der durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise und vergleicht diese mit den Durchschnittspreisen eines Energiebezugs am Day-Ahead-Markt.



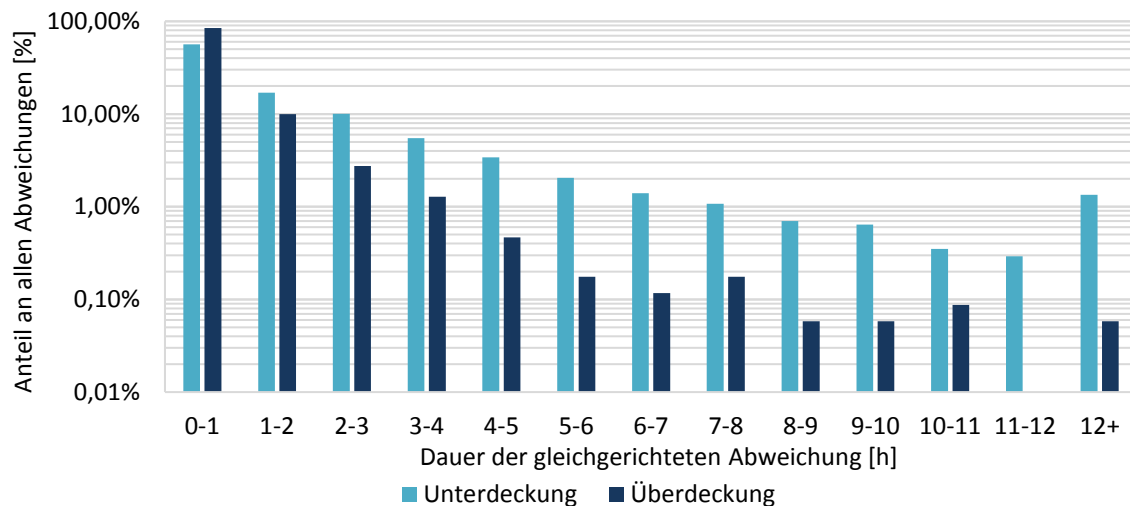


**Abbildung 4-9: Entwicklung der durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise im Vergleich zur Entwicklung der Durchschnittspreise am Day-Ahead-Markt; Datenquelle: [136, 137]**

Es ist zu erkennen, dass die Preise für einen Ausgleichsenergiebezug bei Unterdeckung im Durchschnitt etwa  $\bar{K}_A = 80$  EUR je MWh betragen und somit ca. 50 EUR je MWh über denen eines regulären vorzeitigen Energiebezugs liegen. Die Differenz ist in den letzten Jahren jedoch rückläufig. Im allgemein überdeckten Fall liegen die Ausgleichsenergiepreise im Durchschnitt bei  $\bar{K}_A = -22$  EUR pro MWh – für jede überdeckte MWh müssen somit im Durchschnitt 22 EUR entrichtet werden (zzgl. den ohnehin bereits vorhandenen Beschaffungskosten) – dieser Betrag nimmt dagegen in den letzten Jahren stark zu. Unter der Annahme, dass die Ausgleichsenergiepreise kaum prognostizierbar sind, wäre es für einen Bilanzkreisverantwortlichen somit im Durchschnitt vorteilhaft, unterdeckte Energiemengen für weniger als  $K_A = 80$  EUR je MWh erwerben und überdeckte Energiemengen für weniger als  $K_A = 22$  EUR je MWh (Zuzahlung) abtreten zu können, falls er seine Bilanzkreisabweichung in die gleiche Richtung der Mehrheit erwartet.

Soll die Bilanzkreisoptimierung mittels des hier betrachteten Elektrofahrzeugpools erfolgen, muss dies auf Basis eines bereits gedeckten Portfolios erfolgen, da hier nicht von einer ausreichenden Marktliquidität zur vollständigen Deckung des Energiebedarfs ausgegangen werden kann. Ein „Warten“ auf genügend große überdeckte Ausgleichsbedarfe entsprechend des reinen Intraday-Markt-Bezugs des risikoaffinen Händlers (Abschnitt 4.3.3.1.2) ist hier nicht möglich. Somit steht prinzipiell die gleiche Flexibilität zur Verfügung, die auch bei der risikoaversen Optimierung am Intraday-Markt genutzt werden kann, sofern auf diese verzichtet wurde (siehe Abschnitt 4.3.2).

Da die maximal gleichzeitig verschiebbare Energiemenge begrenzt ist, hängt das Erlöspotential des Elektrofahrzeugpools stark davon ab, wie oft sich allgemein unterdeckte und überdeckte Phasen abwechseln. Abbildung 4-10 zeigt in diesem Zusammenhang die Verteilung der Dauer durchgehender gleichgerichteter Gesamtbilanzkreisabweichungen bis zum Phasenwechsel (Unterdeckung/Überdeckung) für das Jahr 2015.<sup>26</sup>



**Abbildung 4-10: Verteilung der Dauer durchgehender gleichgerichteter Gesamtbilanzkreisabweichungen des Jahres 2015; Datenquelle [137]**

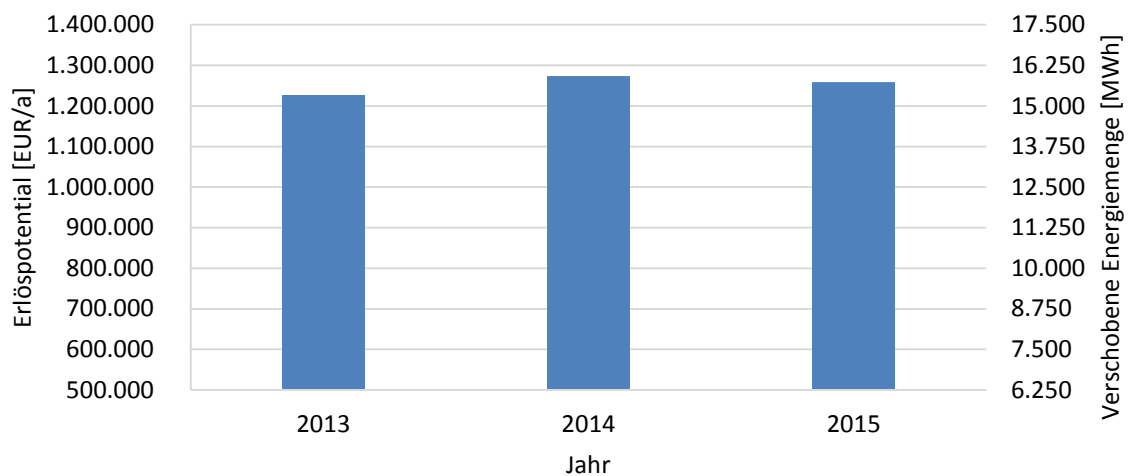
Es ist zu erkennen, dass durchgehend unter- bzw. überdeckte Phasen in der Regel nicht über lange Zeiträume bestehen. Dies deckt sich mit der Verteilung der Regelleistungsabrufe (siehe Abbildung 4-2 in Abschnitt 4.3.1) und ist für die Flexibilitätserbringung durch Elektrofahrzeuge sehr vorteilhaft. Darüber hinaus zeigt sich, dass die Gesamtheit aller Bilanzkreise häufiger unterdeckt als überdeckt ist (75 % zu 25 %; vgl. [137]).

Um das Erlöspotential des Elektrofahrzeugpools für die Bilanzkreisoptimierung abzuschätzen werden folgende Annahmen getroffen:

- Der Fahrzeugpool ist unabhängig und bietet seine Flexibilität grundsätzlich allen Bilanzkreisverantwortlichen zu gleichen Konditionen an.
- Sofern die Flexibilität ausreichend groß ist und entsprechende Bilanzkreisabweichungen bestehen, werden diese stets aus dem Fahrzeugpool gedeckt.
- Ein kompletter Verschiebungszyklus (Verkauf bei Unterdeckung bis Rückkauf bei Überdeckung) läge mit etwa 100 EUR je MWh auf dem Preisniveau der Ausgleichsenergie. Zur Anreizsetzung diese Ausgleichsform zu wählen (und damit die Regelleistung zu vermeiden), wird ein Zyklus jedoch mit nur 80 EUR je MWh bepreist.
- Der Fahrzeugpool erbringt keine sonstigen Flexibilitätsleistungen, es wird das Flexibilitätspotential des risikoaversen Händlers aus Abschnitt 4.3.2 angenommen.

<sup>26</sup> Es wurden sämtliche deutsche Bilanzkreise betrachtet, die durch Regelleistung ausgeglichen wurden

Abbildung 4-11 zeigt das Erlöspotential des Elektrofahrzeugpools unter Berücksichtigung der Abweichungsdaten der vergangenen Jahre.

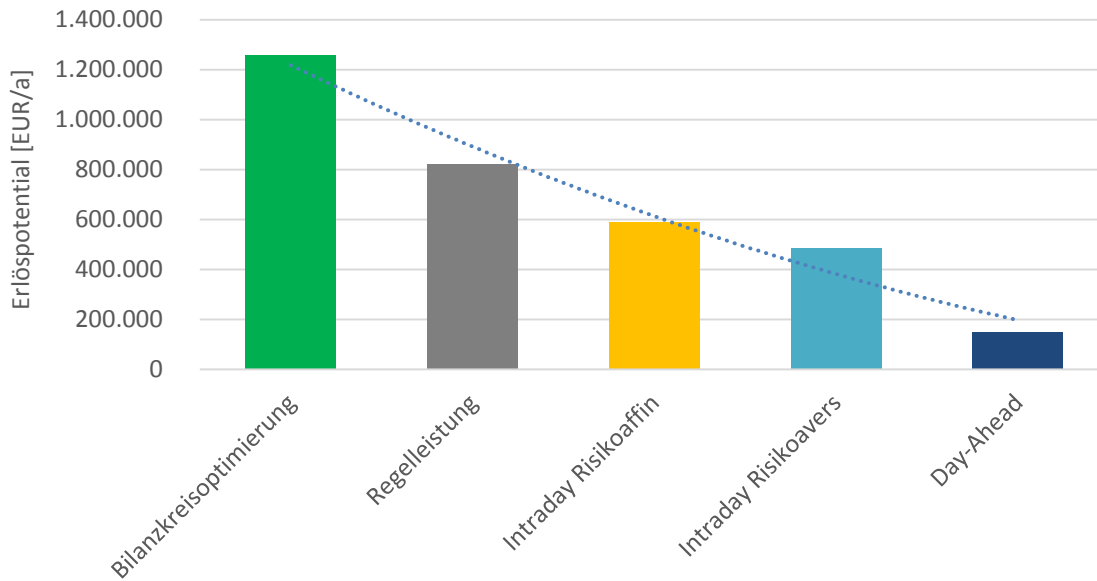


**Abbildung 4-11: Erlöspotential des Fahrzeugpools bei Bilanzkreisoptimierung für die Jahre 2012-2015**

Die Abbildung zeigt, dass die durch den Flexibilitätseinsatz des Fahrzeugpools verschiebbaren Energiemengen und damit auch das Erlöspotential in den vergangenen Jahren relativ konstant waren. Im Durchschnitt hätte der Fahrzeugpool jährlich etwa 1,2 Millionen Euro bzw. 80 Euro je Fahrzeug erwirtschaften können. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass es in diesem Umfeld keinen Markt und somit auch keine Konkurrenzsituation gibt. Bei tatsächlicher Umsetzung dürften die Erlöse geringer sein.

#### 4.3.3.4 Vergleich der Vermarktungsoptionen

Die vorgestellten Vermarktungsoptionen der Ladeflexibilität besitzen unterschiedliche Erlöspotentiale. Diese werden in Abbildung 4-12 für das Jahr 2015 zusammenfassend dargestellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das ermittelte Erlöspotential der Bilanzkreisoptimierung zwar deutlich höher liegt als das Potential der anderen Vermarktungsoptionen, allerdings auf Grund der in der Betrachtung fehlenden Konkurrenzsituation mit erheblicher Unsicherheit versehen ist und eine Obergrenze darstellt.



**Abbildung 4-12: Vergleich des Erlöspotentials der unterschiedlichen Vermarktungsoptionen der Ladeflexibilität des Fahrzeugpools (n=15.000 Fahrzeuge) für das Jahr 2015**

Der Vergleich zeigt, dass abgesehen von der Bilanzkreisoptimierung derzeit die Regelleistungserbringung das höchste Erlöspotential besitzt. Erst danach folgen die börsenbasierten Vermarktungsoptionen am Intraday- und am Day-Ahead-Markt, wobei die Erlöspotentiale am Intraday-Markt höher liegen.

Diese Sortierung spiegelt gleichfalls die Risikobehaftung der einzelnen Vermarktungsoptionen wider. Während die Prognosegüte am Day-Ahead-Markt recht hoch ist und die Erlöse somit einigermaßen sicher realisierbar sind, erweisen sich Preisprognosen am Intraday-Markt als deutlich unsicherer. Verhält sich der Stromhändler risikoaffin, geht er zusätzlich das Risiko von verlustbehafteten Handelsgeschäften ein. Bei einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt besteht neben der erwähnten Problematik der optimalen Preisfindung der Angebote zusätzlich das Risiko, dass die Flexibilität nicht benötigt und somit auch nicht abgerufen und vergütet wird. Gleichzeitig bergen lange Abrufungsdauern das Risiko, verstärkt deutlich preisintensivere Ersatzflexibilitäten einsetzen zu müssen, welche die dann unzureichende Ladeflexibilität des Fahrzeugpools ergänzen. Außerdem wird die Ladeflexibilität für den gesamten Ausschreibungszeitraum (eine Woche) geblockt, sodass der Fahrzeugpool nicht umgestaltet oder anderweitig eingesetzt werden kann.

Auch der Fahrzeugumfang des Pools besitzt Auswirkungen auf die möglichen Vermarktungsoptionen. Während an der Strombörse bereits geringe Volumen von  $P_{min} = 0,1$  MW je Zeitintervall (Minimum 15 Minuten) gehandelt werden können [136], beträgt die Mindestleistung am Regelleistungsmarkt  $P_{min} = 5$  MW, die kontinuierlich zu erbringen sind [135]. Ein Fahrzeugpool mit weniger Fahrzeugen als den hier betrachteten 15.000, ist somit zwar für Börsenoptimierungen durchaus geeignet, zur Regelleistungserbringung jedoch nicht (vgl. Abschnitt 4.3.1).

Deutlich größere Fahrzeuganzahlen eines Pools wirken sich ebenfalls auf die möglichen Vermarktungsoptionen aus. Während die Börsenoptimierungen prinzipiell beliebig skalierbar sind (solange die Optimierungen selbst den Markt nicht übermäßig beeinflussen), ist der Bedarf an Regelleistung begrenzt. In den letzten Jahren belief sich die ausgeschriebene Sekundärregelleistung im Durchschnitt auf etwa 2 GW, von denen jeweils nur ein Teil tatsächlich abgerufen wurde (vgl. [135]). Fahrzeugpools mit mehreren Millionen Fahrzeugen würden somit die benötigte Regelleistung überdecken und könnten dort nicht mehr vermarktet werden.

Insgesamt kann somit keine allgemeingültige optimale Vermarktungsoption der Ladeflexibilität eines Elektrofahrzeugpools bestimmt werden. Diese hängt maßgeblich von der Größe des Fahrzeugpools und der individuellen Risikobereitschaft des Stromhändlers ab.

## **4.4 Marktentwicklung**

Wie in Kapitel 2 aufgezeigt, wird die Ladeflexibilität der Elektrofahrzeuge voraussichtlich erst in mittlerer Zukunft (etwa ab 2025 - 2030) großflächig zur Verfügung stehen. Aus diesem Grund muss die ökonomische Flexibilitätsbewertung auch unter Berücksichtigung der zukünftigen Marktentwicklung erfolgen.

### **4.4.1 Neuer Marktmechanismus: Lokale Netzdienlichkeit**

Zielsetzung der bisherigen Marktmechanismen ist – wie eingangs des Abschnitts 4.2 erwähnt – der überregionale Ausgleich von Stromeinspeisung und -verbrauch. Die zunehmend an Bedeutung gewinnenden netzdienlichen Leistungsregelungen zur Spannungshaltung und Regelung der Betriebsmittelauslastung werden hingegen aktuell noch nicht marktseitig abgebildet. Da eine derartige Abbildung für einen effizienten Flexibilitätseinsatz jedoch nahezu unabdingbar ist, kann davon ausgegangen werden, dass sich in den nächsten Jahren ein solcher Marktmechanismus etablieren wird (mögliche Ausgestaltung vgl. [138, 139]).

Da Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen lokale Problemstellungen sind, muss dieser Marktmechanismus erstmals eine Standortkomponente der Flexibilitätserbringung berücksichtigen. Eine identische Leistungsregelung an zwei unterschiedlichen Standorten besitzt somit einen unterschiedlichen Wert. Dadurch kann auch die Auswahl von Flexibilitäten mit höheren spezifischen Regelungskosten kosteneffizient sein, sofern diese an einem günstigen Standort liegen. Die lokale Diversifikation der Elektrofahrzeuge ist dabei besonders vorteilhaft.

Durch die Nutzung eines solchen „lokalen Flexibilitätsmarktes“ kann die Ladeflexibilität der Elektrofahrzeuge nicht nur das einzelne Niederspannungsnetz unterstützen, an welches diese angeschlossen sind, sondern in aggregierter Form auch der überlagerten Netzebene zur Verfügung gestellt werden. Dadurch können der Netzausbaubedarf der Mittelspannungsebene gesenkt und so weitere Vergütungspotentiale der Ladeflexibilität erschlossen werden. Hierbei ist davon auszugehen, dass das Einsparpotential durch die Vermeidung eines konventionellen Netzausbaus in der Mittelspannungsebene deutlich höher ausfällt als in der Niederspannungsebene (vgl. [14]). Zur monetären Bewertung wird im Folgenden davon ausgegangen, dass das Einsparpotential für den Netzausbaubedarf auf der Mittelspannungsebene bezogen auf ein Niederspannungsnetz durchschnittlich dem Doppelten der Niederspannungsebene entspricht, die benötigte Abrufungshäufigkeit der Flexibilität jedoch nicht höher ist.<sup>27</sup>

#### 4.4.2 Veränderung des Flexibilitätsbedarfs

Im konventionellen Energieversorgungssystem folgt die Einspeisung dem Verbrauch. Dies bedeutet, dass die Einspeiseleistung dauerhaft dahingehend angepasst wird, dass diese der aktuellen Verbrauchssituation entspricht. Die andauernde Substitution gut regelbarer fossiler Großkraftwerke durch dargebotsabhängige regenerative Einspeiser führt jedoch zu einer kontinuierlichen Verringerung des Regelungspotentials der elektrischen Einspeisungsseite. Damit der zwingend benötigte kontinuierliche Ausgleich von Einspeisung und Verbrauch auch zukünftig gewährleistet werden kann, bedarf es somit einer Regelungsalternative. Dafür kann einerseits ein so großes und flächendeckendes Speicherpotential geschaffen werden, dass die Volatilität der Energieeinspeisung vollständig kompensiert wird oder es wird eine stärkere Flexibilisierung der Verbraucher erreicht, sodass diese sich der aktuellen Einspeisesituation anpassen können (Demand Side Management). Auf Grund des immensen finanziellen Aufwands der erstgenannten Alternative dürfte die Flexibilitätsoption (in ihren technischen Grenzen) deutlich vorteilhaft sein (vgl. [33, 35]).

Bei Verzicht auf eine vollständige Speicherkompensation der Erzeugungsvolatilität wird der Flexibilitätsbedarf zukünftig beständig anwachsen. In [140] und [141] wird z.B. davon ausgegangen, dass sich der maximale Residuallastgradient<sup>28</sup> bis zum Jahr 2030 ungefähr verdoppeln wird. Bezogen auf die Ladeflexibilitätsnutzung der Elektrofahrzeuge bedeutet dies einerseits, dass auch ein großflächiger Ladeflexibilitätseinsatz nicht zu einer Sättigung der Flexibilitätsnachfrage führt und andererseits, dass der Wert der Flexibilität auf Grund der verstärkten Nachfrage steigen dürfte (siehe nachfolgenden Abschnitt).

---

<sup>27</sup> Entspricht dem Verhältnis der geschätzten zukünftigen Aufwendungen für den Netzausbau in [14]

<sup>28</sup> Benötigte Leistungsanpassung der flexiblen Erzeuger und Verbraucher je Zeiteinheit

### 4.4.3 Erlösentwicklung

Um die zukünftigen Erlösmöglichkeiten der Ladeflexibilität abzuschätzen, muss die Preisentwicklung der einzelnen Marktoptionen berücksichtigt werden. Zu diesem Zweck werden folgende Entwicklungen angenommen:

#### 4.4.3.1 Strombörse

Auf Grund des wachsenden Anteils dargebotsabhängiger Erzeugungsleistung im zukünftigen Energieversorgungssystem werden voraussichtlich auch die Preise an der Strombörse volatiler. Dies betrifft sowohl den Bereich der kurzfristigen Anpassungsreaktionen am Intraday-Markt als auch die Preisreaktionen auf die etwas längerfristig planbaren Einspeiseschwankungen am Day-Ahead-Markt, wobei die Volatilität der kurzfristigen Preisreaktionen stärker steigen dürfte. Obwohl das Erlöspotential einer marktdienlichen Flexibilität in den letzten Jahren zurückgegangen ist (siehe Abschnitt 4.3.3.1), kann daher davon ausgegangen werden, dass es zukünftig deutlich ansteigen dürfte. Als Abschätzung wird in [142] davon ausgegangen, dass sich die Erlösmöglichkeiten für kurzfristige Flexibilitäten im Vergleich zu den heutigen am Day-Ahead-Markt bis zum Jahr 2025 in etwa verdoppeln und am Intraday-Markt sogar vervierfachen werden (verglichen mit den derzeitigen Erlösen).

#### 4.4.3.2 Regelleistungsmarkt

Wie in Abschnitt 4.3.3.2 gezeigt, sind die Erlösmöglichkeiten am Regelleistungsmarkt in den letzten Jahren stark zurückgegangen. Dies liegt insbesondere daran, dass einer gleichbleibenden Nachfrage ein größeres Angebot gegenübersteht, da einerseits zwar mehr Flexibilitäten am Markt teilnehmen (z.B. Zusammenschlüsse von BHKWs bzw. sonstige virtuelle Kraftwerke), die konventionellen Großkraftwerke aber andererseits ebenfalls noch bereitstehen. Mit dem zukünftigen Ausscheiden großer thermischer Kraftwerksblöcke dürfte das Angebot jedoch wieder zurückgehen, sodass sich die Preise stabilisieren werden.

Auf welchem Preisniveau sich der Regelleistungsmarkt zukünftig bewegen wird, hängt auch von der Nachfragesituation ab. Es ist davon auszugehen, dass die zukünftige Energieversorgungsstruktur trotz verbesserter Datenhaltung und Prognoseverfahren letztlich häufiger zu Prognoseabweichungen führen wird als die heutige, sodass die Regelleistungsnachfrage steigen dürfte (vgl. [130]).

Insgesamt dürften sich die Erlösmöglichkeiten am Regelleistungsmarkt ähnlich denen an der Strombörse entwickeln, wenngleich das Entwicklungspotential am Intraday-Markt auf Grund der geringeren Limitierungen und des niedrigeren Ausgangsniveaus höher ausfallen dürfte. Es wird daher angenommen, dass sich das Erlöspotential am Regelleistungsmarkt analog zum Potential am Day-Ahead-Markt zukünftig verdoppeln wird (verglichen mit dem derzeitigen Erlöspotential).

#### **4.4.3.3 Bilanzkreisoptimierung**

Da die Erlösmöglichkeiten der Bilanzkreisoptimierung direkt mit der Preisstruktur am Regelleistungsmarkt zusammenhängen (vgl. Abschnitt 4.3.3.3), werden sich diese ähnlich entwickeln. Zur Berücksichtigung zu erwartender Erlösrückgänge bei Marktetablierung und verstärkter Angebotskonkurrenz wird im Folgenden jedoch ein Erlössteigerungsfaktor von lediglich 1,5 (bezogen auf die Ergebnisse aus Abschnitt 4.3.3.3) berücksichtigt.

#### **4.4.3.4 Lokaler Flexibilitätsmarkt**

Lokale Flexibilitäten sind derzeit noch nicht handelbar, sodass keine historischen Preisinformationen vorliegen. Da der Flexibilitätseinsatz jedoch hauptsächlich der Netzausbauvermeidung dient, lassen sich die voraussichtlich erzielbaren Erlöse anhand andernfalls benötigter Netzausbaukosten abschätzen:

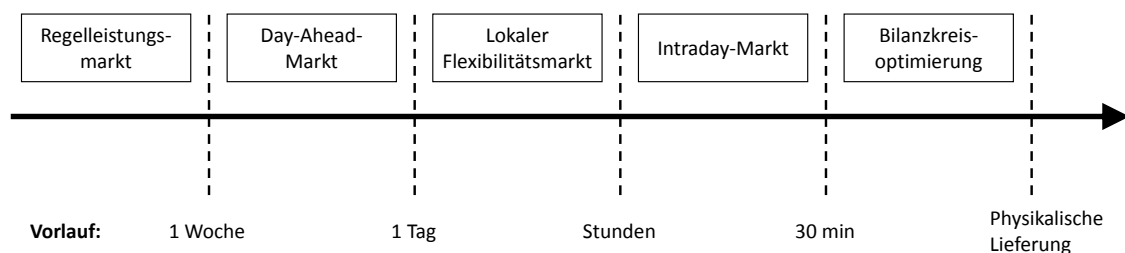
Die Erlösabschätzung erfolgt auf Basis des in Abschnitt 3.2 dargestellten Vergleichs der Netzertüchtigungsvarianten. Wie dort bereits erwähnt ist zu berücksichtigen, dass die Netzausbaukosten je nach untersuchtem Netzgebiet stark variieren und die Durchschnittsbetrachtung lediglich der Ermittlung einer Tendenz dient. In Abschnitt 3.2.3 wurde eine durchschnittliche Kostenersparnis von etwa  $K_E = 6.250$  EUR pro Netzgebiet ermittelt. Unter der Annahme, dass jedes zweite Elektrofahrzeug am Flexibilitätsmarkt teilnimmt, entspricht dies ungefähr  $K_E = 700$  EUR je Fahrzeug im gesamten Betrachtungszeitraum von 40 Jahren. Berücksichtigt man darüber hinaus die in Abschnitt 4.4.1 genannten zusätzlichen Einsparungen auf der Mittelspannungsebene, beläuft sich die Gesamteinsparung je Teilnehmer auf ca.  $K_E = 2.100$  EUR bzw. gut 50 EUR pro Jahr.



Der von der Einsparung an die Marktteilnehmer weitergegebene Anteil wird zwar individuell verschieden und abhängig vom Angebot sein, auf Grund des sonstigen Mehrwertes eines Netzautomatisierungssystems (siehe Abschnitt 3.2.3) wäre jedoch bereits eine Kostenneutralität für einen Netzbetreiber vorteilhaft, sodass der Großteil weitergereicht werden dürfte. Der hier betrachtete Fahrzeugpool könnte somit am lokalen Flexibilitätsmarkt etwa 750.000 EUR pro Jahr erwirtschaften. Unter Berücksichtigung der geringen Einsatzzeiten von etwa 1 % des Jahres (vgl. Abbildung 2-20) entspricht dies Erlösen in Höhe von gut 8.500 EUR pro Einsatzstunde.

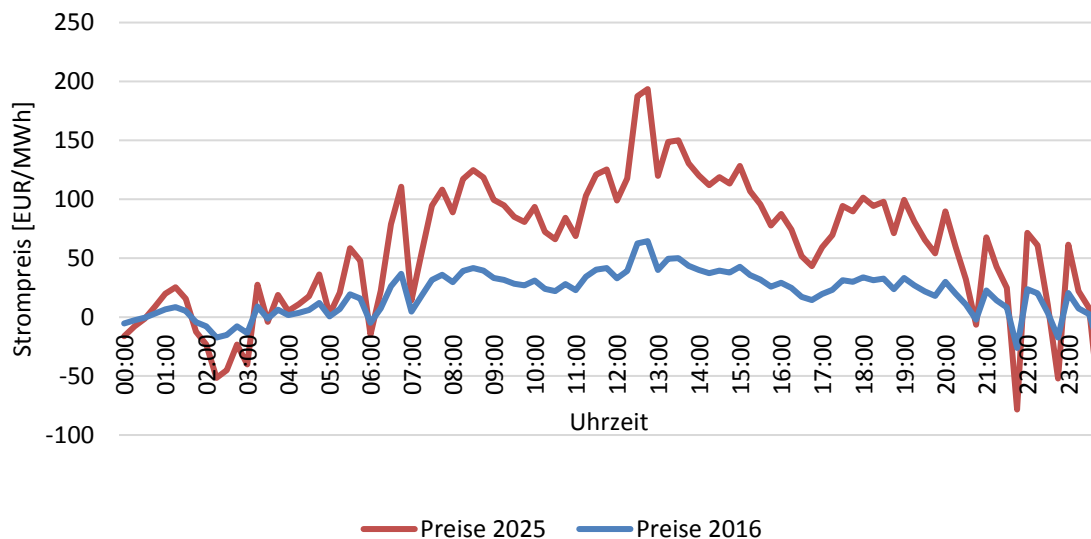
#### 4.4.4 Langfristiges Erlöspotential bei optimierter Marktselektion

Die vollständige Bewertung des langfristigen Erlöspotentials erfordert auch die Berücksichtigung der Möglichkeit, die Flexibilität eines Pools an unterschiedlichen Märkten einzusetzen. Dabei ist jedoch zu beachten, dass eine zeitgleiche Nutzung derselben Flexibilität an verschiedenen Marktplätzen ausgeschlossen ist. Längerfristige Vermarktungsoptionen (wie beispielsweise der Regelleistungsmarkt) sollten daher nur genutzt werden, sofern deren erwartete Erlöse über denen der kurzfristigen Vermarktungsoptionen liegen, da ein „nachträglicher“ Wechsel (zumindest nach derzeitigen Regularien) nicht mehr möglich ist. Zur Übersicht stellt Abbildung 4-13 den benötigten zeitlichen Vorlauf der einzelnen Vermarktungsoptionen dar.



**Abbildung 4-13: Zeitlicher Vorlauf der zukünftigen Vermarktungsoptionen**

Die Auswahl der jeweiligen Vermarktungsoption hängt letztendlich von den Preisprognosen der einzelnen Vermarktungsoptionen im entsprechenden Zeitraum ab. Da die genauen zukünftigen Preisverläufe derzeit jedoch noch nicht absehbar sind, kann das Erlöspotential an dieser Stelle lediglich abgeschätzt werden. Zu diesem Zweck wird angenommen, dass die künftigen zeitlichen Preisverläufe der einzelnen Vermarktungsoptionen den heutigen verlaufsmäßig ähneln und lediglich um die in Abschnitt 4.4.3 dargestellten Entwicklungen skaliert werden können. Da keine Preisverläufe für die Bilanzkreisoptimierung vorliegen, werden diese für die Abschätzung mit den Verläufen des Intraday-Marktes gleichgesetzt und somit nicht separat betrachtet. Zur Verdeutlichung zeigt Abbildung 4-14 den beispielhaften angenommenen Preisverlauf am 09.02.2025 als Erweiterung zu Abbildung 4-1.



**Abbildung 4-14: Verlauf der Durchschnittstrompreise des kontinuierlichen Intraday-Marktes am 09.02.2016 im Vergleich zur abgeschätzten Skalierung für den 09.02.2025**

Weiterhin wird angenommen, dass mögliche Abrufe des lokalen Flexibilitätsmarktes innerhalb des betroffenen Tages gut prognostizierbar sind und mindestens 50 % der vorgehaltenen Energiemenge auch tatsächlich angefordert werden. Zur Vereinfachung wird ferner davon ausgegangen, dass genaue Preisprognosen nur für die aktuell verfügbaren Vermarktungsoptionen vorliegen, jedoch noch nicht für die später folgenden (beispielsweise liegen am Vortag genaue „Day-Ahead-Prognosen“ vor, jedoch noch keine detaillierten „Intraday-Prognosen“).

Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 4.4.3.1 angenommenen zukünftigen Erlösentwicklung kann ein risikoaffiner Händler im Jahr 2025 mit dem betrachteten Fahrzeugpool etwa 270 EUR je Stunde des Jahres am Intraday-Markt erwirtschaften (Vervierfachung des Erlöses aus 2015). Längerfristige Vermarktungsoptionen sollten daher nur genutzt werden, solange es wahrscheinlich ist, dass diese höhere Erlöse erzielen.

Wie in Abschnitt 4.4.3.4 beschrieben, kann der Fahrzeugpool an einem lokalen Flexibilitätsmarkt etwa 8.500 EUR je Einsatzstunde erwirtschaften. In Anbetracht der angenommenen Einsatzquote von 50 % zwischen vorgehaltener lokaler Flexibilität und tatsächlichem Einsatz ergibt sich ein Erlös von 4.250 EUR je Stunde der Energievorhaltung. Da dieser über dem Durchschnittserlös am Intraday-Markt liegt, ist der lokale Flexibilitätsmarkt bei abzusehender Anforderung zu bevorzugen.<sup>29</sup>

<sup>29</sup> In der Literatur wird auch häufig ein Marktmodell mit Arbeits- und Leistungspreis ähnlich dem des Regelleistungsmarktes vorgeschlagen (z. B. [146]). Dies wird hier auf Grund der geringen Abrufhäufigkeiten und der damit einhergehenden geringen Ausnutzung der Flexibilität jedoch nicht als sinnvoll erachtet.

Sofern die Flexibilität am Day-Ahead-Markt eingesetzt werden soll, können weder lokale Flexibilitätsmärkte noch der Intraday-Markt bedient werden. Der erwartete Erlös sollte somit oberhalb der durchschnittlichen Erlöse dieser beiden Märkte liegen. Unter Berücksichtigung der angenommenen Einsatzzeit des lokalen Flexibilitätsmarktes in Höhe von 1 % der Jahresstunden und der berücksichtigten doppelten Vorhaltezeit sollte der erwartete Erlös somit

$$K_E = 270 \frac{\text{EUR}}{\text{h}} \cdot 0,98 + 4.250 \frac{\text{EUR}}{\text{h}} \cdot 0,02 \approx 350 \frac{\text{EUR}}{\text{h}}$$

übersteigen. Da diese Erlöse auch unter Berücksichtigung der beschriebenen Entwicklung am Day-Ahead-Markt (Abschnitt 4.4.3.1) kaum realisiert werden können<sup>30</sup>, ist eine Vermarktung an diesem unter den angenommenen Voraussetzungen zu vermeiden.

Auf Grund der fehlenden ökonomischen Vorteilhaftigkeit einer „Day-Ahead-Vermarktung“ gelten die vorstehenden Mindesterlösbetrachtungen auch für den Regelleistungsmarkt. Eine Vermarktung an diesem kann als vorteilhaft betrachtet werden, sofern die erwarteten Erlöse  $K_E = 350 \text{ EUR/h}$  überschreiten. Auf Basis der um die in Abschnitt 4.4.3.2 dargestellten Erlösentwicklungen skalierten Regelleistungspreise der vergangenen Jahre wäre eine Vorteilhaftigkeit in durchschnittlich 15 Wochen des Jahres gegeben.<sup>31</sup> In diesen Wochen hätten durch eine Vermarktung am Regelleistungsmarkt etwa  $\Delta K_E = 300.000 \text{ EUR}$  mehr Erlöst werden können als der Mittelwert der sonstigen Vermarktungsoptionen. Fraglich ist jedoch, ob diese vorteilhaften Wochen überhaupt im Voraus prognostiziert werden können.

Tabelle 4-2 stellt die zukünftigen Erlösmöglichkeiten bei optimierter Marktselektion zusammenfassend dar.

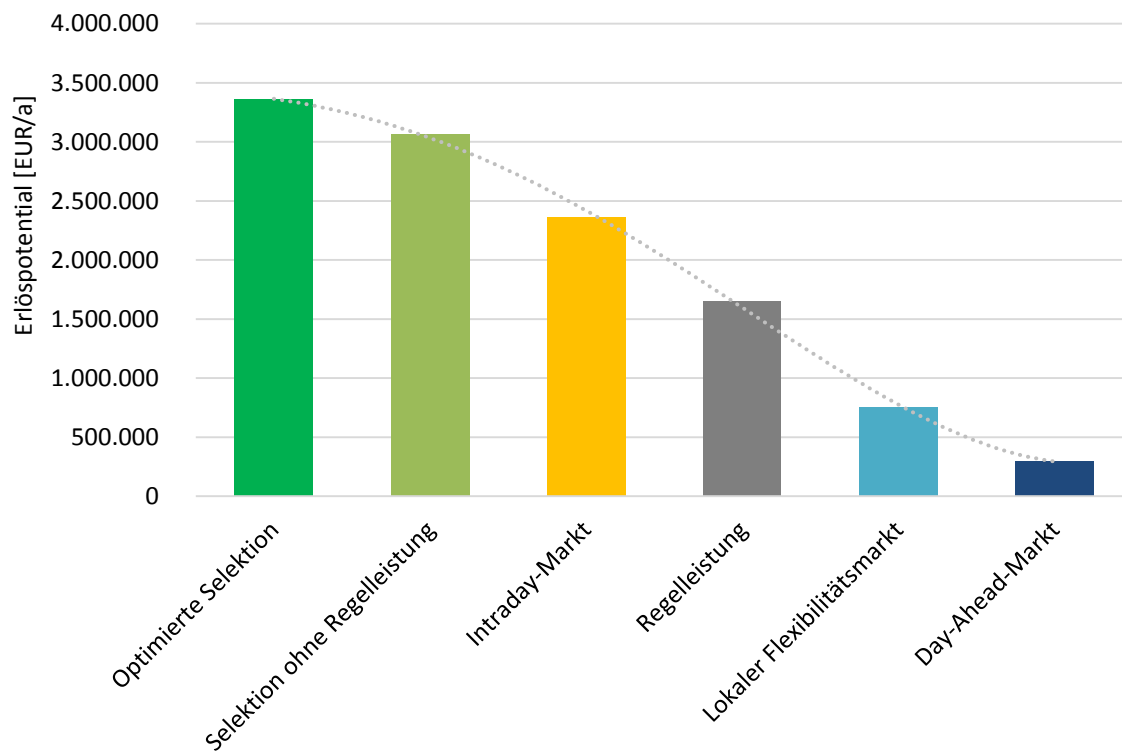
**Tabelle 4-2: Zukünftige Erlösmöglichkeiten bei optimierter Marktselektion**

Vermarktungsoption	Jährlicher Einsatzzeitraum [h]	Durchschnittserlös im Einsatzzeitraum $\left[\frac{\text{EUR}}{\text{h}}\right]$	Jahreserlös des Fahrzeugpools [EUR]
Intraday-Markt	6.065	270	1.637.550
Lokaler Flexibilitätsmarkt	175	4.250	743.750
Day-Ahead-Markt	0	--	0
Regelleistungsmarkt	2.520	390	982.800
<b>Gesamt</b>	<b>8.760</b>	<b>384</b>	<b>3.364.100</b>

<sup>30</sup> Unter Berücksichtigung der skalierten Preiszeitreihen des Day-Ahead-Marktes von 2008 bis 2015 konnte der nötige Mindesterlös an keinem Tag realisiert werden.

<sup>31</sup> Unter Annahme eines zu diesem Zweck optimierten Arbeitspreises von  $p_A = 100 \frac{\text{EUR}}{\text{MWh}}$  bei positiver SRL bzw.  $p_A = 25 \frac{\text{EUR}}{\text{MWh}}$  bei negativer SRL.

Die Tabelle zeigt die zeitlichen Anteile der einzelnen Vermarktungsoptionen an den Gesamtjahresstunden, die durchschnittlichen Erlöse je Stunde sowie den Jahresgesamterlös bei optimaler Ausnutzung der unterschiedlichen Märkte. Im Falle der Prognostizierbarkeit der günstigen Wochen für eine Regelleistungsbereitstellung könnte der Fahrzeugpool einen Jahresgesamterlös von maximal  $K_E = 3,36$  Millionen EUR bzw. etwa  $K_E = 224$  EUR je Fahrzeug erzielen. Falls die Regelleistungsabrufe nicht prognostizierbar sind, reduziert sich der Erlös um die erwähnten  $\Delta K_E = 300.000$  EUR auf  $K_E = 3,06$  Millionen EUR bzw.  $K_E = 204$  EUR je Fahrzeug, bei Teilprognostizierbarkeit würde sich ein Erlös zwischen den beiden Grenzwerten ergeben. Da eine optimale Ausnutzung der einzelnen Märkte eher unwahrscheinlich ist, stellt Abbildung 4-15 zum Vergleich das maximale Erlöspotential bei optimierter Marktselektion den Potentialen der einzelnen Vermarktungsoptionen ohne innerjährlichen Marktwechsel gegenüber.



**Abbildung 4-15: Vergleich des Erlöspotentials der unterschiedlichen Vermarktungsoptionen der Ladeflexibilität des Fahrzeugpools (n=15.000 Fahrzeuge) für das Jahr 2025**

Anzumerken ist, dass die in Abschnitt 3.4.4.2 vorgestellte Möglichkeit des Einsatzes der Ladeflexibilität zur Reduzierung von Abregelungen dezentraler Stromerzeugungsanlagen an dieser Stelle nicht finanziell betrachtet wurde. Die zukünftige Preisgestaltung für die Einspeisung erneuerbarer Energien (und somit auch deren Kompensationszahlungen bei Nicht-Einspeisung) sind derzeit kaum aussagekräftig abzuschätzen. Diese könnte die Einsatzzeiten und Erlösmöglichkeiten des lokalen Flexibilitätsmarktes prinzipiell weiter erhöhen (zumindest in ländlichen Netzgebieten).

Ob das Erlöspotential von maximal  $K_E = 224$  EUR je Fahrzeug ausreichend ist, die Fahrzeugnutzer zur flächenmäßigen Teilnahme anzureizen, kann derzeit noch nicht mit Sicherheit abgesehen werden. Bezogen auf die durchschnittlichen Jahresstromkosten eines Elektrofahrzeuges (inkl. Steuern und Abgaben) in Höhe von etwa

$$K_{Strom} = 36 \frac{\text{km}}{\text{d}} \cdot 0,2 \frac{\text{kWh}}{\text{km}} \cdot 365 \frac{\text{d}}{\text{a}} \cdot 0,25 \frac{\text{EUR}}{\text{kWh}} = 657 \frac{\text{EUR}}{\text{a}}$$

könnte durch die Flexibilitätsbereitstellung eine Kostenreduzierung von gut einem Drittel erreicht werden. Dem gegenüber stehen der Aufwand der Fahrtenplanung und die Eingabe in das System sowie der Verzicht auf längere spontane Fahrten (abhängig von der eingeplanten Puffergröße). Sofern die Planung und Übertragung der eigenen Mobilitätsbedürfnisse weitreichend automatisiert abläuft und die Puffergröße bei zukünftig größeren Akkukapazitäten dementsprechend großzügig ausfallen kann, dürfte eine ausreichend hohe Teilnahmebereitschaft allerdings wahrscheinlich sein.

#### 4.5 Wesentlicher Handlungsbedarf zur Realisierung

Zur Umsetzung der in den vorstehenden Abschnitten dargestellten Vermarktungsoptionen werden einige Voraussetzungen benötigt.

Aus technischer Sicht ist die Schaffung einheitlicher Schnittstellen und Kommunikationsprotokolle zur Ladesäulensteuerung in größeren Aggregationen obligatorisch (siehe auch Abschnitt 3.4.4.3). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass neben der Einbindung von kompletten Netzautomatisierungssystemen auch Möglichkeiten zur Integration einzelner Ladestationen geschaffen werden sollten. Insbesondere in sehr stark dimensionierten Netzen, in denen kein Bedarf zur Installation von Netzautomatisierungssystemen besteht, sollten die Ladestationen direkt angebunden werden können.

Regulatorisch besteht insbesondere im Bereich der Regelleistungsvermarktung sowie der Bilanzkreisoptimierung Handlungsbedarf. Um die Leistungsflexibilität einer Anlage am Regelleistungsmarkt anbieten zu können, muss diese nach derzeitigen Regularien zunächst präqualifiziert werden. Hierbei ist momentan jede einzelne „Technische Einheit“ (somit jede einzelne Ladestation) zu präqualifizieren [143]. Auf Grund der verhältnismäßig geringen Leistung einer einzelnen Ladestation ist dieser Aufwand jedoch wirtschaftlich nicht darstellbar. Die Möglichkeit zur Präqualifikation des gesamten Pools als eine „Technische Einheit“ würde dieses Hemmnis beseitigen.

Im Rahmen der Bilanzkreisoptimierung benötigt der jeweilige Bilanzkreisverantwortliche zeitnahen Zugang zu hochaufgelösten Messwerten, um Abweichungen innerhalb seines verantworteten Bereichs erkennen und geeignete Gegenmaßnahmen ergreifen zu können. Dieser Zugang ist mit derzeitigen Messsystemen jedoch nicht gegeben. Im Zuge des zukünftigen Smart-Meter-Rollouts sollte zu diesem Zweck eine hochfrequentierte Messwertübertragung (maximal 15 minütige Intervalle) angestrebt werden. Darüber hinaus bleibt festzulegen, in welcher Art Bilanzkreisabweichungen, die durch Regelungsmaßnahmen am lokalen Flexibilitätsmarkt hervorgerufen werden, abzurechnen sind.

Zur Vermarktung der Ladeflexibilität werden entsprechende Aggregatoren benötigt. Ein spezieller Vertragsabschluss über eine Flexibilitätsbereitstellung mit externen Aggregatoren könnte jedoch insbesondere private Fahrzeugbesitzer an einer Beteiligung hemmen. Hier bietet sich stattdessen eher ein spezieller Gesamtstromliefervertrag (z.B. inkl. Haushaltsstrom) an, der bei Flexibilitätsbereitstellung günstigere Strompreise vorsieht. Die Vergünstigung könnte nach dem in Abschnitt 3.7 vorgestellten Modell erfolgen. Festzulegen bleibt allerdings, wie die Zugriffsrechte zwischen Netzautomatisierungssystem (falls vorhanden) und Stromhändler im Kontext der regulatorischen Entflechtung ausgestaltet werden müssen.

Lokale Flexibilitätsmärkte sind bisher weder verfügbar noch ausreichend spezifiziert. Hier bedarf es zunächst einer einheitlichen Konzeption der Märkte inklusive der Preismethodik, der Bereitstellungsspezifikationen und der Eigentums- und Betriebsstrukturen. Anschließend sind vollständig automatisierte Marktplätze zu schaffen, die bedingt durch die geringen Handelsvolumina (da lokal stark begrenzt) eine hohe Kosteneffizienz unter Wahrung einer hohen Verfügbarkeit aufweisen müssen. In diesem Zuge sind auch standardisierte kosteneffiziente Schnittstellen zu den Marktteilnehmern zu schaffen. Abschließend bedarf es geschulter Informations- und Installationsservices, welche den Teilnehmern den Markteintritt weitestgehend erleichtern und somit für eine hohe Teilnahmebereitschaft sorgen.

## **4.6 Verfahrensgrenzen**

Die gezeigten Vermarktungsoptionen ermöglichen die kontinuierliche Nutzung der Ladeflexibilität der Elektrofahrzeuge. Die vermarktete Leistung ist dabei prinzipiell frei mit der Anzahl der beteiligten Fahrzeuge skalierbar, sodass bei höheren Elektrofahrzeugdurchdringungen auch mehrere Gigawatt flexibler Leistung erbracht werden können (etwa 3 Millionen Fahrzeuge je GW). Eine alleinige Flexibilitätsbereitstellung durch Elektrofahrzeugregelungen ist zur Wahrung der Systemstabilität allerdings dennoch nicht ausreichend, da die Flexibilität nur über einige Stunden gesichert bereitgestellt werden kann (vgl. Abschnitt 4.3.1). Längerfristige Leistungsregelungen (über mehr als 10 Stunden) benötigen weiterhin zusätzliche Flexibilitätsoptionen, welche somit – da vorhanden – auch bei kurzfristigeren Flexibilitätsbedarfen dauerhaft in Konkurrenz zur Ladeflexibilitätsnutzung stehen.

Die marktdienliche Nutzung der Ladeflexibilität in der vorgestellten Form schränkt die Mobilität der Fahrzeugnutzer zwar nicht ein, verlangt jedoch eine permanente Fahrtenplanung. Dies könnte viele Fahrzeugbesitzer von einer Teilnahme abhalten. Je nach Entwicklung der zukünftigen Akkukapazität könnte auch ein „Puffer“ für spontane Fahrten vorgesehen werden, der zwar die Flexibilität jedes Fahrzeugs verringert, jedoch die Teilnahmebereitschaft erhöhen dürfte. Letztendlich hängt die einetzbare Flexibilität jedoch von der Teilnahmebereitschaft der Fahrzeugbesitzer ab.

Marktdienliche Regelungsmaßnahmen können einen großen Einfluss auf die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge besitzen. Höhere Ladegleichzeitigkeiten führen wiederum zu stärkeren Netzbelastungen. Dies kann bei Nicht-Beachtung lokaler Netzrestriktionen zu einem vermehrten Einsatzbedarf des (zukünftigen) lokalen Flexibilitätsmarktes bzw. zu einem verstärkten Netzausbaubedarf führen. Die Kosten der Netzausbau- bzw. Netzregelungsmaßnahmen können dabei die erzielten Erlöse des marktorientierten Flexibilitätseinsatzes deutlich reduzieren. Insgesamt ist daher sicherzustellen, dass der volkswirtschaftliche Gesamtnutzen der Laderegelungen nicht durch betriebswirtschaftliche Optimierungen Einzelner reduziert wird.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Zur Abmilderung der globalen Erwärmung, zur Schonung fossiler Ressourcen und zur Erreichung einer energetischen Unabhängigkeit wird langfristig eine regenerative Energiebereitstellung angestrebt. Der elektrischen Energie kommt dabei auf Grund ihrer flexiblen Einsatz- und Erzeugungsmöglichkeiten eine besonders große Bedeutung zu. Diese soll zukünftig auch in vormals nicht bzw. nur selten elektrisch betriebenen Einsatzgebieten genutzt werden, wobei insbesondere große Zuwächse im Bereich der Elektromobilität zu erwarten sind (vgl. Abschnitt 2.1).

Eine verstärkte Elektromobilität wirkt sich auch auf die Leistungsflüsse im elektrischen Netz aus. Besonders die unteren Spannungsebenen sind für die Übertragung der zu diesem Zweck benötigten zusätzlichen Leistung jedoch häufig nicht ausgelegt. Bei höheren Elektrofahrzeugdurchdringungen kann es daher schnell zu Spannungsbandverletzungen oder Kabel- bzw. Transformatorüberlastungen kommen, sofern keine geeigneten Gegenmaßnahmen ergriffen werden. Diese unzulässigen Betriebszustände treten allerdings nur bei höheren Ladegleichzeitigkeiten auf, die im Jahresverlauf nur selten vorkommen (vgl. Abschnitt 2.5).

Zur Vermeidung der unzulässigen Betriebszustände bieten sich grundsätzlich zwei Möglichkeiten an: Auf der einen Seite kann das elektrische Netz mittels konventioneller Betriebsmittel soweit verstärkt werden, dass es auch die Leistungsflüsse in den wenigen Zeitpunkten hoher Ladegleichzeitigkeit sicher übertragen kann; auf der anderen Seite kann ein Lademanagementsystem installiert werden, welches in den wenigen kritischen Zeitpunkten gezielt in die Ladevorgänge der Fahrzeuge eingreift und somit unzulässige Betriebszustände vermeidet. Aus ökonomischer Sicht ist letzteres bei höheren Elektrofahrzeugdurchdringungen klar zu präferieren (vgl. Abschnitt 3.2).

Trotz ökonomischer Vorteilhaftigkeit kann ein Lademanagementsystem nur genutzt werden, sofern die Fahrzeugnutzer bereit sind, ihre Fahrzeuge zu Regelungszwecken zur Verfügung zu stellen. Eine derartige Akzeptanz wird sich wiederum nur einstellen, falls die teilnehmenden Fahrzeugnutzer nicht durch Regelungsmaßnahmen in ihrer Mobilität eingeschränkt werden. Auf Grund der im Verhältnis zur durchschnittlich benötigten Ladezeit sehr langen Standzeiten der Fahrzeuge besteht prinzipiell eine ausreichend große zeitliche Flexibilität zur auswirkungslosen Verschiebung der Ladevorgänge. Dennoch kommt vor, dass einzelne Ladevorgänge keine zeitliche Flexibilität aufweisen. Diese Ladevorgänge müssen vom Lademanagementsystem identifiziert und von Regelungsmaßnahmen ausgeschlossen werden.



Zur Maximierung der Teilnahmeakzeptanz der Fahrzeugnutzer wurde ein Lademanagementsystem entwickelt, das in der Lage ist, unzulässige Betriebszustände im elektrischen Netz zu beheben und gleichzeitig die Mobilitätsbedürfnisse der Fahrzeugnutzer zu wahren. Zu diesem Zweck wurden verschiedene Ladekonzepte entwickelt, welche jeweils unterschiedliche Vor- und Nachteile besitzen und somit für verschiedene Einsatzzwecke geeignet sind (vgl. Abschnitt 3.4). Das entwickelte System wurde anschließend einem umfangreichen Feldtest unterzogen, in dem dessen Funktion und Robustheit validiert wurden (siehe Abschnitt 3.5).

Die Ladeflexibilität der Elektrofahrzeuge ist ganzjährig verfügbar, wird jedoch nur wenige Stunden des Jahres zur Stützung des lokalen Netzes benötigt. Aus diesem Grund bietet es sich an, diese in den übrigen Zeiträumen dem Gesamtsystem zur Verfügung zu stellen und dadurch die Wirtschaftlichkeit des Systems weiter zu erhöhen. Zu diesem Zweck stehen unterschiedliche Vermarktungsoptionen zur Verfügung, die unterschiedliche Anforderungen an eine Flexibilitätserbringung stellen und auch unterschiedlich vergütet werden (siehe Abschnitt 4.2).

Zur ökonomischen Bewertung der einzelnen Vermarktungsoptionen wurden zunächst die potentiellen Erlöse eines Elektrofahrzeugpools im aktuellen Marktumfeld ermittelt (vgl. Abschnitt 4.3). Da eine höhere Durchdringung der Elektromobilität allerdings erst mittel- bis langfristig (nach 2025) zu erwarten ist, wurde auch die zukünftige Marktentwicklung abgeschätzt. Auf Basis dieser Marktentwicklung wurden abschließend eine optimierte Marktkombination und die daraus resultierenden Erlöse des Elektrofahrzeugpools bestimmt (siehe Abschnitt 4.4).

Sollten die Fahrzeugnutzer nicht bereit sein, ihre Mobilität dauerhaft zu planen bzw. die möglichen Reichweitereinschränkungen spontaner Fahrten zu akzeptieren, können die beschriebenen Vermarktungsoptionen kaum genutzt werden. Zumindest die zur Teilnahme am regionalen Flexibilitätsmarkt benötigte Mobilitätsplanung weniger (kritischer) Tage sollte jedoch allgemeine Akzeptanz finden. Außerdem erlauben die steigenden Akkukapazitäten der zukünftigen Elektrofahrzeuggenerationen deutlich größere „Reichweitenpuffer“ bei identischer Flexibilitätsbereitstellung, welche die Sorgen vor einem Mobilitätsverlust deutlich abmildern dürften. Für die übrigen Vermarktungsoptionen bieten sich darüber hinaus neben privaten Fahrzeugnutzern insbesondere „Car-sharing“- und Flottenfahrzeuge an, die ohnehin eine genaue Fahrtenplanung durchführen (Fahrzeuge müssen im Vorfeld gebucht werden) und somit keinen Mehraufwand zur Datenerhebung benötigen.

Der großflächigen Ausbringung des vorgestellten Lademanagementsystems stehen noch zwei wesentliche Hemmnisse entgegen. Erstens bedarf die Vernetzung einer Vielzahl von Ladestationen einheitlicher technischer Kommunikationsschnittstellen und Protokolle. Hierbei sind insbesondere die Ladesäulen- und die Fahrzeughersteller dahingehend zu beeinflussen, dass diese ihre Technologien kompatibel gestalten und netzdienliche Einsatzzwecke berücksichtigen. Zweitens ist der regulatorische Rahmen dahingehend auszugestalten, dass sich die volkswirtschaftlichen Vorteile der automatisierten Laderegelung auch betriebswirtschaftlich widerspiegeln. Die regulatorische Anreizsetzung hat dafür Sorge zu tragen, dass die bei ganzheitlicher Betrachtung vorteilhafteste Technologie auch eingesetzt wird (vgl. Abschnitte 3.3.2 und 4.5).

Zusammenfassend sollten im Kontext der fortschreitenden Elektrofahrzeugdurchdringung insgesamt folgende wesentliche Punkte Berücksichtigung finden:

- Eine verstärkte Elektromobilität führt ohne Gegenmaßnahmen zu großflächigen Grenzwertverletzungen (Betriebsmittelüberlastungen, Spannungsbandverletzungen) in den Netzen.
- Ein kombiniertes Lademanagement- und Netzautomatisierungssystem ist bei höheren Elektrofahrzeugdurchdringungen einem konventionellen Netzausbau vorzuziehen.
- Zur Akzeptanzerhaltung darf ein Lademanagementsystem die Mobilität der Fahrzeugnutzer nicht einschränken.
- Die Flexibilität der Ladevorgänge wird nur selten zur Stützung des lokalen Netzes benötigt und kann größtenteils für das Gesamtsystem eingesetzt werden.
- Die Regulierungsgrundlage ist dahingehend anzupassen, dass die volkswirtschaftlichen Vorteile eines Lademanagementsystems auch zur betriebswirtschaftlichen Umsetzung führen.
- Die technischen Schnittstellen zwischen den einzelnen Automatisierungskomponenten sind zu vereinheitlichen.

## 6 Summary

Today fighting the climate change poses the main challenge for all parts of the energy supply sector. In the recent decade the transformation process of the electrical energy sector towards renewable energy resources proceeded and reduced the consumption of fossil resources substantially. In contrast in other energy sectors renewable energy resources are introduced more hesitantly. Especially the energy-intensive mobility sector relies largely on fossil fuels. Although the share of biofuels increased they are inadvisable for satisfying a high proportion of the total energy demand because they directly compete with the food production. Therefore, it is reasonable to reduce the fossil energy demand by using electrical energy instead, so that in the next years the share of electric vehicles (EVs) probably will increase significantly.

These developments lead to essential challenges for the power grid. The increasing generation of decentralized renewable power plants already caused inadmissible grid conditions (deviations from the allowed voltage range, overloads) in many rural distribution grids, whereas an increasing number of EVs will also affect urban grids. The first part of this work shows the expected development of the electric mobility in Germany and quantifies the upcoming grid expansion demand. Therefore, a grid load simulation for several different low-voltage (LV) grid structures was conducted which is based on probabilistic charging load profiles that are added to smart meter based load simulations of other grid participants (especially loads of residential buildings).

There are two distinct possibilities to prevent those inadmissible grid conditions: On the one hand, a conventional grid expansion, on the other hand a grid supporting charging management system for EVs. The work shows that charging management systems offer clear economic benefits at higher shares of EVs.

Despite the economic advantages a charging management system can only be realized, if the number of participants is sufficient. In order to avert a loss of acceptance, it is important to ensure that the mobility of the users is not restricted due to charging management activities. It is shown that the charging power of the majority of all EV charging processes could be limited significantly without affecting the users' mobility. Nevertheless, some charging processes do not possess flexibility. These have to be identified and excluded from charging management activities.

In order to maximize the acceptance of the vehicle users the developed charging management system is able to remedy the inadmissible grid conditions while minimizing the negative effects for the users. For this purpose different smart charging concepts were created which have different advantages and disadvantages and therefore different application areas. This charging management system was reviewed in an extensive field test in which the correct operation as well as the robustness of the system were validated.

The work demonstrates that the critical utilizations of the feeding distribution grids only occur few hours a year. The combined charging flexibility of multiple EVs, however, is available continuously and can be used without additional costs in order to increase the economic advantage of the charging management system. For this purpose, various application scenarios with different requirements and different revenue potentials are available.

To evaluate the economic potential of the different marketing options, the revenue potential of the actual available options is estimated on the basis of historical price data. Since higher shares of EVs are only expected in the long term, the expected market development is considered too. On this basis an optimized combination of the available application scenarios and the resulting revenues are estimated.

In summary, the following aspects have to be considered in order to be prepared for a growing number of EVs.

- A high share of EVs typically leads to inadmissible grid conditions (deviations from the allowed voltage range, overloads).
- A combined charging management and smart grid system has significant economic advantages compared to a conventional grid expansion at a higher share of EVs.
- In order to avert a loss of acceptance, it is important to ensure that the mobility of the users is not restricted due to load control activities.
- The charging flexibility of the EVs can largely be used for the overall system, because it is available continuously but is only needed few hours a year for supporting the local grid.
- The regulatory framework has to be adjusted in order to reduce existing obstacles and incite the relevant companies to invest in charging management systems.
- The interfaces between the individual automation components have to be standardized.

## 7 Literaturverzeichnis

- [1] Europäische Kommission:  
**EUROPA 2020 - Eine Strategie für intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum**  
Mitteilung der Europäischen Kommission, Brüssel, Belgien (2013)
- [2] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland:  
**Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)**  
Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29. Juni 2015 (BGBl. I S. 1010) geändert worden ist.
- [3] Umweltbundesamt:  
**Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch**  
Bereitgestellt auf <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/anteil-erneuerbarer-energien-am-energieverbrauch> am 06.10.2014, Dessau-Roßlau (Juni 2015)
- [4] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland:  
**Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung**  
Berlin (2010)
- [5] Umweltbundesamt:  
**Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren**  
Auswertungstabellen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Dessau-Roßlau (2015)
- [6] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR):  
**Basisdaten Bioenergie Deutschland**  
Gülzow-Prüzen (2013)
- [7] NPE:  
**Fortschrittsbericht 2014 - Bilanz der Marktvorbereitung**  
Bericht, Nationale Plattform Elektromobilität, Berlin (2014)
- [8] Feix, O., Obermann, R., Strecker, M., König, R.:  
**Netzentwicklungsplan Strom 2014 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber**  
Berlin (2014)

- [9] Büchner, J., Katzfey, J., Flörcken, O., Moser, A., Schuster, H., Dierkes, S., van Leeuwen, T., Verheggen, L., Uslar, M., van Amselvoort, M.:  
**„Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie)**  
Bonn (2014)
- [10] Brakelmann, H.:  
**Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel ?**  
Studie, Rheinberg (2004)
- [11] Ehlers, N.:  
**Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung**  
Dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin (2011)
- [12] Bundesnetzagentur:  
**Smart Grid/Smart Market - Eckpunktepapier der Bundesagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystem**  
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn (2011)
- [13] Büchner, J., Katzfey, J., Flörcken, O., Moser, A., Schuster, H., Dierkes, S., van Leeuwen, T., Verheggen, L., Uslar, M., van Amelsvoort, M.:  
**„Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie)**  
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), E-Bridge, IAEW, OFFIS, Bonn (2014)
- [14] Harnisch, S., Steffens, P., Thies, H., Monscheidt, J., Münch, L., Böse, C., Gemsjäger, B., Zdrallek, M.:  
**Planungs und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen**  
Band 8 der Schriftenreihe „Neue Energie aus Wuppertal“, Wuppertal, Erlangen (2016)
- [15] eurelectric:  
**Active Distribution System Management - A key tool for the smooth integration of distributed generation**  
full discussion paper, Union of the Electricity Industry, Brüssel, Belgien (2013)

- [16] Geibel, D., Degner, T., Reimann, T., Engel, B., Bülo, T., da Costa, J.:  
**Active Intelligent Distribution Networks - Coordinated Voltage Regulation Methods for Networks with High Share of Decentralised Generation**  
Proceedings of the CIRED Workshop 2012, Lissabon, Portugal (2012)
- [17] Kruschel, W., da Costa, J., Dombert, B., Mende, D., Bülo, T., Zacharias, P.:  
**Power Electronic Voltage Regulator for Increasing the Distributed Generation Capacity in Low Voltage Networks**  
Proceedings of the 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), Lille, Frankreich (2013)
- [18] Neusel-Lange, N.:  
**Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze**  
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal (2013)
- [19] Baktash Nasiri, A., Gonzalez, D., Wagner, C., Häger, U., Rehtanz, C.:  
**Integration of Smart Grid Technologies for Voltage Regulation in Low Voltage Distribution Grids**  
IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia), Melbourne, Australien (2016)
- [20] Moser, A., Dierkes, S., Larscheid, P., Maercks, M., Patzack, S., Vennegeerts, H., Zanner, M.:  
**Systemstudie zum Einspeisemanagement erneuerbarer Energien**  
Studie im Auftrag der EWE AG, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Aachen (2015)
- [21] Nobis, P., Fischhaber, S.:  
**Belastung der Stromnetze durch Elektromobilität**  
Paper, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München (2015)
- [22] Franz, P., Hoffmann, A., Hanson, J., Fenn, B.:  
**Integration of Electromobility in a Distribution Grid: Results of the Beacon Project "Well2wheel"**  
Proceedings of the CIRED Workshop, Rom, Italien (2014)

- [23] Probst, A.:  
**Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung**  
Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart (2014)
- [24] Wickert, M., Hergard, N., Trost, T., Prior, J., Cacilo, A., Hartwig, M., Reinhardt, A., Münzing, H.:  
**Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erstellung von fahrzeugbezogenen Analysen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien**  
Endbericht, Fraunhofer IWES, Kassel und Bremerhaven (2013)
- [25] Seddig, K., Jochem, P., Fichtner, W.:  
**Nutzung von elektrmobilen Flotten zur Lastverschiebung**  
13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2014)
- [26] Pietruschka, D., Brennenstuhl, M., Matthiss, B., Binder, J.:  
**Decentralised heat pumps and small electricity storages as active components in a virtual power plant for smart grid services**  
IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rom, Italien (2015)
- [27] Benetti, G., Bianchin, A., Delfanti, M., Fachinetti, T., Falabretti, D., Merlo, M.:  
**Management of Electric Vehicles Charging Processes in a DSO Control Center**  
Proceedings of the CIRED Workshop - Paper 0401, Rom, Italien (2014)
- [28] Felix Braam, M., Kohrs, R.:  
**Modellprädiktiv optimiertes Management für Elektrofahrzeug-Ladecoluster**  
VDE Kongress, Frankfurt am Main (2014)
- [29] Marwitz, S., Klobasa, M.:  
**Auswirkungen von Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf den Investitionsbedarf in ein elektrisches Niederspannungsnetz**  
14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2016)
- [30] Rolink, J., Horenkamp, W., Christian Rehtanz:  
**Ladeinfrastrukturen für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen**  
at - Automatisierungstechnik, Ausgabe 2/2012, S.84-91



- [31] Ottensmann, A., Ebbinghaus, J., , A., Haubrock, J.:  
**Integration von Elektrofahrzeugen in gewerblichen Flotten in bestehende Infrastrukturen**  
ETG-Fachtagung: Von Smart Grids zu Smart Markets, Kassel (2015)
- [32] Runge, S., Ihle, N., Meyer-Barlag, C., Grundmeier, N., Axel Hahn, H.-J.:  
**Herausforderungen für Demand-Side-Integration mit Elektrofahrzeugen in geschlossenen Logistiksystemen ("Battery-to-Market")**  
VDE Kongress, Frankfurt am Main (2014)
- [33] Meese, J., Dorsemagen, F., Neusel-Lange, N., Zdrallek, M., Stiebel, J., Stratmann, P.:  
**Happy Power Hour – Demand Response mit dynamischen Strompreisen für die mittelständische Industrie**  
Tagungsband zur 2. Otti-Konferenz "Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien", Berlin (2015)
- [34] Neubarth, J., Henle, M.:  
**Demand Response - Intelligentes Lastmanagement für den deutschen Regelleistungsmarkt**  
VDE-Kongress 2012, Stuttgart (2012)
- [35] dena:  
**Roadmap Demand Side Management. - Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem.**  
Deutsche Energie-Agentur, Berlin (2016)
- [36] Hillemacher, L.:  
**Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden**  
Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Viersen (2014)
- [37] Kamper, A.:  
**Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz**  
Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe (2009)
- [38] Lünsdorf, O.:  
**Selbstorganisation virtueller Geräte für das Lastmanagement von Kleinverbrauchern**  
Dissertation, Universität Oldenburg, Oldenburg (2012)

- [39] Mummel, J., Diekmann, S., Kurrat, M., Engel, B.:  
**IKT-Anbindung für gesteuertes Laden unter Berücksichtigung von Last- und Erzeugungskapazitäten**  
VDE Kongress, Frankfurt am Main (2014)
- [40] Mummel, J., Kammerlocher, M., Muuß, F., Kurrat, M.:  
**Elektromobilität im Kontext regionaler Erneuerbarer Energien**  
ETG-Fachtagung: Von Smart Grids zu Smart Markets, Kassel (2015)
- [41] DLR, ISE, IfHT, FGH:  
**Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen**  
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, RWTH Aachen, Institut für Hochspannungstechnik, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Stuttgart, Freiburg, Aachen (2012 )
- [42] Zhang, T., Chu, C.-C., Gadh, R.:  
**A Two-Tier Energy Management System for Smart Electric Vehicle Charging in UCLA: A Solar-To-Vehicle (S2V) Case Study**  
IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia), Melbourne, Australien (2016)
- [43] Bouallaga, A., Kadri, R., Albinet, V., Davigny, A., Colas, F., Courtecuisse, V., Merdassi, A.:  
**Advanced Metering Infrastructure for Real-Time Coordination of Renewable Energy and Electric Vehicles Charging in Distribution Grid**  
Proceedings of the Cired Workshop, Rom, Italien (2014)
- [44] Zhang, H., Hu, Z., Xu, Z., Song, Y.:  
**Evaluation of Achievable Vehicle-to-Grid Capacity Using Aggregate PEV Model**  
IEEE Transactions on Power Systems, Ausgabe 32/2017, S.784 - 794
- [45] Lehtola, T., Zahedi, A.:  
**Electric Vehicle to Grid for Power Regulation: A Review**  
IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), Wollongong, Australien (2016)

- [46] Kammerlocher, M., Baumbusch, K., Brodale, R., Haupt, H., Kurrat, M.:  
**Modelling of the vehicle to grid storage potential considering uncertainties in user behavior based on fleet test data**  
International ETG Congress, Bonn (2015)
- [47] Kießling, A., Dauer, D., Gottwald, S., Schäfer, C., Weinhardt, C.:  
**Flexibility Procurement for EV Charging Coordination**  
International ETG Congress, Bonn (2015)
- [48] IWES, LichtBlick, SMA, VW:  
**Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen – INEES**  
Abschlussbericht, Fraunhofer IWES, LichtBlick SE, SMA Solar Technology AG, Volkswagen AG, Kassel, Hamburg, Wolfsburg (2016)
- [49] Soares, J., Morais, H., Tiago Sousa, Z., Pedro Faria:  
**Day-Ahead Resource Scheduling Including Demand Response for Electric Vehicles**  
IEEE Transactions on Smart Grids, Ausgabe 4/2013, S.596-605
- [50] Collins, J., Ketter, W.:  
**Smart Grid Challenges for Electricity Retailers**  
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg (2014)
- [51] Degner, T., Arnold, G., Brandl, R., Portula, M., Scheidler, A., Bäuml, G., Bärwaldt, G., Weidauer, V., Baumbusch, K., Eberhardt, T., Führer, O., Andrae, R., Klaus Rigbers, T.:  
**Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen**  
Internationaler ETG Kongress, Berlin (2013)
- [52] Salah, F., Schuller, A., Maurer, M., Weinhardt, C.:  
**Pricing of Demand Flexibility: Exploring the Impact of Electric Vehicle Customer Diversity**  
13th International Conference on the European Energy Market (EEM), Porto, Portugal (2016)
- [53] BMWI:  
**Leuchtturmprojekte der Elektromobilität**  
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin (Juni 2014)

- [54] BMWI:  
**Richtlinie zur Förderung des Absatzes von elektrisch betriebenen Fahrzeugen**  
Bekanntmachung im Bundesanzeiger AT 01.07.2016 B1, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin (2016)
- [55] NPE:  
**Fortschrittsbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität (Dritter Bericht)**  
Bericht, Nationale Plattform Elektromobilität, Berlin (Mai 2012)
- [56] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland:  
**Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung**  
Strategiepapier, Berlin (2009)
- [57] WWF:  
**Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050**  
Endbericht, WWF Deutschland, Basel/Berlin (2009)
- [58] BMU:  
**Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global**  
Schlussbericht, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin (2012)
- [59] BMU:  
**Programm zur Marktaktivierung für Elektrofahrzeuge - 100.000 Stück bis Ende 2014**  
Thesenpapier, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Rea, Berlin (2011)
- [60] Energiate GmbH & Co. :  
**Elektromobilität - ein Geschäftsfeld der Zukunft: auch für Energieversorger?**  
Studie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Essen (2009)
- [61] EWI:  
**Potenziale der Elektromobilität bis 2050 – Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration**  
Endbericht, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln (2010)

- [62] Prognos/EWI/GWS:  
**Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose**  
Endbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie,  
Basel/Köln/Osnabrück (2014)
- [63] Shell:  
**Shell PKW-Szenarien bis 2040 - Fakten, Trends und Perspektiven für Auto-Mobilität**  
Studie, Shell Deutschland Oil GmbH, Hamburg (2014)
- [64] IHS Automotive:  
**Plug-in Electric Vehicle Index Uncovers Surprising Country Leaders**  
IHS Inc., Englewood, Colorado, USA (2015)
- [65] Bertram, M., Bongard, S.:  
**Elektromobilität im motorisierten Individualverkehr**  
Springer Fachmedien, Wiesbaden (2014)
- [66] Kraftfahrt-Bundesamt:  
**Bestand an Pkw am 1. Januar 2015 nach ausgewählten Kraftstoffarten**  
Bereitgestellt auf:  
[http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2014\\_b\\_umwelt\\_dusl\\_absolut.html](http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2014_b_umwelt_dusl_absolut.html)  
am 5. November 2015
- [67] Statistische Ämter des Bundes und der Länder:  
**Bevölkerungsdichte (Einwohner je km<sup>2</sup>) in Deutschland nach Bundesländern (zum 31. Dezember 2013)**  
Bereitgestellt auf: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/1242/umfrage/bevoelkerungsdichte-in-deutschland-nach-bundeslaendern/> am 5. November 2015
- [68] Wietschel, M., Dütschke, E., Funke, S., Peters, A., Plötz, P., Schneider, U.:  
**Kaufpotenzial für Elektrofahrzeuge bei sogenannten "Early Adoptern"**  
Endbericht, Fraunhofer ISI, Karlsruhe (2012)
- [69] Plötz, P., Gnann, T., Kühn, A., Wietschel, M.:  
**Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge**  
Langfassung, Fraunhofer ISI, Karlsruhe (2014)

- [70] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung:  
**Mobilität in Deutschland 2008 - Tabellenband**  
Bonn und Berlin (2010)
- [71] Probst, A.:  
**Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung**  
Dissertation, Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungste, Stuttgart (2014)
- [72] ADAC:  
**Elektroautos: Marktübersicht/Kenndaten**  
Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e.V., München (2014)
- [73] Fisch und Fischl GmbH:  
**Spritmonitor**  
Bereitgestellt auf: <http://www.spritmonitor.de/> am 26. November 2015
- [74] ETG Task Force Elektrofahrzeuge:  
**Elektrofahrzeuge - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf**  
VDE-Studie, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), Frankfurt am Main (2010)
- [75] Schallaböck, K., Fishedick, M.:  
**Strommix beim Betrieb von Elektrofahrzeugen**  
Teilbericht im Rahmen der Umweltbegleitforschung Elektromobilität im Förderschwerpunkt „Modellregionen Elektromobilität“, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal (2012)
- [76] PricewaterhouseCoopers:  
**Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft**  
Band II. Haufe-Lexware GmbH & Co. KG, Freiburg im Breisgau (2017)
- [77] Temme, T.:  
**Steuerungstechnik für die Schnellladestation**  
Netzpraxis, Ausgabe 10/2015, S.10-14

- [78] Lunz, B., De Doncker, R., Sauer, D.:  
**Analyse von Ladeinfrastrukturkonzepten für Elektromobilität**  
VDE-Kongress 2010, Leipzig (2010)
- [79] Hüttel, R., Pischetsrieder, B.:  
**Elektromobilität - Potentiale und wissenschaftlich-technische Herausforderungen**  
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg (2010)
- [80] Thielmann, A., Sauer, A., Isenmann, R., Wietschel, M., Plötz, P.:  
**Produkt-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030**  
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe (2012)
- [81] VDE:  
**E-Mobility: Batteriesystem**  
Bereitgestellt auf: <https://www.vde.com/de/e-mobility/fahrzeugtechnik/batteriesystem/seiten/default.aspx> am 11. Dezember 2015
- [82] Thielmann, A., Sauer, A., Isenmann, R., Wietschel, M.:  
**Technologieroadmap Energiespeicher für die Elektromobilität 2030**  
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe (2012)
- [83] Esslinger, P., Witzmann, R.:  
**Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte**  
12. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2012)
- [84] Gobmaier, T., Mauch, W., Beer, M., von Roon, S., Schmid, T., Mezger, T., Habermann, J.,  
Hohlenburger, S.:  
**Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens**  
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München (2012)
- [85] Ghaemi, S.:  
**Efficiency potential in private sector in ADRES: (Autonomous Decentralized Renewable Energy Systems)**  
Dissertation, Technische Universität Wien, Wien (2011)

- [86] 50hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW:  
**EEG-Anlagenstammdaten Gesamtdeutschland zur Jahresabrechnung 2014**  
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart (2015)
- [87] Statistische Ämter des Bundes und der Länder:  
**Gebäude- und Wohnungsbestand in Deutschland - Endgültige Ergebnisse**  
Landesamt für Statistik Niedersachsen, Hannover (2015)
- [88] 50hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW:  
**Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015**  
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart (2015)
- [89] Tepper, M.:  
**Entwicklung des deutschen PV-Marktes**  
Vortrag, Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Berlin (2015)
- [90] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, E.:  
**Energie-Atlas Bayern, EEG-Anlagen**  
München (2015)
- [91] Bayerisches Landesamt für Statistik:  
**Bestand an Wohngebäuden in Bayern seit 1950**  
München (2015)
- [92] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen:  
**Energieatlas Nordrhein-Westfalen**  
Recklinghausen (2015)
- [93] Referat für Gesundheit und Umwelt der Landeshauptstadt München:  
**Entwicklung der EEG-Anlagen in München 2001-2014**  
Bericht, München (2015)
- [94] Statistisches Amt München:  
**Der Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen 1980 - 2014**  
Tabellenwerk, München (2015)



- [95] Billeter, E.:  
**Grundlagen der Elementarstatistik**  
Springer-Verlag Wien GmbH, Wien (1970)
- [96] Statistisches Bundesamt:  
**Gemeindeverzeichnis - Gebietsstand: 31.03.2015 (1. Quartal)**  
Wiesbaden (2015)
- [97] BBSR:  
**Referenz Kreise/Kreisregionen zu Kreistypen**  
Tabellenwerk, Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung, Bonn (2015)
- [98] Frenzel, I., Jarass, J., Trommer, S., Lenz, B.:  
**Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland**  
DLR Institut für Verkehrsforschung, Berlin (2015)
- [99] infas, DLR:  
**Mobilität in Deutschland 2008**  
Studie, im Auftrag von Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Bonn und Berlin (2010)
- [100] Statistisches Bundesamt:  
**Bautätigkeit und Wohnungen - Bestand an Wohnungen**  
korrigierte Version, Wiesbaden (2015)
- [101] Kraftfahrt-Bundesamt:  
**Jahresbilanz des Fahrzeugbestandes am 1. Januar 2015**  
Bereitgestellt auf:  
[http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/2015\\_b\\_jahresbilanz.html?nn=644526](http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/2015_b_jahresbilanz.html?nn=644526) am 10.  
Februar 2016
- [102] Statistisches Bundesamt:  
**Bevölkerung und Erwerbstätigkeit - Haushalte und Familien Ergebnisse des Mikrozensus**  
Wiesbaden (2014)

- [103] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS):  
**PV potential estimation utility**  
Bereitgestellt auf: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php> am 14. März 2016
- [104] dena:  
**Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung**  
Netzflexstudie, Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin (2017)
- [105] Oeding, D., Oswald, B.:  
**Elektrische Kraftwerke und Netze**  
7. Aufl. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg (2011)
- [106] Schröders, C., Krahl, S., Moser, A.:  
**Intelligente Verteilungsnetze im Kontext einer zukünftigen Qualitätsregulierung**  
VDE, VDE Kongress 2010, Leipzig (2010)
- [107] Wietschel, M., Ullrich, S., Markewitz, P., Schulte, F.:  
**Energietechnologien der Zukunft - Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze**  
Springer Fachmedien, Wiesbaden (2015)
- [108] Uhlig, R., Neusel-Lange, N., Zdrallek, M.:  
**Smart Distribution Grids for Germany's Energiewende**  
Proceedings of the 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE),  
Brno (2014)
- [109] Appelrath, H.-J., Kagermann, H.:  
**Future Energy Grid - Migrationspfade ins Internet der Dinge**  
Springer Verlag, Berlin Heidelberg (2012)
- [110] Oerter, C.:  
**Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen**  
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal (2014)

- [111] Uhlig, R., Neusel-Lange, N., Zdrallek, M., Friedrich, W., Klöcker, P., Rzrznik, T.:  
**Integration of E-Mobility into Distribution Grids via Innovative Charging Strategies**  
Proceedings of the CIRED Workshop 2014 "Challenges of implementing Active Distribution System Management", Rom (2014)
- [112] Moser, S.:  
**Projekt GridBox - Netzbasierte Echtzeiterfassung des Verteilernetzzustandes und dessen Optimierung**  
Präsentation, SCS - super computing systems, Zürich (2015)
- [113] Adinolfi, F., D'Agostino, F., Morini, A., Saviozzi, M., Silvestro, F.:  
**Pseudo-Measurements Modeling Using Neural Network and Fourier Decomposition for Distribution State Estimation**  
Proceedings of the 5th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Istanbul, Türkei (2014)
- [114] Kahraman, Ö., Nadar, A., Smiai, M., Almutairi, S., Alshahrani, S.:  
**A smart grid controller for low voltage PV network**  
Proceedings of the 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG) , Riga, Lettland (2015)
- [115] LEW:  
**Smart Operator - Das intelligente Netz der Zukunft in der Siedlung Wertachau**  
Broschüre, Lechwerke AG, Augsburg (2015)
- [116] Neusel-Lange, N., Behrend, S., Mecking, B., Dietzler, U., Schermuly, R.:  
**Intelligentes Verteilungsnetzmanagement - Rückgrat für die Energiewende**  
EW - Magazin für Energiewirtschaft, Ausgabe 14/2013/2013, S.46-49
- [117] Uhlig, R., Stötzel, M., Zdrallek, M., Neusel-Lange, N.:  
**Dynamic Grid Support with EV Charging Management considering User Requirements**  
Proceedings of the Cired Workshop 2016, Helsinki, Finnland (2016)
- [118] Forschungsstelle für Energiewirtschaft:  
**Kostenanalyse Netzstabilisierungsmaßnahmen**  
Bereitgestellt auf: <https://www.ffe.de/die-themen/speicher-und-netze/566-kostenanalyse-netzstabilisierungsmassnahmen> am 28. Juni 2016

- [119] Uhlig, R., Harnisch, S., Stötzler, M., Zdrallek, M., Armoneit, T.:  
**Profitability Analysis of Grid Supporting EV Charging Management**  
Proceedings of the 24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Glasgow  
(2017)
- [120] Bundesnetzagentur:  
**Beschluss BK4-16-160**  
Beschlusskammer 4, Bonn (2016)
- [121] Paul, D.:  
**Zuverlässig fernwirken mit Mobilfunktechnik**  
etz - elektrotechnik & automation, Ausgabe 8/2013/2013, S.4-6
- [122] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland:  
**Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes**  
Gesetzentwurf der Bundesregierung, Berlin (2016)
- [123] Hillier, Lieberman:  
**Operations Research**  
Oldenbourg, München (2002)
- [124] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung:  
**Mobilitätsstudie "Kraftfahrzeuge in Deutschland 2010"**, Braunschweig (April 2012)
- [125] Phoenix Contact:  
**EV Charge Control - Anwenderhandbuch**  
User Manual, PHOENIX CONTACT GmbH & Co. KG, Blomberg (2013)
- [126] NPE:  
**Die Deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität - Version 3.0**  
Nationale Plattform Elektromobilität, Berlin (2014)
- [127] Krasselt, P.:  
**Optimierte Netzverträglichkeit von Gleichstrom-Schnellladesystemen durch aktive  
Netzbeeinflussung**  
Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe (2016)

[128] Bundesnetzagentur:

**3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen**

Bonn (2016)

[129] European Energy Exchange:

**Strom**

Bereitgestellt auf: <https://www.eex.com/de/produkte/strom> am 26. September 2016

[130] dena:

**dena-Studie Systemdienstleistungen 2030**

Endbericht, Deutsche Energie-Agentur, Berlin (2014)

[131] entsoe:

**Continental Europe Operation Handbook - Policy 1: Load-Frequency Control and Performance**

european network of transmission system operators for electricity, Brüssel (Belgien) (2009)

[132] Bundesnetzagentur:

**Beschluss - Az: BK6-10-098**

Bonn (2011)

[133] Bundesnetzagentur:

**Beschluss - Az: BK6-10-099**

Bonn (2011)

[134] Uhlig, R., Harnisch, S., Neusel-Lange, N., Zdrallek, M.:

**Nutzeroptimierte Systemdienstleistungserbringung durch Elektrofahrzeuge**

Tagungsband zur 2. OTTI-Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin (2015)

[135] 50hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW:

**regelleistung.net**

Bereitgestellt auf: <https://www.regelleistung.net/ext/> am 28. September 2016

- [136] European Energy Exchange:  
**Auktion**  
Bereitgestellt auf: <https://www.eex.com/en/market-data/power/spot-market/auction#!/>. am 30. September 2016
- [137] 50hertz:  
**Bilanzkreisabrechnung**  
Bereitgestellt auf: <http://www.50hertz.com/de/Maerkte/Regelenergie/Bilanzkreisabrechnung> am 19. Oktober 2016
- [138] BDEW:  
**BDEW-Roadmap - Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland**  
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin (2013)
- [139] Meese, J., Kornrumpf, T., Steinbusch, P., Zdrallek, M., Neusel-Lange, N.:  
**Kombinierter markt- und netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten auf Basis der Netzkapazitätsampel**  
VDE Kongress 2016, Mannheim (2016)
- [140] Krzikalla, N., Achner, S., Brühl, S.:  
**Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien**  
Studie, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Bochum (2013)
- [141] Baumann, C., Grote, F., Moser, A.:  
**Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im europäischen Stromerzeugungssystem**  
9. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT), RWTH Aachen, Wien (2015)
- [142] dena:  
**dena-Analyse „Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilität auf dem Strommarkt“.**  
Endbericht, Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin (2014)
- [143] FNN:  
**TransmissionCode 2007 - Anhang D2 - Teil 1**  
Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Berlin (2009)

[144] Bundesnetzagentur:

**Versorgungsqualität - SAIDI-Werte 2006-2014**

Bereitgestellt auf:

[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet-node.html) am 08. Juli 2016

[145] Next Kraftwerke:

**FAQ - Bereitstellung von Primärregelleistung**

Köln (2016)

[146] dena:

**Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung**

Netzflexstudie, Deutsche Energie-Agentur, Berlin (2017)

## 8 Formelzeichen und Abkürzungen

### Allgemeine Konventionen und Notationen

$x, X$  Skalar

$\underline{x}$  Komplexe Größe

$\vec{x}$  Vektor

$X$  Matrix

### Formelzeichen und Symbole

$b$  Vergütungsfaktor für eine Flexibilitätseinheit

$B_{EV_x}$  Höhe der Bonuszahlung je Flexibilitätsbereitstellung des Fahrzeuges

$c_f$  1. Formfaktor der Burr-Verteilung

$C_{EV_x}$  Akkukapazität des angeschlossenen Fahrzeuges

$E_{EV_x}$  Strombedarf des angeschlossenen Fahrzeuges je km

$E_{flex, EV_x}$  Flexible Strommenge eines Ladevorgangs

$E_{min}$  Mindestenergieniveau der Fahrzeugbatterie

$flex_{EV_x}$  Flexibilität eines Ladevorgangs

$i$  Kalkulationszinssatz

$\vec{i}_K$  Vektor der Knotenströme

$I_{Kn}$  Effektivwert der Stromentnahme an Netzknoten  $n$

$k$  Anzahl der eingetroffenen Ereignisse

$k_f$  2. Formfaktor der Burr-Verteilung

$K$  Energiebezugskosten



---

$K_A$	Ausgleichsenergiekosten
$K_E$	Erlöse bzw. Kosteneinsparungen
$\vec{m}$	Vektor der Strombezugsmengen je Zeiteinheit
$m_i$	Strombezugsmenge in der Zeitscheibe $i$
$n$	Anzahl
$p$	Wahrscheinlichkeit des Ereigniseintritts
$\vec{p}$	Vektor der Preisprognosen je Zeiteinheit
$p_A$	Arbeitspreis
$P$	Wirkleistung
$P_{EV_x}$	Aktuelle Ladeleistung des angeschlossenen Fahrzeuges
$P_G$	Grenzladeleistung der leistungsschwächeren Stationen
$P_{max,EV_x}$	Maximale Ladeleistung des angeschlossenen Fahrzeuges
$P_{min}$	Mindestleistung
$P_{verf}$	Verfügbare Ladeleistung
$s_{EV_x}$	geplante Länge der nächsten Strecke des angeschlossenen Fahrzeuges
$S$	Scheinleistung
$\mathbf{S}$	Sensitivitätsmatrix
$S_{max}$	Maximale Scheinleistung
$SOC_{EV_x}$	Aktueller Ladestand des angeschlossenen Fahrzeuges
$t$	Aktuelle Zeit
$T$	Betrachtungszeitraum
$T_{AK}$	Durchschnittliche jährliche Ausfallzeit der Kommunikation bei vorhandenem Einsatzbedarf des Netzautomatisierungssystems
$T_{Ank,EV_x}$	Ankunftszeit des Fahrzeuges

$T_{EV_x}$	Geplante Abfahrtszeit des angeschlossenen Fahrzeuges
$T_{flex,EV_x}$	Zeitlicher Flexibilitätsfaktor der Fahrzeugladung
$T_{Lade,EV_x}$	Minimale Ladezeit eines Fahrzeuges
$T_{max}$	Maximale Vollladezeit
$T_{max,EV_x}$	Individuelle maximale Vollladezeit eines Fahrzeuges
$T_{Stand,EV_x}$	Standzeit eines Fahrzeuges
$T_{voll,EV_x}$	Vollladezeit des Fahrzeuges
$\vec{u}_K$	Vektor der Knotenspannungen
$U_{Kn}$	Effektivwert der Spannung an Netzknoten n
$\mathbf{Y}$	Admittanzmatrix
$Y_{a,b}$	Admittanz zwischen den Knoten a und b
$\mathbf{Y}_{mod}$	Um die Transformatoradmittanz ergänzte Admittanzmatrix
$Z$	Impedanz
$\alpha$	Skalierungsfaktor der Burr-Verteilung

### Abkürzungen

AC	Wechselstrom
BHKW	Blockheizkraftwerk
BLE	Bevorzugtes Laden komplett entleerter Fahrzeuge
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (ehemals)
CCS	Combined Charging System
DC	Gleichstrom
EEG	Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung

---

EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
GWS	Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung
HT	Haupttarif
HTTPS	Hypertext Transfer Protocol Secure
IEC	International Electrotechnical Commission
KFZ	Kraftfahrzeug(e)
LMS	Lademanagementsystem
E-KFZ	Elektrisch angetriebenes Kraftfahrzeug
FC – FS	First Come – First Serve
GVL	Gleichverteilung der verfügbaren Ladeleistung
KBF	Kombination aus bevorzugtem Laden entleerter Fahrzeuge und FC – FS
KMB	Kombination aus angegebener maximalen Ladezeit und bevorzugtem Laden entleerter Fahrzeuge
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NAS	Netzautomatisierungssystem
NEFZ	Neuer europäischer Fahrzyklus
NT	Nebentarif
ONT	Ortsnetztransformator
OTC	Over the Counter
PKW	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
QR	Quick Response
RBF	Rentenbarwertfaktor
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SIM	Subscriber Identity Module

SLP	Standardlastprofil
SNL	Schnell abschaltbare Lasten
SOC	State of Charge
SOL	Sofort abschaltbare Lasten
SRL	Sekundärregelleistung
TCP	Transmission Control Protocol
VN	Vollständige Nutzerinformation
W-LAN	Wireless Local Area Network
WWF	World Wide Fund For Nature

## 9 Anhang

### 9.1 Parameter der Weglängen-Verteilungsfunktion

Tabelle 9-1: Parameter der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Weglängen je Wegzweck (logarithmische Normalverteilung)

Wegzweck	$\mu$	$\sigma$
Arbeit	2,44	1,24
dienstlich	2,30	1,33
Ausbildung	1,68	1,29
Einkauf	1,34	1,24
Erledigung	1,60	1,32
Freizeit	1,83	1,37
Begleitung	1,58	1,25

### 9.2 Parameter der betrachteten Netzgebiete

Tabelle 9-2: Randparameter der betrachteten Netzgebiete

Wegzweck	Städtisch		Ländlich	
	Von	Bis	Von	Bis
Anzahl Hausanschlüsse	56	185	9	32
Gesamtleitungslänge [km]	2,5	7,5	1,8	5,3
Durchschnittliche Entfernung der Hausanschlüsse [m]	15	83	102	421
Bemessungsscheinleistung des Transformators [kVA]	250	800	160	400
Anzahl vermaschter Netze	3		0	

### 9.3 Kostenbestandteile der Netzertüchtigung

Tabelle 9-3: Investitionskostenbestandteile des konventionellen Netzausbaus

Betriebsmittel	Preis 2015
Pauschalwert NS-Kabel inkl. Verlegung Land	50 EUR/m
Pauschalwert NS-Kabel inkl. Verlegung Stadt	90 EUR/m
Transformator 250 kVA	7.000 EUR
Transformator 400 kVA	8.500 EUR
Transformator 630 kVA	12.000 EUR
Ortsnetzstation ohne Transformator	15.000 EUR

Tabelle 9-4: Investitionskostenbestandteile der Netzautomatisierung

Betriebsmittel	Preis 2015
Haupteinheit (Smart RTU)	5.000 EUR
Engineering Haupteinheit	2.500 EUR
Sensoreinheit	2.800 EUR / Stück
Engineering Sensoreinheit	1.400 EUR / Stück
Powerline-Modem für Aktorik	100 EUR / Stück

## 9.4 Informationsflüsse im integrierten Automatisierungssystem

Tabelle 9-5: Ausgetauschte Informationen zwischen den Komponenten des integrierten Automatisierungssystems

Information	Von	Nach	Beschreibung
Sensorwerte	Netz	NAS	Aktuelle Strom- und Spannungsmesswerte der verbauten Sensoren im Netz zur Ermittlung möglicher Grenzwertverletzungen
Aktorbefehle	NAS	Netz	Ermittelte Sollwerte für die Aktorik zur Behebung von Grenzwertverletzungen
Regelungsbedarf	NAS	LMS	Höhe des Regelungsbedarfs zur Behebung der aktuellen Grenzwertverletzung
Aktorauswahl	NAS	LMS	Meldung, ob Grenzwertverletzung mittels einer Ladestationsregelung behoben werden soll
Mobilitätsbedürfnisse der Nutzer	Nutzer	LMS	Individuelle Informationen über die aktuellen Mobilitätsbedürfnisse der Fahrzeugnutzer (z.B. gewünschter Abfahrtszeitpunkt und Länge der nächsten Strecke) zur nutzeroptimalen Verteilung der verfügbaren Ladeleistung. Eingabe beispielsweise per Smartphone-App oder zukünftig möglicherweise direkt aus dem Fahrzeugnavigationsgerät
Ladevorgangsinformationen	Netz	LMS	Aktuelle Zustandsinformationen der Ladeinfrastruktur (z.B. Ladeleistung, Ladezustand des angeschlossenen Fahrzeuges) zur optimalen Verteilung der verfügbaren Ladeleistung
Ladestationsregelung	LMS	Netz	Ermittelte Sollwerte für die Ladeinfrastruktur zur Behebung der Grenzwertverletzung

In Tabelle 9-5 bezeichnen die Abkürzungen folgende Komponenten:

- NAS: Netzautomatisierungssystem
- LMS: Lademanagementsystem
- Netz: In das Netz eingebaute Sensorik und Aktorik