

Forschungsbericht BWPLUS

**Intelligentes LadeInfrastruktur-Management
für Elektromobilität
(i-LIME)**

von

M.Sc. Tim Streubel
Prof. Dr.-Ing. Krzysztof Rudion

Universität Stuttgart
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik

Förderkennzeichen: BWINP 19005

Laufzeit: 01.07.2019 – 30.06.2021

Die Arbeiten des Baden-Württemberg-Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre
Sicherung (BWPLUS) werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

September 2021

Kurzfassung

Der Anstieg an Elektrofahrzeugen und der damit verbundenen Nachfrage an Ladeinfrastruktur stellt Netz- und Parkhausbetreiber vor neue Herausforderungen. Insbesondere in urbanen Gebieten ist die Nachfrage stark konzentriert und erfordert zeit- und kostenintensive Netzverstärkungsmaßnahmen. Im Projekt iLIME (intelligentes Ladeinfrastruktur-Management für Elektromobilität) wurde ein intelligentes mehrstufiges Lademanagement als Alternative zum Netzausbau implementiert und praktisch erprobt.

Das System wurde in einem Parkhaus des Projektpartners PBW mit der Ladeinfrastruktur von ChargeHere umgesetzt. Dabei wurden die bestehende Ladeinfrastruktur um 10 Ladepunkte auf insgesamt 20 erweitert. Als Konsequenz wurde der bereits weitgehend ausgelastete Transformator am Netzanschluss noch stärker durch die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge belastet. Um mögliche Überlastungen des Betriebsmittels entgegenzuwirken, wurden die Last der 20 Ladepunkte aktiv geregelt. Die Regelung der Last erfolgte dabei in zwei Stufen. Das lokale Lademanagement steuert dabei dynamisch die Ladevorgänge der einzelnen Fahrzeuge. Das übergeordnete Lademanagement überwacht den aktuellen Netzzustand und vermeidet Überlastungen durch die Ansteuerung eines Pufferspeichers und durch die Vorgabe einer Leistungsquote an das lokale Lademanagement.

Die Auslastung der Ladeinfrastruktur, der Zustand des Pufferspeichers und des Netzes wurde über ein zentrales Monitoringsystem erfasst. Die Messgeräte erfassten dabei neben der Auslastung auch die Spannungsqualität an den jeweiligen installierten Punkten. Außerdem konnten über den Kundenprofilen des Parkhausbetreibers Informationen über den Verlauf der Ladevorgänge abgeleitet werden. Das mehrstufige Lademanagementsystem und die dazugehörigen Komponenten wurden im Rahmen eines mehrtägigen Feldtestes praktisch erprobt und validiert. Dazu wurden mehrere Elektrofahrzeuge zeitgleich angeschlossen um eine Überlastung des Transformators zu bewirken. Diese Überlastung wurde vom Messsystem detektiert und das überlagerte Lademanagementsystem aktiviert. Im Folgenden wurde durch Regulierung der Ladeleistung der Trafo entlastet und das implementierte System als alternative zum Netzausbau validiert.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	ii
Inhaltsverzeichnis	iii
Abbildungsverzeichnis	iv
Abkürzungsverzeichnis	vi
1 Einführung	1
1.1 Hintergrund	1
1.2 Zielsetzung	4
2 Konzept des Lademanagements	5
2.1 Ausgangslage und Erweiterungen	5
2.2 Gleichzeitigkeitsfaktor und Ladesäulen-Index	7
2.3 Prozessarchitektur	10
2.4 Schnittstellen	12
2.4.1 Schnittstelle zu den Ladesäulen	13
2.4.2 Schnittstelle zu dem Messsystem	14
2.4.3 Schnittstelle zu dem Kundenportal	16
2.5 Überlagertes Lademanagementsystem	18
2.6 Regelungsverfahren	21
2.6.1 Statische Lastregelung	22
2.6.2 Dynamische Lastregelung	23
2.7 Dynamische Lastregelung mit Batteriespeicher	24
3 Ergebnisse	27
3.1 Bewertung der Lademanagementkonzepte	27
3.1.1 System im Normalbetrieb	28
3.1.2 System bei Überlastung	30
3.1.3 System im Grenzlastbetrieb	36
3.1.4 Systemübergreifende Umsetzung	41
3.2 Simulationsergebnisse	45
3.3 Betrachtung der Spannungsqualität im Feldtest	49
4 Fazit	54
5 Literaturverzeichnis	56

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1 - Bestand BEV, PHEV, zugängliche Ladepunkte in Deutschland (eigene Darstellung, Daten aus [4, 5, 6]).....	2
Abbildung 2-1: Übersicht über die bestehenden und erweiterten Komponenten am Standort der Umsetzung des Projektes.....	5
Abbildung 2-2: Gesamtübersicht über die Prozessarchitektur des implementierten Lademanagementkonzeptes.	11
Abbildung 2-3: Schnittstellen zwischen den jeweiligen Komponenten des überlagerten LMS.....	12
Abbildung 2-4: Beispiele von Ladeprofilen aus dem myPBW.....	17
Abbildung 2-5: Zustandsautomat zur Beschreibung des Verhaltens des Clients.	19
Abbildung 2-6: Zusammenhang zwischen den Transitionen und den dazugehörigen Übergangsbedingungen.	20
Abbildung 2-7: Beispielhafter Lastgang einer kritischen Überlastung des Transformators.....	21
Abbildung 2-8: Lastgang bei einer statischen Regelung im Falle einer Überlastung.....	23
Abbildung 2-9: Schematische Darstellung des Lastgangs bei einer dynamischen Regelung.....	24
Abbildung 2-10: Schematischer Lastverlauf bei einer dynamischen Regelung mit Batteriespeicher (oben). Resultierende Leistungskurve des integrierten Batteriespeichers (unten).	25
Abbildung 3-1: Reales und theoretisches Profil der Wirkleistung des Finanzamtes (LBV).	27
Abbildung 3-2: Lastverlauf am Transformator für den Normalbetrieb ohne Überlast (oben). Tagesdauerlinie für den Normalbetrieb (unten).	29
Abbildung 3-3: Lastverlauf am Transformator für den Normalbetrieb mit Überlast ohne Regelmaßnahme (oben). Tagesdauerlinie für den Überlastbetrieb ohne Regelmaßnahme (unten).	30
Abbildung 3-4: Lastgang für die implementierten Laderegulierungsmethoden statische Lastregelung (a), dynamische Lastregelung (b) und dynamische Lastregelung mit Batteriespeicher (c).....	32
Abbildung 3-5: Resultierende Dauerlinien für die betrachteten Regelungsverfahren und einem Referenzfall ohne implementierte Regelung (a).....	33
Abbildung 3-6 CPIIndex für die verschiedenen Lastregelungsverfahren des überlagerten Lademanagementsystems.....	35
Abbildung 3-7: Lastgang am Transformator im Grenzlastbetrieb (oben). Tagesdauerlinie im Grenzlastbetrieb (b).	37
Abbildung 3-8: Auswirkungen des Grenzlastbetriebs für die verschiedenen Regelungsverfahren.....	38
Abbildung 3-9: CPIIndex für die verschiedenen Lastregelungsverfahren im Grenzlastbetrieb.....	40
Abbildung 3-10: Gleichzeitigkeitsfaktoren über eine Periode von 10 Tagen.....	42

Abbildung 3-11: Einfluss der gleichzeitig beanspruchten Ladesäulen auf die Ladedauer für die verschiedenen implementierten Laderegelnungen.	43
<i>Abbildung 3-12: Lastgänge des Finanzamtes (blau), Parkhauses (lila) und PV-Anlage (orange) sowie resultierende Residuallast am Transformator.</i>	<i>46</i>
<i>Abbildung 3-13: Speicherleistung zum Engpassmanagement.</i>	<i>46</i>
<i>Abbildung 3-14: Speicherenergie zum Engpassmanagement.</i>	<i>46</i>
<i>Abbildung 3-15: Beitrag des Speichers zur Reduzierung der Residuallast am Transformator.</i>	<i>47</i>
<i>Abbildung 3-16: Optimierung der Ladeleistung des Parkhauses zum Engpassmanagement.</i>	<i>47</i>
<i>Abbildung 3-17: Beitrag der Quote zur Reduzierung der Residuallast am Transformator.</i>	<i>47</i>
<i>Abbildung 3-18: Residuallast am Transformator ohne (in rot) und mit (in blau) Optimierung durch das Lademanagementsystem.</i>	<i>48</i>
Abbildung 3-19: Verlauf der Wirkleistung während des Feldversuches.	49
Abbildung 3-20: Verlauf der Nennspannung der jeweiligen Phasen während des Feldversuches.	50
Abbildung 3-21: Höhe der Stromharmonischen für verschiedene fundamentale Ladeströme.	51
Abbildung 3-22: Zusammenhang zwischen den Verzerrungsparametern und dem fundamentalen Ladestrom.	52
Abbildung 3-23: Anzahl detektierter Transienten und der Verlauf der mittleren Wirkleistung über einen Tag.	53

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AC	Alternating Current (engl.)
BNetzA	Bundesnetzagentur
DC	Direct Current (engl.)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESB	Ersatzschaltbild
HS	Hochspannung

1 Einführung

1.1 Hintergrund

Im Dezember 2019 wurde der europäische „Green Deal“ von der Europäischen Kommission vorgestellt. Dabei handelt es sich um eine Wachstumsstrategie, welche die Wirtschaft der Europäischen Union moderner, ressourceneffizienter und nachhaltiger machen soll. Gleichzeitig sollen die Netto-Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 auf null gesenkt werden. Parallel dazu hat sich Deutschland das Ziel gesetzt, seine Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Die Zwischenziele umfassen eine verbindliche Emissionsreduktion bis zum Jahr 2030 um 55 Prozent [1, 2].

Die CO₂-Emissionen in Deutschland sind im Jahr 2019 im Vergleich zum Vorjahr um 6,3 Prozent gesunken. Die CO₂-Reduzierung, im Vergleich zum Ausstoß von 1990, konnte somit um rund 35 Prozent reduziert werden. Der Verkehrssektor ist in Deutschland der größte Energieverbraucher und nach der Energiewirtschaft der drittgrößte Sektor bei der Erzeugung von Treibhausgasemissionen. Der Verkehrssektor verursacht dabei etwa 20 Prozent der gesamten CO₂-Emissionen in Deutschland [3].

Um das Ziel der Bundesregierung zu erreichen ist eine signifikante Steigerung an E-Fahrzeugen unumgänglich. Im Folgenden wird auf den, in Abbildung 1-1 dargestellten Bestand an BEV, PHEV und den zugänglichen öffentlichen und halböffentlichen Ladepunkte verwiesen. Der gesamte Bestand an BEV, PHEV und Ladepunkten, die zwischen 2016 und 2030 existieren und prognostiziert werden, sind in einem Säulendiagramm dargestellt und anhand der angegebenen Sektoren, IST-Entwicklung und Trend, zu unterscheiden.

Die Entwicklung von alltagstauglichen E-Fahrzeugen hat in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte gemacht. Daher ist ein deutlicher Zuwachs von BEV, PHEV und Ladepunkten zu verzeichnen. Der VDA geht davon aus, dass der Bestand an E-Fahrzeugen, bis zum Jahr 2030, auf zehn Millionen anwachsen wird.

Die Bundesregierung will im Zuge des Klimaschutzprogramms 2030 die dafür nötige Infrastruktur schaffen. Das ambitionierte Ziel ist es, bis 2030, insgesamt eine Million öffentliche und halböffentliche Ladepunkte zur Verfügung zu stellen.

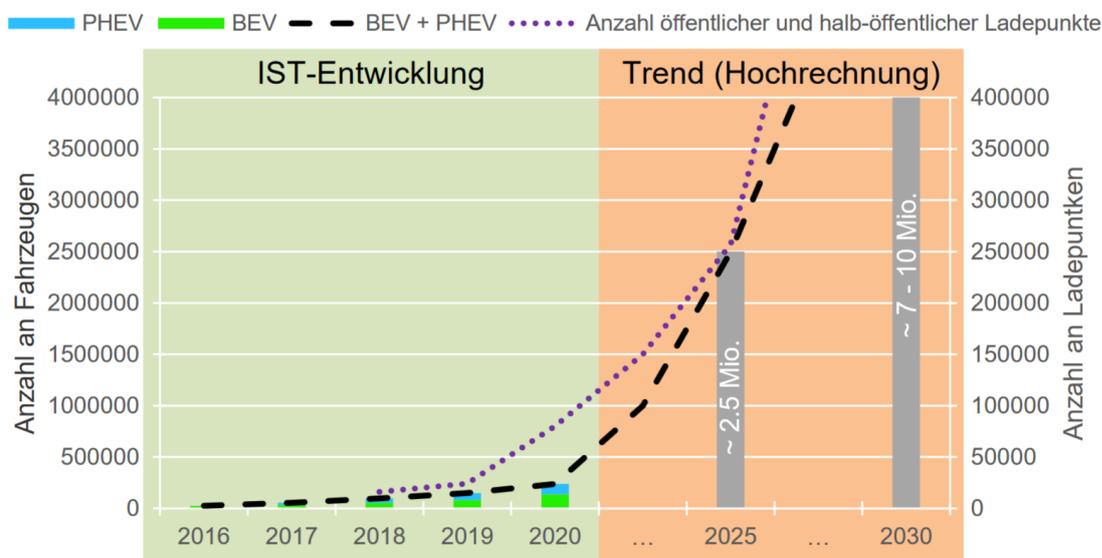


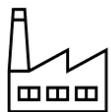
Abbildung 1-1 - Bestand BEV, PHEV, zugängliche Ladepunkte in Deutschland (eigene Darstellung, Daten aus [4, 5, 6]).

Dabei wird dieses Ziel von der europäischen Richtlinie „Alternative Fuels Infrastructure Directive“ vorgeben, die ein Verhältnis von öffentlich zugänglichen Ladepunkten und E-Fahrzeugen von 1:10 empfiehlt [7, 8]. Die wichtigste Voraussetzung für einen erfolgreichen Markthochlauf der Elektromobilität ist der Ausbau der Ladeinfrastruktur. In der ist der Anteil der Ladevorgänge, der typische Ladestandort der Ladepunkte und die benötigte Stromversorgung in Abhängigkeit seines typischen Ausstellortes aufgeführt.

Die Tabelle zeigt, dass aktuell in privaten Ausstellorten öfters Ladevorgänge stattfinden, aber in Zukunft öffentlich zugängliche Ausstellorte an Gewicht gewinnen. Angesichts dessen ist die benötigte Infrastruktur für eine solches Vorhaben entscheidend. Die Umverteilung auf öffentliche Ausstellorte hat zur Folge, dass die vorhandene Infrastruktur überarbeitet oder sogar neugestaltet werden muss. Mit veralteten Gebäudeinfrastrukturen werden unweigerlich die Opportunitätskosten für einen erfolgreichen Elektromobilitätsumstieg steigen. Die Kosten für eine Erüchtigung der Gebäude (Installation Starkstromleitung, leistungsfähiger Trans-

formator etc.) kann schnell auf das Fünf- bis Sechsfache einer Lademöglichkeit im Eigenheim kosten. Damit wird ein entscheidender Baustein für zukunftsweisende Mobilität deutlich unattraktiver. Die Infrastruktur von Gebäuden gilt als Schnittstelle zwischen Immobilie und Fahrzeug. In Deutschland verfügen heute 70 Prozent der Gebäude über eine Elektroinfrastruktur, die 35 Jahre und älter ist.

Tabelle 1-1: Ladeinfrastruktur (basierend auf [9]).

Anteil der Ladevorgänge	<u>Privater Ausstellort:</u> aktuell 85% Perspektivisch über 2020 hinaus: 60-70%		<u>Öffentlich zugänglicher Ausstellort:</u> aktuell 15% Perspektivisch über 2020 hinaus: 30-40%	
	Typische Standorte für Ladeinfrastruktur	 Stellplatz beim Eigenheim	 Firmenparkplätze	 Autohof, Autobahnraststätte
Stromversorgung	Über vorhandenen Hausanschluss	Über vorhandenen Anschluss der Anlage oder separaten Anschluss an Nieder- bzw. Mittelspannungsnetz		Über vorhandene Infrastruktur oder neuen Anschluss an das Nieder- bzw. Mittelspannungsnetz

Fast die Hälfte der in den Sechzigerjahren errichteten Gebäude ist nach ihrer Fertigstellung nicht mehr elektrotechnisch modernisiert worden. Mittlerweile kommen diese schon für zeitgemäßes Wohnen an ihre Leistungsgrenzen. Darüber hinaus werden theoretisch Auswirkungen auf die Stromnetze greifbarer. Zur Bewältigung lokaler Lastspitzen werden Lademanagementsysteme zum Einsatz kommen, welche helfen einen massiven Netzausbau zu vermeiden. [9]

Es bedarf eines Konzepts, das sowohl den Ausbau der Ladeinfrastruktur unterstützt als auch die Infrastruktur selbst vor etwaigen Überlastungen schützt. Dabei wird in der vorliegenden Arbeit in einer realen Infrastruktur gearbeitet, welche aus einem Transformator, 20 Ladesäulen und einem Batteriespeicher besteht. Die Funktionsweise eines Batteriespeichers und einer Ladesäule wird nicht weiter thematisiert.

1.2 Zielsetzung

Ziel des Projektes iLIME ist es, eine bestehende Ladeinfrastruktur zu erweitern und die Last der ladenden Elektrofahrzeuge intelligent zu steuern, sodass kritische Netzbetriebsmittel nicht überlastet werden. Dadurch soll ein kosten- und zeitintensiver Netzausbau vermieden werden. Der Netzausbau ist vor allem in den urbanen Gebieten, wo eine hohe und flächenmäßig konzentrierte Nachfrage an Ladeleistung zu erwarten ist, eine große Herausforderung für Netzbetreiber. Bei der Implementierung des Systems wird insbesondere darauf Wert gelegt, ein übertragbares Konzept zu entwickeln. Es wird angestrebt offene Schnittstellen zwischen den Systemkomponenten zu verwenden und einfache und kostengünstige Hardwaremaßnahmen durchzuführen.

Die oberste Priorität des Systems ist die Vermeidung von zu hohen Strömen am Transformator. Um diese Bedingung einzuhalten, müssen die elektrischen Größen am Netzanschluss und an den Ladesäulen kontinuierlich messtechnisch erfasst werden. Dazu wird ein Monitoringsystem an den verschiedenen relevanten Messpunkten installiert. Neben der notwendigen Lastmessung wird dabei auch die Parameter für die Spannungsqualität ermittelt. Im Rahmen des Projektes wird dadurch die Untersuchung des Einflusses der Elektrofahrzeuge auf die Versorgungsspannung untersucht.

Das Konzept wird als mehrstufiges Lademanagementsystem umgesetzt. Als zentrale Komponenten fungieren dabei ein untergeordnetes und übergeordnetes Lademanagementsystem. Dadurch ergeben sich mehrere Möglichkeiten um den Lastverlauf am Netzanschlusspunkt zu beeinflussen. Zum einen kann über den Batteriespeicher Leistung zu Zeiten hoher Nachfrage ausgespeist werden und damit die Lastspitzen geglättet werden. Das untergeordnete lokale Lademanagementsystem steuert die jeweiligen Ladesäulen über die Regulierung der Ladeleistung der Fahrzeuge. Hierbei werden Maßnahmen wie zeitversetztes oder dynamisches Laden umgesetzt. Das übergeordnete Lademanagementsystem operiert als letzte Instanz der Lastdrosselung, für den Fall dass die Maßnahmen des Speichers und des lokalen Lademanagementsystems nicht ausreichen. Das entwickelte System wird in einem Stresstest praktisch erprobt und validiert.

2 Konzept des Lademanagements

2.1 Ausgangslage und Erweiterungen

In diesem Kapitel wird auf die Ausgangslage und die umgesetzten Erweiterungen, die im Rahmen des Projektes durchgeführt wurden, eingegangen. Für die Auswahl eines geeigneten Standortes waren insbesondere Parkgaragen im urbanen Raum mit bereits hoher Auslastung der angeschlossenen Betriebsmittel interessant. Basierend auf diesen Randbedingungen wurde die Tivoli Tiefgarage in Stuttgart als finaler Standort bestimmt. Über der Tiefgarage befand sich ein Bürogebäude. Eine grobe Struktur über die vorhandenen und erweiterten Komponenten ist in Abbildung 2-1 dargestellt. An der Niederspannungsseite des Transformators waren neben der Gebäudelast noch eine Photovoltaikanlage angeschlossen. Vor Projektbeginn waren bereits 10 Ladepunkte mit dem zentralisierten Ladeansatz von ChargeHere installiert. Die Lasten sind dabei auf zwei Abgänge aufgeteilt, an einem Abgang sind die Tiefgaragenlasten angeschlossen und die Gebäudelast mit der Photovoltaikanlage am zweiten Abgang.

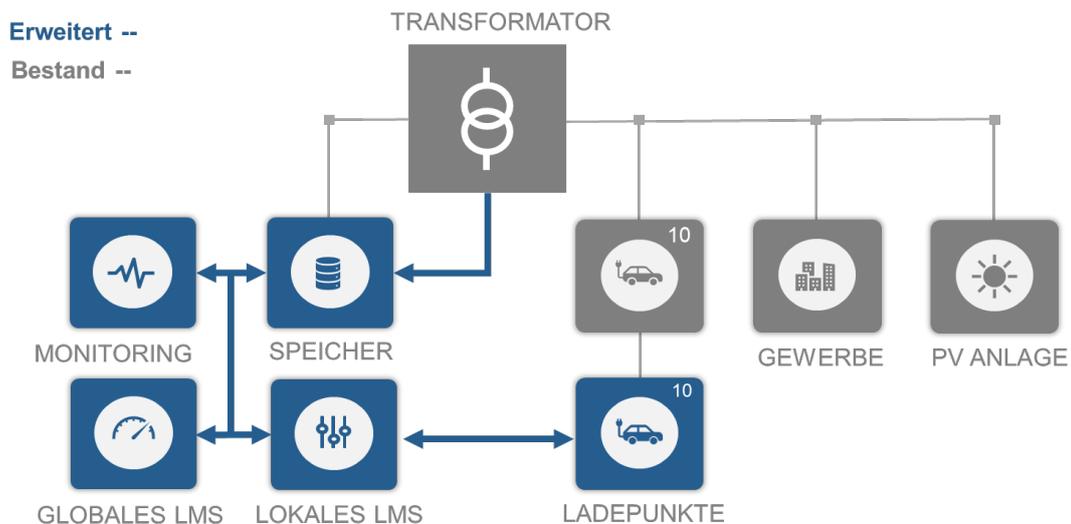


Abbildung 2-1: Übersicht über die bestehenden und erweiterten Komponenten am Standort der Umsetzung des Projektes.

Bereits vor Projektbeginn konnte eine hohe Auslastung des Transformators durch vorrangegangene historische Messungen festgestellt werden. Diese Messungen wurden vor der Installation der ersten 10 Ladesäulen durchgeführt. Der Lastgang am Transformator war durch stark volatile Schwankungen ausgeprägt. Diese wurden zum einen durch die stark variierende Ladenachfrage und durch die fluktuierende Photovoltaikeinspeisung verursacht.

Im Rahmen des Projektes wurden verschiedene Hardwaremaßnahmen in der Tiefgarage durchgeführt. Zunächst wurde die Ladeinfrastruktur um 10 Ladeplätze auf insgesamt 20 Ladepunkte erweitert. Diese Maßnahme verschärfte die Lastsituation des Transformators. Außerdem wurde ein Batteriespeicher in einem separaten Raum, nahe den Ladesäulen, installiert. Bei der Planung des Speichereinbaus müssen verschiedene Brandschutzmaßnahmen erfüllt sein. Dies ist insbesondere bei der Übertragbarkeit des Konzeptes ein wichtiger Faktor, da nicht jede Tiefgarage die geeigneten Spezifikationen bereitstellt.

Eine weitere wichtige Komponente ist das Messsystem, welches neben den Betriebsmittelauslastungen auch die Spannungsqualität erfasst (engl. Power Quality). Das Monitoringsystem besteht aus mehreren Messgeräten die an Speicher, Transformator und Ladeinfrastruktur installiert sind. Es werden kontinuierlich die wichtigsten elektrischen Größen gemessen, übertragen und vom überlagerten Lademanagementsystem gespeichert. Das überlagerte Lademanagementsystem, welches als zentrale Steuereinheit und Bindeglied zwischen den Komponenten fungiert, wurde in einem separaten Raum in der Tiefgarage installiert.

Das lokale Lademanagementsystem war bereits physisch vorhanden, hier wurden lediglich Softwareerweiterungen durchgeführt. Diese Erweiterungen beinhalten die Funktionalitäten des dynamischen und zeitversetzten Ladens. Des Weiteren wurden die Schnittstellen zum PBW Backend implementiert. Dadurch wurden Informationen bezüglich des Ladeverhaltens, Ladedauer und Stellplatz übertragen und verarbeitet. Außerdem wurde eine Schnittstelle zur kontinuierlichen Kommunikation mit dem überlagerten Lademanagementsystem implementiert um die notwendigen Lastregulierungen durchzuführen. In den folgenden Kapiteln werden die jeweiligen Komponenten detaillierter beschrieben.

2.2 Gleichzeitigkeitsfaktor und Ladesäulen-Index

In diesem Kapitel werden zwei zentrale Größen des Lademanagementsystems definiert. Der Gleichzeitigkeitsfaktor ist ein Schätzwert und dient zur Abschätzung, wie stark ein System typischerweise ausgelastet wird. Dadurch ist eine passende Dimensionierung der Anlagen möglich. Er basiert auf Erfahrungswerten und Entscheidungen und kann daher nur als Richtwert angenommen werden. Dabei sind nie alle Geräte gleichzeitig und mit voller Leistung eingeschaltet. Zum Vergleich: Der Gleichzeitigkeitsfaktor eines Einfamilienhauses liegt bei rund 0,4. [10]. Der Gleichzeitigkeitsfaktor $g_1(N)$ setzt sich aus dem Verhältnis der aktuellen Summenleistung der aktiven Ladesäulen dividiert durch die Summe der maximal möglichen Leistung der Ladesäulen zusammen. Um die an den aktiven Ladesäulen auftretende Summenleistung zeitinvariant auszudrücken, wird dieser noch mit der Zeit, welche die Ladesäulen im Betrieb sind, dividiert durch einen festgelegten Zeitbereich verrechnet. Zusammengefasst lässt sich dies in der Formel (1) ausdrücken.

$$g_1(N) = \frac{\sum_i^{20} P_{CP,i}(t)}{\sum_i^{20} \max(P_{CP,i}(t))} \cdot \frac{t_{\text{BetriebLadesäulen}}}{t_{\text{norm}}} \quad (1)$$

Mit:

$g_1(N)$	Zeitbezogener Gleichzeitigkeitsfaktor	
$P_{CP,i}(t)$	Aktuelle Wirkleistung an Ladesäule i	kW
$\max(P_{CP,i}(t))$	Maximale Wirkleistung an Ladesäule i	kW
$t_{\text{BetriebLadesäulen}}$	Ladedauer	s
t_{norm}	Zeitbereich	s

Zusätzlich lässt sich ein Gleichzeitigkeitsfaktor ermitteln, welcher das Verhältnis aus der maximal möglichen Ladeleistung dividiert durch die Summe der Einzelmaxima der Ladesäulen wiedergibt. Infolgedessen wird die maximal zeitgleiche Ladesäulenleistung in Abhängigkeit der maximal möglichen Ladeleistung aller Ladesäulen gesetzt und in Formel (2) dargestellt:

$$g_2(N) = \frac{\max \sum_i^{20} P_{CP,i}(t)}{\sum_i^{20} \max (P_{CP,i}(t))} \quad (2)$$

Mit:

$g_2(N)$	Gleichzeitigkeitsfaktor	
$P_{CP,i}(t)$	Wirkleistung an Ladesäule i	<i>kW</i>

Beträgt die Summe der Leistungen aller in einem System installierten Verbraucher z. B. 100 kW und setzt man einen Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,4 an, so müsste eine Gesamtanschlussleistung von mind. 40 kW herrschen. Verändert sich der Gleichzeitigkeitsfaktor in einem System, dann muss das System dem Gleichzeitigkeitsfaktor angepasst werden. Dies kann entweder mit einer Anpassung der betroffenen Infrastruktur oder mit Einführung einer Laststeuerung geschehen.

Neben den Gleichzeitigkeitsfaktoren wird der stationäre Zustand der Ladesäulen in der Parkgarage über einen Ladesäulen-Index bewertet. Um einen gegebenen Betriebszustand unter verschiedenen Schwankungen zu beurteilen, können die Ergebnisse analysiert werden. Dabei kann festgestellt werden, ob eine bestimmte Schwankung zu einem akzeptablen Betriebszustand führt. Der Ladesäulen-Index wird verwendet, um den Zustand des Systems anhand der vorgegebenen Betriebskriterien zu klassifizieren und die Ladesäulenleistung gegebenenfalls zu begrenzen. Dabei wird der Ladesäulenindex durch die englische Bezeichnung für Ladesäulen - Charing Point (CP) - abgekürzt und im Folgenden als *CPIndex* deklariert. Die Anpassung des *CPIndex* erfolgt dynamisch und hängt maßgeblich von dem Leistungsbedarf der im System betriebenen Verbrauchern ab.

Die daraus resultierende verfügbare Leistung im Netz ist in Formel (4) dargestellt und ergibt sich aus dem Differenzbetrag der maximal zulässigen Leistung, die am Transformator anliegen darf, und der Leistung aller im Netz betriebenen Verbrauchern (Summenlast aus Gebäudelast und Elektrofahrzeuge).

$$P_{Verfügbar} = P_{Transformatorlimit} - \sum_i^N P_{i,Verbraucher} \quad (3)$$

Mit:

$P_{Verfügbar}$	Verfügbare Wirkleistung am Transformator	
$P_{Transformatorlimit}$	Zulässige Transformatorleistung	<i>kW</i>
$P_{i,Verbraucher}$	Wirkleistung aller Verbraucher i	<i>kW</i>

Die Verbraucherleistung setzt sich dabei aus der Ladeleistung der Elektrofahrzeuge und der Gebäudelast zusammen. Dividiert man nun die verfügbare Leistung am Transformator durch die angelegte Ladensäulenleistung erhält man den benötigten CPIndex. Dieser Zusammenhang ist in der nachfolgenden Gleichung dargestellt.

$$CPIndex = \frac{P_{Verfügbar}}{P_{Ladesäulen}} \quad (4)$$

Mit:

$P_{Ladesäulen}$	Wirkleistung aller Ladesäulen	<i>kW</i>
------------------	-------------------------------	-----------

Ist die verfügbare Transformatorleistung größer als die Ladesäulenleistung wird der Transformator nicht durch Elektrofahrzeuge überlastet. Das System strebt also stets einen Zustand an, bei dem die verfügbare Leistung positiv bleibt. Das System befindet sich im überlasteten Zustand, wenn die verfügbare Leistung negativ wird. In diesem Fall überschreitet die Summe aus ladenden Fahrzeugen und Gebäudelast die zulässige Transformatorleistung. Dann müssen die Ladesäulenleistungen dynamisch angepasst werden. Als Folge nimmt der CPIndex negative Werte an. Dementsprechend ist die maximal zulässige Transformatorleistung kleiner als die Last der Verbraucher und kann nicht mehr durch eine Begrenzung der Ladesäulenleistung angepasst werden. Zusammengefasst ergeben sich folgende Zustände:

- System ist belastet (Regelbereich LMS): $0 < CPIndex \leq 1$
- System ist überlastet (vom LMS zu vermeiden): $CPIndex \leq 0$

Falls genügend Leistung am Transformator verfügbar ist um alle Ladevorgänge zu versorgen, ergibt sich ein stabiles System mit einem CPIndex größer gleich 1. In diesem Fall muss das Lastregelungssystem nicht eingreifen und daher wird dieser Zustand nicht weiter betrachtet. Ist am Transformator nur Leistung für einen bestimmten Teil der angefragten Ladeleistung vorhanden, ist das System belastet. Eine Überlastung tritt bei negativem CPIndex auf. Ziel des Systems ist die aktive Steuerung der Ladesäulenlast um einen negative CPIndex, also einer Überlastung, entgegenzuwirken. Der relevante Regelbereich für die Lastregelung ist daher zwischen einem CPIndex von 0 und 1.

2.3 Prozessarchitektur

In Bezug auf die Prozessarchitektur besteht das Gesamtsystem grundsätzlich aus drei Einheiten - der Versorgungseinheit, den Verbrauchern und einem Client. Eine Übersicht ist in Abbildung 2-2 dargestellt. Die Versorgungseinheit enthält den Transformator und einen Batteriespeicher. Der Batteriespeicher wird mit den Messdaten des Transformators durch den Transformator-Server versorgt und kann über diese Verbindung zum Batteriemangement geladen oder entladen werden. Bei dem Transformator Server handelt es sich um eine Komponente des Messsystems, welches die Auslastung des Transformators kontinuierlich erfasst. Die Verbrauchereinheit ist durch die Gebäudelast des Finanzamts, welches sich über der Tiefgarage befindet, und der Last des Parkhauses definiert. Zusätzlich ist noch eine Photovoltaikanlage installiert, hier werden jedoch keinerlei Messdaten erhoben. Diese sind direkt mit dem Transformator verbunden und können von dem am Transformator angeschlossenen Messsystem nicht unterschieden werden. Der gesamte Parkhausverbrauch lässt sich zusätzlich, durch ein an den Ladesäulen installiertes Messsystem, in den Verbrauch der in Betrieb genommenen Ladesäulen und den restlichen Parkhausverbrauch, unterteilen. Da auf die Last des Finanzamts und auf den sonstigen Parkhausverbrauch kein Einfluss genommen werden kann, werden diese im Folgendem als „Blackbox“ zusammengefasst.

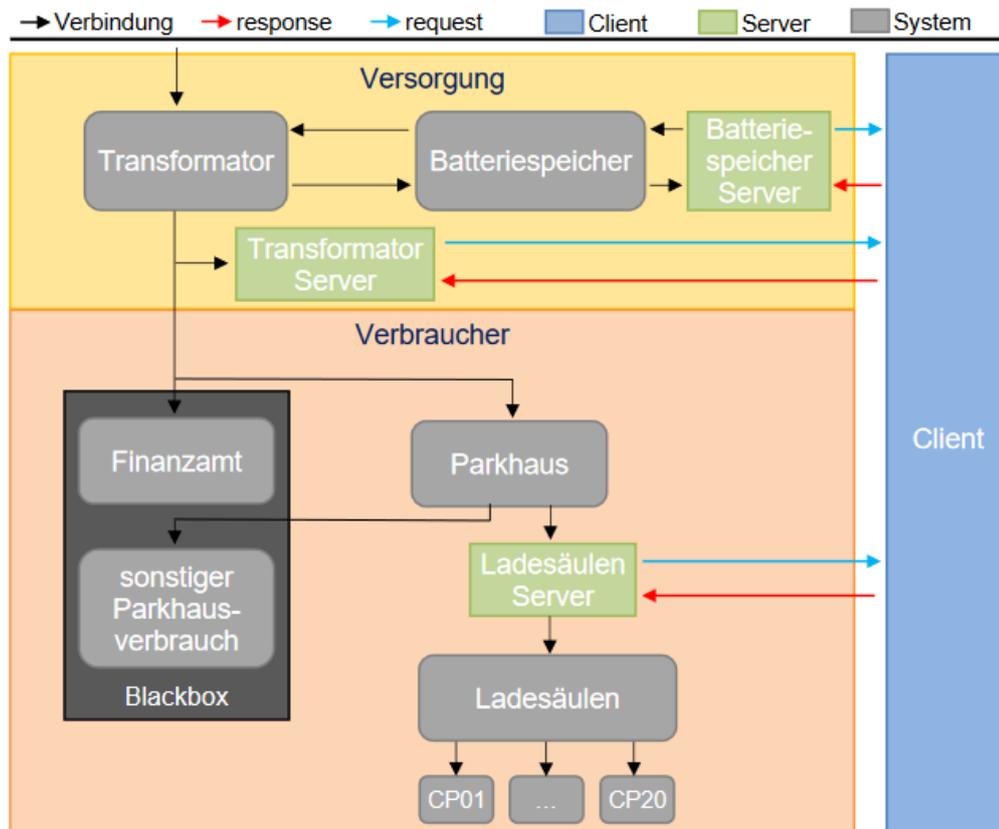


Abbildung 2-2: Gesamtübersicht über die Prozessarchitektur des implementierten Lademanagementkonzeptes.

Über die Client-Server Struktur des Konzeptes kann das System extern gesteuert und überwacht werden. Der Client und die Server befinden sich in einem gemeinsamen internen Netzwerk. Der Client kann eine bestimmte Maßnahme an den Server stellen, die an die jeweiligen Komponenten weitergeleitet und umgesetzt werden. Beispielsweise kann der Client eine manuelle Reduktion der Last vornehmen indem das überlagerte Lademanagementsystem extern aktiviert wird. Die Ladesäulen und der Batteriespeicher müssen so geregelt werden, dass eine Überlastung des Transformators durch die Ladesäulen ausgeschlossen ist. Zusätzlich müssen die erhobenen Daten mit einem Zeitstempel in einer Datenbank gespeichert werden.

Für die Umsetzung des Konzeptes werden mehrere Randbedingungen berücksichtigt. Als oberste Priorität soll eine Überlast am Transformator vermieden werden. Das Regelkonzept soll dabei die Ansteuerung der Ladesäulen so vornehmen, dass die zur Verfügung stehenden Maßnahmen der Lastreduktion (Spei-

cher, lokales und überlagertes Lademanagementsystem) optimal eingesetzt werden und eine Verlängerung des Ladevorgangs möglichst vermieden wird. Das lokale Lademanagementsystem soll autark implementiert werden. Dadurch soll das System für den Fall eines Ausfalls der Kommunikationsschnittstellen oder des Messsystems trotzdem funktionstüchtig bleiben.

2.4 Schnittstellen

Die Schnittstellen für das überlagerte LMS wurden vorwiegend mit Modbus über eine klassisches Client-Server Model implementiert. Das Client-Server-Modell ist das Standardkonzept zur Verteilung von Diensten und Aufgaben in einem Netzwerk. Diese Dienste und Aufgaben werden von Systemkomponenten erledigt, welche in Clients und Server unterteilt sind. Dabei werden von Servern Dienste bereitgestellt, welche von Clients genutzt werden können. Die Kommunikation zwischen Client und Server wird von dem Dienst bestimmt. Der Dienst bestimmt, welche Daten zwischen beiden ausgetauscht werden. Der Client fordert aktiv einen Dienst an. Der Server verhält sich passiv und hält sich in Bereitschaft, um jederzeit reagieren zu können. Der Kommunikationsablauf und der Informationsaustausch zwischen Client und Server regeln spezifische Protokolle.

Das in Abbildung 2-3 dargestellte Client-Server-Modell zeigt den Kommunikationsablauf zwischen Client und Server. Der Client besteht aus einem PC mit einem Linux-Betriebssystem. Wie zu Beginn erwähnt wird der Batteriespeicher-Server als abstrakt angenommen. Dadurch erhält der Batteriespeicher-Server nur ein theoretisches Interface und keine feste IP-Adresse.

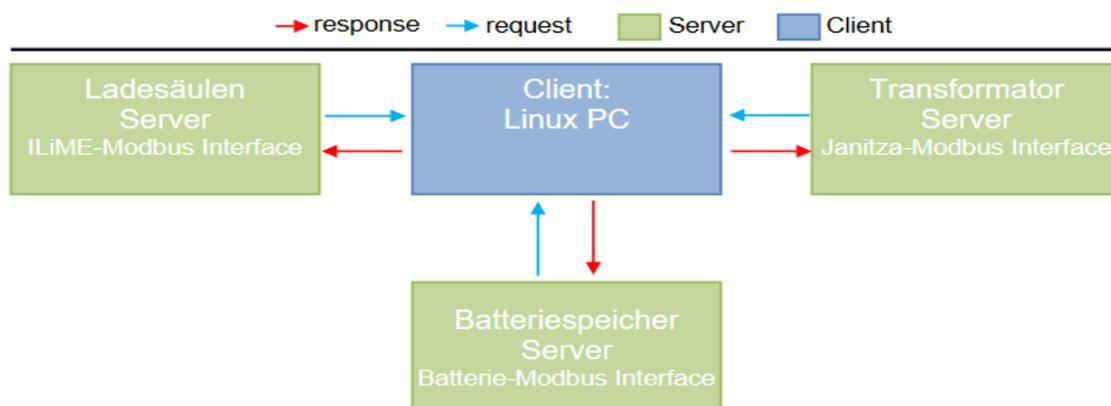


Abbildung 2-3: Schnittstellen zwischen den jeweiligen Komponenten des überlagerten LMS.

Die Server in diesem Client-Server-Modell lassen sich über das Kommunikationsprotokoll Modbus erreichen. Mittels Modbus kann der Client mit den Servern verbunden werden. Da sich die Server und der Client im selben Netzwerk befinden und alle Komponenten über eine Ethernet Schnittstelle verfügen, wird zur Datenübertragung die Betriebsart Modbus TCP verwendet. Hierzu werden feste IP-Adressen und Ports der Server benötigt, die im Laufe des Projekts auf die in Abbildung 2-3 dargestellten Parameter eingestellt wurden.

Für die Datenbankstruktur wurden mehrere Konzepte getestet und implementiert. Der zentrale Server, installiert im Parkhaus, ist in der Lage kontinuierlich die Messdaten vom Transformator, Ladesäulen und Batteriespeicher abzufragen und zu speichern. Die Spannungsqualitätsmessdaten wurden in einer separaten Datenbank mit höherer zeitlicher Auflösung erfasst. Zusätzlich wurden kurzfristige Netzurückwirkungen, beispielsweise Transienten und Überspannungen, in einer Dokument-basierten Datenbank gespeichert.

2.4.1 Schnittstelle zu den Ladesäulen

Der Ladesäulen-Server kommuniziert über das vorangegangene Client-Server Konzept mit dem übergeordneten Lademanagementsystem. Diese wurde zusammen mit den Projektpartnern entwickelt und ist sowohl für die Leistungssteuerung der Ladesäulen als auch zur Ermittlung der Ladesäulendaten verantwortlich. Die Schnittstelle beinhaltet eine Klasse, deren Methoden die beschriebenen Funktionen übernehmen. Bei dem Aufruf der Abfrage werden die Kenngrößen der einzelnen Ladepunkte ermittelt. Die Kenngrößen sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Die in der Tabelle aufgezeigten Variablen entsprechen den Eingangswerten für das überlagerte Lademanagementsystem. Die Daten werden kontinuierlich vom Client abgefragt und gespeichert. Die Werte werden vom lokalen Lademanagementsystem und dem daran angeschlossenen Messgerät über eine Modbus Schnittstelle bereitgestellt. Der zu regelnde Parameter ist dabei die Ladeleistung, die aus der Summe der angeschlossenen Elektrofahrzeuge hervorgeht. Die Schnittstelle zwischen dem lokalen und überlagerten Lademanagementsystem ermöglicht, die Ladeleistung für die einzelnen Phasen zu begrenzen.

Tabelle 2-1: Beschreibung und Zusammenhang der Kenngrößen mit den dazugehörigen gemessenen Variablen.

Zustand / Kenngröße	Gemessene Variable
Fahrzeug ist an der Ladesäule angeschlossen	<i>CarlsConnected</i>
Fahrzeug befindet sich im Ladebetrieb	<i>CarlsCharging</i>
Ladeleistung	$P_{Ladesäulen}$
Ladestrom Phase 1	I_{L1}
Ladestrom Phase 2	I_{L2}
Ladestrom Phase 3	I_{L3}

Wird eine Überlastung des Transformators vom Messsystem detektiert, wird über die Schnittstelle die Leistungsbegrenzung Phasenscharf durchgeführt. Soweit sich die Gesamtleistung unterhalb des Trafolimits befindet, übergibt die Schnittstelle eine Leistungsbegrenzung von 0% vor.

2.4.2 Schnittstelle zu dem Messsystem

Das Messsystem umfasst drei Geräte die an verschiedenen Punkten im Parkhaus installiert waren. Bei den Messgeräten handelte es sich um sogenannte PQ-Analyser. Diese Analyzer sind in der Lage, neben den relevanten Größen für die Laderegulierung, die Netzurückwirkungen aufzuzeichnen. Dies ermöglicht eine detaillierte Betrachtung der Spannungsqualität. Im Rahmen des Projektes wurde insbesondere der Zusammenhang zwischen dem zunehmenden Bedarf an Ladeinfrastruktur und den damit verbundenen Netzurückwirkungen untersucht. Um diesen Forschungsaspekt zu beleuchten wurden Parameter zur Beschreibung der Spannungsqualität in hoher zeitlicher Auflösung kontinuierlich über die Projektlaufzeit aufgezeichnet. Dabei wurden insbesondere Harmonische Oberschwingungen und Transiente Ereignisse untersucht. Die aufgezeichneten Messdaten wurden dabei an das überlagerte Lademanagementsystem (Client) übertragen. Hierzu wurde eine Unterteilung in zwei Messdatensätze eingeführt. Ein Teil der Messdaten wird für die Durchführung der Spannungsqualitätsanalyse benötigt, ein zweiter Teil für die Leistungsregelung. Diese Unterteilung ist in Tabelle 2-2 und Tabelle 2-3 dargestellt.

Tabelle 2-2: Erforderliche Daten für die Regelung der Ladeinfrastruktur vom am Transformator installierten Messgerät.

Beschreibung	Bezeichnung
Spannung der einzelnen Phasen	U_{L1}, U_{L2}, U_{L3}
Ströme der einzelnen Phasen (inkl. Neutralleiter)	$I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}, I_N$
Wirkleistung der einzelnen Phasen	P_{L1}, P_{L2}, P_{L3}
Gesamtleistung	P_{Gesamt}

Die Schnittstelle zwischen überlagerten Lademanagementsystem und das am Transformator installierte Messsystem wurde dabei ebenfalls über Modbus umgesetzt. Die Messung am Transformator wurde dabei doppelt ausgeführt, um ein redundantes System zu gewährleisten. So würde im Falle eines Ausfalls eines Messgerätes die Laderegulation weiterhin möglich sein.

Tabelle 2-3: Erforderliche Daten für die Durchführung der Spannungsqualitätsanalyse.

Beschreibung	Bezeichnung
Harmonische Oberschwingungen bis 150 kHz (Spannungen)	$U_{H2}, U_{H3}, \dots U_{Hn}$
Harmonische Oberschwingungen bis 150 kHz (Ströme)	$I_{H2}, I_{H3}, \dots I_{Hn}$
Transienten Erkennung (Überspannungen und Spannungseinbrüche)	-
Schieflast	S_{SL}
Nennspannung	U_N

Für die Analyse der Spannungsqualität wurde insbesondere untersucht, ob sich die in Tabelle 2-3 angegebenen Messdaten innerhalb der vorgegebenen Grenzwerte der EN50160 befinden.

2.4.3 Schnittstelle zu dem Kundenportal

Im Zuge des Projekts i-LIME wurde die Erweiterung vom *myPBW* Kundenportal durch die Firma *compass* zur Erfassung von Verträgen zum E-Laden in Parkierungsobjekten der PBW sowohl als Vertragserweiterung für existierende Dauerparkverträge, gebunden an ein Parkierungsobjekt, als auch als proprietärer Vertrag ohne Bindung zu einem Dauerparkvertrag und ohne Objektbindung, umgesetzt.

Im Bereich der Datenerfassung hat ebenfalls eine Erweiterung stattgefunden, um bereits die Vertragserfassung, Vertragsänderungen und Vertragskündigungen digital abbilden zu können. Die hierzu benötigten Erweiterungen und Änderungen im Datenbankschema der Verwaltungssoftware Kundeninformationsmanagementsystem (KIM) und der MySQL Datenbank KIM wurden in diesem Zuge mit umgesetzt.

Bei der Fahrzeugverwaltung bei Parkierungsverträgen, die für mehr als einen Stellplatz abgeschlossen wird, oder die von Fahrgemeinschaften genutzt werden, wurden weitere Anpassungen vorgenommen. Hier ist es nun möglich die angelegten Ladeprofile dem richtigen Fahrzeug im Vertrag zuzuordnen und ein Ladeprofil für jedes Fahrzeug zu hinterlegen.

Die Funktion zum Anlegen der Ladeprofile ist ebenfalls integriert. Mit der Funktion können die notwendigen Kundendaten eingetragen werden. Dabei wird Folgendes berücksichtigt:

- das Anlegen eines Standard-Profiles je Benutzer/Vertrag,
- die Anpassung des Standard-Profiles je Parkobjekt und die Anpassung je Wochentag,
- die Eingabe von abweichenden Profilen (Urlaubsprofil etc.) und eine Eingabe und Aktivierung eines abweichenden Tagesprofiles.

Außerdem können ein Mindest-Ladebedarf in kWh und die voraussichtliche Standzeit, in welcher dieser Bedarf gedeckt werden soll, angegeben werden. Das Kennzeichen wird in der Maske hinterlegt und es können bis zu drei vordefinierte Wochenprofile erstellt werden. Ein wechseln der Profile ist durch eine einfache Softwaregestaltung gegeben und es kann zwischen diesen mit Hilfe eines Klicks gewechselt werden. Das aktuell gültige Profil ist grün hinterlegt. Dies kann über

die Homepage des Parkhausbetreibers PBW (www.pbw.de) auch über das Smartphone mobil bearbeitet werden.

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit eines abweichenden Tagesprofils. Wie beim Wochenprofil, können der Mindest-Ladebedarf angegeben, der entsprechende Tag ausgewählt und die voraussichtlichen Standzeiten eingetragen werden. Dies vereinfacht eine unplanmäßige Nutzung der Ladestationen bei Ausnahmen ohne die Wochenprofile zu verändern und neu aktivieren zu müssen.

Um einen Zugriff der Sachbearbeiter auf die Vertragsdaten der neuen Verträge zu ermöglichen, musste eine Anpassung der Verwaltungssoftware KIM durchgeführt werden. Den Sachbearbeitern haben somit Zugriff auf alle relevanten Vertragsdaten. Die Ladeprofile etc. sind nur für den Kunden sicherbar und können durch die PBW nicht aufgerufen oder verändert werden.

PBW
PARKHAUS VERBÜNDE

AKTUELLES | UNTERNEHMEN | LEISTUNGEN | PARKRAUMKONTROLLE | vPARKEN | PARKPLATZ-FINDER | myPBW | ABMELDEN

Wenn Sie mehr als ein Profil aus den drei verfügbaren verwenden, wählen Sie das aktive Profil aus.
Wenn Sie an einem Wochentag kein Ladezeitfenster benötigen wählen Sie von 00:00 bis 00:00 aus.

✓ **WOCHEN-PROFIL 1 FÜR S-H 123E**

Mindest-Ladebedarf 10 kWh

Montag	Dienstag	Mittwoch	Donnerstag	Freitag	Samstag	Sonntag	Feiertag
von 08:00	von 08:00	von 08:00	von 08:00	von 08:00	von 00:00	von 00:00	von 00:00
bis 16:00	bis 16:00	bis 16:00	bis 16:00	bis 12:00	bis 00:00	bis 00:00	bis 00:00

✓ **WOCHEN-PROFIL 2 FÜR S-H 123E**

Mindest-Ladebedarf 25 kWh

Montag	Dienstag	Mittwoch	Donnerstag	Freitag	Samstag	Sonntag	Feiertag
von 08:00	von 08:00	von 08:00	von 08:00	von 08:00	von 00:00	von 00:00	von 00:00
bis 16:00	bis 16:00	bis 16:00	bis 16:00	bis 12:00	bis 00:00	bis 00:00	bis 00:00

16:00 15:00 14:00

AKTUELLES | UNTERNEHMEN | LEISTUNGEN | PARKRAUMKONTROLLE | vPARKEN | PARKPLATZ-FINDER | myPBW | ABMELDEN

✓ **WOCHEN-PROFIL 3 FÜR S-H 123E**

Mindest-Ladebedarf 5 kWh

Montag	Dienstag	Mittwoch	Donnerstag	Freitag	Samstag	Sonntag	Feiertag
von 08:00	von 08:00	von 08:00	von 00:00	von 00:00	von 00:00	von 00:00	von 00:00
bis 10:00	bis 10:00	bis 10:00	bis 00:00	bis 00:00	bis 00:00	bis 00:00	bis 00:00

WOCHEN-LADEPROFILE SPEICHERN ABBRECHEN

ABWEICHENDE TAGES-PROFILE FÜR S-H 123E

Mindest-Ladebedarf 30 kWh

Neues Datum von 28.10.2021 bis 10:00 bis 14:15

TAGES-LADEPROFILE SPEICHERN ABBRECHEN

Abbildung 2-4: Beispiele von Ladeprofilen aus dem myPBW.

Die zentralisierte Ladeinfrastruktur dient als elektrische Schnittstelle zwischen den Elektrofahrzeugen und dem Anschlusspunkt. Durch die implementierte Schnittstelle zum Kundenportal *myPBW* können die zusätzlichen Informationen über das Park- und Ladeverhalten verarbeitet werden. Dadurch ist eine dynamische Aufteilung der aktuell am Anschlusspunkt verfügbaren Ladeleistung unter der Berücksichtigung der Sollwertvorgabe aus dem übergeordneten Lademanagement mittels der Priorisierung auf die jeweiligen Autos möglich. Durch diese Optimierung der Ladevorgänge kann der Anschlusspunkt, wenn notwendig, gezielt entlastet werden. Durch die Autorisierung mithilfe der RFID Kundenkarten am Bedientableau startet der Ladevorgang. Anhand dieser Kartenummer können eventuell hinterlegte Informationen abgerufen und vom Lastmanagement verarbeitet werden. Die Schnittstelle wurde von ChargeHere eingerichtet, getestet und die Verarbeitung der Daten durch das Lastmanagement mit positivem Ergebnis simuliert.

2.5 Überlagertes Lademanagementsystem

Im folgenden Abschnitt wird auf das Konzept des überlagerten Lademanagementsystems (Client) betrachtet. Um eine kontinuierliche Kommunikation zwischen den Systemen zu gewährleisten, müssen sich die beteiligten Komponenten in einem Netzwerk mit dezidierten IP-Adressen befinden. Die Funktionen des Clients umfassen zum einen die Erfassung der Kenngrößen von den Messgeräten, Ladesäulen und des Batteriespeichers, zum anderen müssen die empfangenen Daten vom Server entsprechend ausgewertet und verarbeitet werden. Anschließend müssen anhand der Analyse der Parameter festgestellt werden, ob eine Anpassung der Ladeleistung erforderlich ist. Die primären Aufgaben des überlagerten Lademanagements können daher in drei Felder aufgeteilt werden:

- Empfangen der erforderlichen Kenngrößen von Messsystem, Ladesäulen und Batteriespeicher.
- Verarbeitung der Daten und Bewertung der Notwendigkeit einer Lastregelungs-Maßnahme.
- Kommunikation der Maßnahme zur Lastregelung an die Ladesäulen.

Wie bereits erwähnt erfordert der Client eine lückenlose Kommunikation zwischen den beteiligten Komponenten. Falls die erfassten Messdaten auf eine Überlastung des Transformators hindeuten, muss der Client definieren in welchem Ausmaß und zeitlichen Fenster die Lastregelung durchgeführt werden soll. Das dynamische Verhalten des überlagerten Lademanagementsystems ist über einem Zustandsautomaten in der Abbildung 2-5 dargestellt. Grundsätzlich wird dabei die Funktionsfähigkeit in zwei stationäre Zustände und vier Übergänge (Transitionen) unterteilt. Die jeweiligen Übergänge werden in dem nachfolgenden Kapitel erläutert. Die stationären Zustände sind in Tabelle 2-4 näher erläutert.

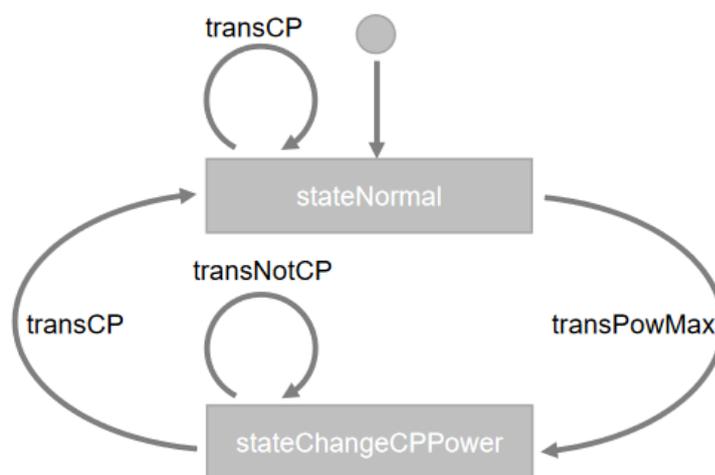


Abbildung 2-5: Zustandsautomat zur Beschreibung des Verhaltens des Clients.

Tabelle 2-4: Beschreibung der stationären Zustände des Clients.

Zustand	Funktion
stateNormal	Ladesäulen laufen im normalen Betrieb ▪ solange transPowMax nicht erreicht wird
StateChangeCCPower	Ladesäulen laufen im gedrosselten Betrieb ▪ solange transCP nicht erreicht wird

Bei der Initialisierung des Systems wird der Zustand *stateNormal* aufgerufen. Das System verbleibt solange in diesem Zustand, bis eine Überlastung (*transPowMax*) des Transformators basierend auf den erfassten Messdaten erkannt wird. Ein Zustandswechsel erfolgt erst, wenn die entsprechende Transitionsbedingung

erfüllt ist. Eine Aktualisierung des Zustands erfolgt dabei jede Sekunde. Die Transitionsbedingungen sind dabei an den CPIndex gekoppelt. Im Falle eines Zustandswechsels, wird der CPIndex entsprechend angepasst. Dabei gibt der CPIndex den Anteil der im Moment zulässigen Ladesäulenleistung in Abhängigkeit der maximal möglichen Ladesäulenleistung an. Der CPIndex kann dadurch die Ladesäulenleistung Maximal (Vorgabe an Ladesäulen 100%) oder Minimal (Vorgabe an Ladesäule 0%) beschränken.

Im Folgenden werden die Zustandsübergänge näher beschrieben. Aus Abbildung 2-5 wird ersichtlich, dass zwei Übergänge *transPowMax* und *transNotCP* definiert sind. Der Zustandsübergang *transPowMax* wird erreicht, wenn die maximal mögliche Versorgungsleistung durch die benötigte Verbraucherleistung überschritten wird (Transformator überlastet). Im Falle solch einer Überlastung, wird das System über den Übergang *transPowMax* im gedrosselten Betrieb gehalten. Liegt ein stabiles System vor (Transformator nicht überlastet), verbleibt das überlagerte Lademanagementsystem im Normalzustand über die Transition *transCP*. Der Zusammenhang zwischen den Transitionen und den dazugehörigen Bedingungen ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

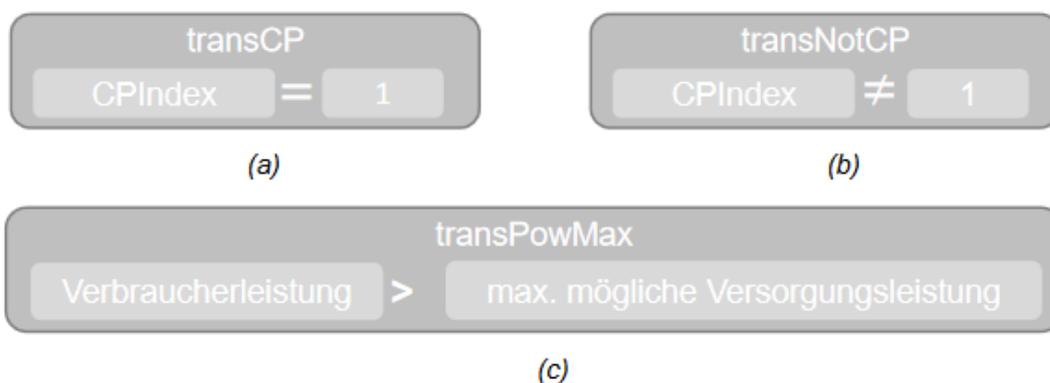


Abbildung 2-6: Zusammenhang zwischen den Transitionen und den dazugehörigen Übergangsbedingungen.

2.6 Regelungsverfahren

Für die entwickelten Regelungen wird angenommen, dass der Transformator durch eine hohe Nachfrage an Ladeleistung durch die Elektrofahrzeuge überlastet wird. Hierbei wird zunächst angenommen, dass eine über den Tagesverlauf konstante Nachfrage an Ladeleistung zwischen 7:00 und 17:00 Uhr auftritt. Für das ebenfalls am Transformator angeschlossene Finanzamt (LBV) wird angenommen, dass der Lastverlauf über die eine Mittagsspitze ihr Maximum erreicht. Der daraus resultierende Lastgang ist für dieses vereinfachte Szenario in Abbildung 2-7 dargestellt. Die Abbildung zeigt quantitativ, wie sich durch die Summierung der Verbraucherlasten eine Überlastung des mit rot gekennzeichneten Transformators-Limits einstellt. Der gekennzeichnete Bereich illustriert einen typischen Fall, bei dem eine Lastregelungsmaßnahme durch das überlagerte Lademanagementsystem notwendig ist. Im Folgenden werden die in Tabelle 2-5 implementierte Regelungsverfahren präsentiert und verglichen.

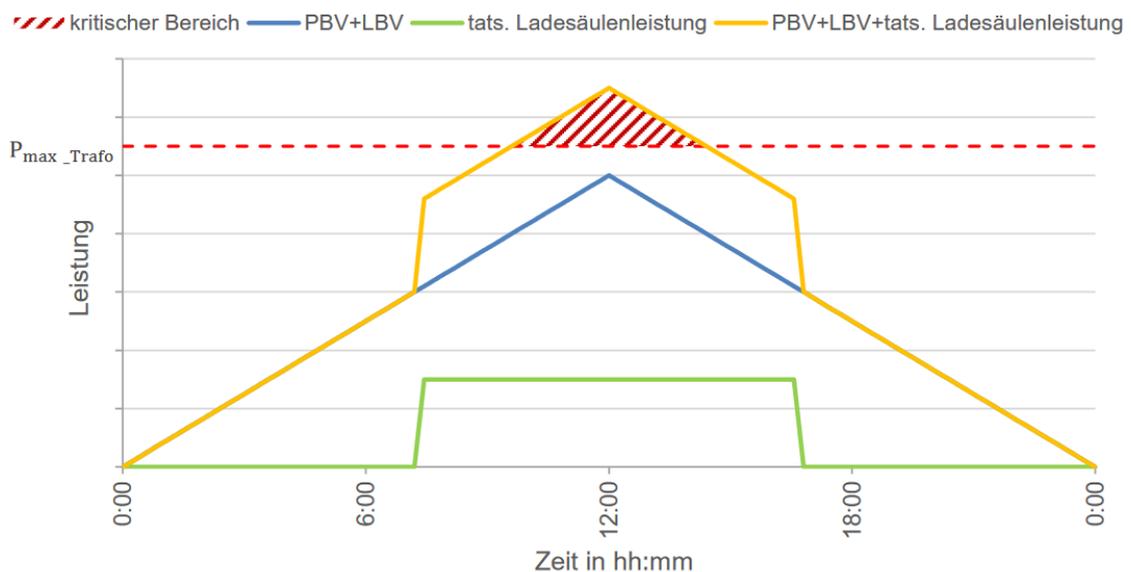


Abbildung 2-7: Beispielhafter Lastgang einer kritischen Überlastung des Transformators.

Tabelle 2-5: Beschreibung der implementierten Regelungsverfahren.

Bezeichnung	Beschreibung
Statische Lastregelung	Regelungsverfahren zur Referenz. Vereinfachte Regelung bei der eine Überlastung die direkte Abregelung aller Fahrzeuge durchgeführt wird.
Dynamische Lastregelung	Im Falle einer Überlastung wird die Ladeleistung der Fahrzeuge dynamisch angepasst.
Dynamische Lastregelung mit Batterie	Dieses Regelungsverfahren ist eine Erweiterung des dynamischen Verfahrens mit der Integration des Batteriespeichers zur Lastglättung.

2.6.1 Statische Lastregelung

Die statische Lastregelung wurde als Referenzregelung entwickelt um die Vorteile einer dynamischen Regelung besser vergleichen zu können. Bei der statischen Regelung wird im Falle einer Überlast am Transformator direkt die Ladeleistung der angeschlossenen Elektrofahrzeuge gedrosselt. Dadurch wird das Betriebsmittel auf Kosten der Ladedauer geschützt. Der resultierende Lastgang für eine statische Lastregelung ist in Abbildung 2-8 dargestellt.

Dabei wird die Leistung des Parkhauses (PBW), der Gebäudelast (LBV) und die theoretisch anliegende Ladesäulenleistung, welche zusammen die anliegende Leistung am Transformator bestimmen, über der Zeit aufgeführt. Der Zustandsübergang *transPowMax* wird erreicht, wenn die benötigte Leistung an den Verbrauchern Finanzamt und Ladesäulen im Parkhaus betragsmäßig größer als die maximal zulässige Versorgungsleistung des Transformators ist. Der CPIindex wird auf 0 gesetzt, wenn die Leistung am Transformator die maximal zulässige Transformatorleistung überschreitet. Die Überschreitung wird vom Messsystem detektiert und nachfolgend dem überlagerten Lademanagement die Notwendigkeit einer Maßnahme kommuniziert.

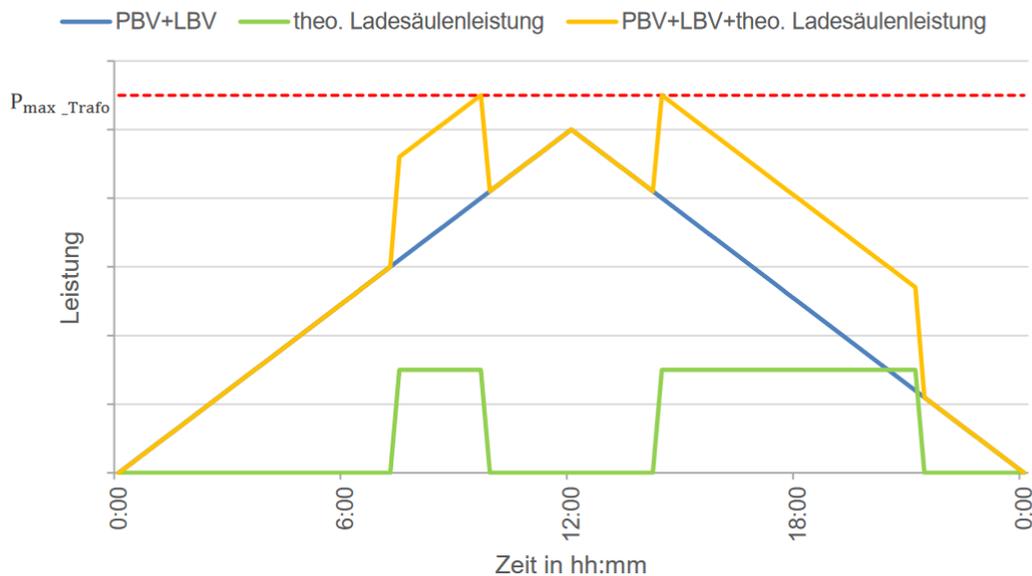


Abbildung 2-8: Lastgang bei einer statischen Regelung im Falle einer Überlastung.

Infolgedessen wird bei dieser vereinfachten Regelungsvariante die Ladeleistung der Ladesäulen vollständig begrenzt. Das hat zur Folge, dass die Leistung am Transformator auf die durch das Finanzamt verursachte Last reduziert wird und erst wieder durch die Ladesäulen beeinflusst wird, wenn die benötigte Ladesäulenleistung vollständig am Transformator zur Verfügung steht. In diesem Fall werden die Ladesäulen vollständig belastet und der CPIIndex auf Eins angehoben. Der CPIIndex kann somit für den vorliegenden Fall auf 0 oder 1 gesetzt werden. Dementsprechend werden die Elektrofahrzeuge, in dem leistungsbegrenzten Zeitraum einer möglichen Transformatorüberlastung, nicht mehr geladen. Dies verursacht eine Verlängerung der Ladevorgänge, welches in dem nachfolgenden Konzept vermieden werden soll.

2.6.2 Dynamische Lastregelung

Im dynamischen Ladekonzept können die Ladesäulen in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Transformatorleistung betrieben werden. Diese Variante wurde dazu entwickelt, um die benötigte Ladesäulenleistung optimal an die zur Verfügung stehende Transformatorleistung anzupassen. Dazu wird der CPIIndex, welcher die Ladesäulenleistung bestimmt, dynamisch an die zur Verfügung stehende Transformatorleistung angepasst. Analog zur statischen Lastregelung, kommen die Betriebsmittel aus dem vorherigen Kapitel zum Einsatz. Im Vergleich

zur vorherigen Variante wird die Berechnung des CPlndexes angepasst. Dies hat zur Folge, dass der nicht genutzte Bereich aus Abbildung 2-8 optimal ausgenutzt wird, ohne den Transformator über seinen Grenzen hinaus zu belasten. Der resultierende Lastgang für die dynamische Lastregelung ist in Abbildung 2-9 dargestellt.

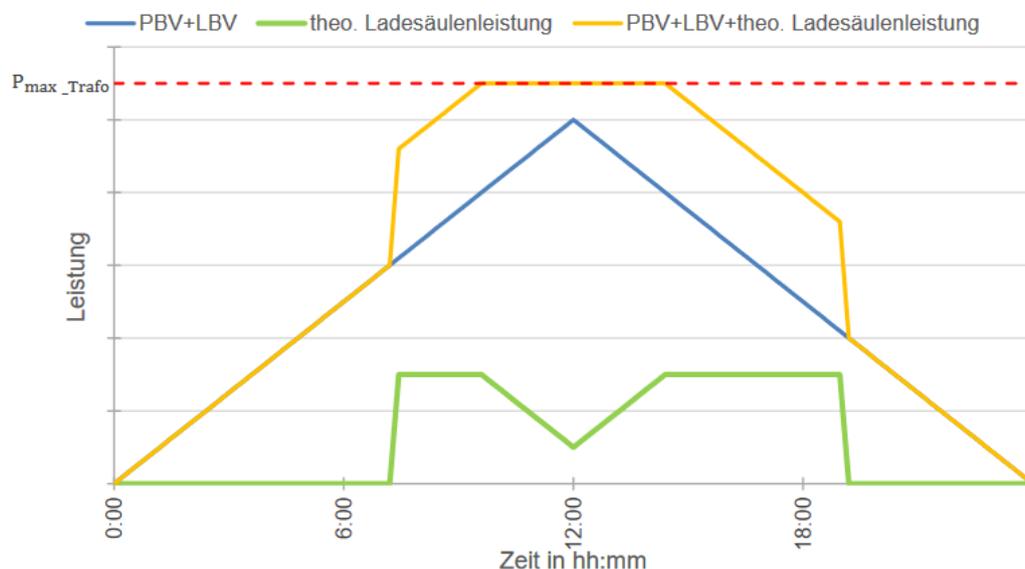


Abbildung 2-9: Schematische Darstellung des Lastgangs bei einer dynamischen Regelung.

In Abbildung 2-9 ist die Aufteilung der Last der verschiedenen Verbraucher über die Zeit dargestellt. Dabei wird der CPlndex dynamisch an die noch zur Verfügung stehende Leistung des Transformators angepasst. Der CPlndex ist wieder der Indikator, welcher die Leistung der Ladesäulen begrenzt. Der CPlndex kann in diesem Fall alle Werte zwischen 0 und 1 annehmen. Die dynamische Regelung ermöglicht es, dass die E-Fahrzeuge auch dann geladen werden, wenn die Gesamtlast aus Finanzamt und Ladesäulen die zulässige Transformatorleistung übersteigt. Dadurch wird der ungenutzte Bereich in Abbildung 2-9 optimal ausgenutzt.

2.7 Dynamische Lastregelung mit Batteriespeicher

Als drittes Regelungsverfahren wird die Erweiterung der dynamischen Lastregelung durch einen Batteriespeicher betrachtet. Dabei ermöglicht der Batteriespeicher eine Spitzenkappung, sodass bei hoher Lastnachfrage Energie ausgespeichert wird und die Transformatorlast vorübergehend gesenkt wird. Der Speicher

bewirkt dadurch eine erhöhte Flexibilität aber steigert auch die Komplexität des Systems. Es muss beispielsweise sichergestellt werden, dass der Batteriespeicher entsprechende Ladekapazität vorweist, wenn er benötigt wird. Außerdem muss der Speicher als zusätzliche Last betrachtet werden und die Zeitpunkte der Aufladung entsprechend gesteuert werden. Der resultierende Verlauf des Transformatorlastgangs bei der Berücksichtigung des Batteriespeichers ist in Abbildung 2-10 dargestellt. Die untere Abbildung zeigt dabei den Leistungsverlauf des Batteriespeichers. Dabei wird von einem zu Beginn der Maßnahme vollgeladenen Speicher angenommen. Der Batteriespeicher speist Energie aus und wirkt dadurch einer Überschreitung der erlaubten Leistung entgegen. Die maximal mögliche Versorgungsleistung des Gesamtsystems steigt somit über die maximal zulässige Transformatorleistung, in Abhängigkeit der Speicherkapazität. Dadurch muss die Ladesäulenleistung zunächst nicht begrenzt werden und eine Herunterregelung der Ladeleistungen wird erst bei höheren Verbraucherleistungen erreicht. Sobald Leistung am Transformator sinkt, kann nun der Batteriespeicher einen Ladevorgang initiieren. Dies resultiert in einer Umkehr des Lastflusses der Batterie (siehe Abbildung 2-10).

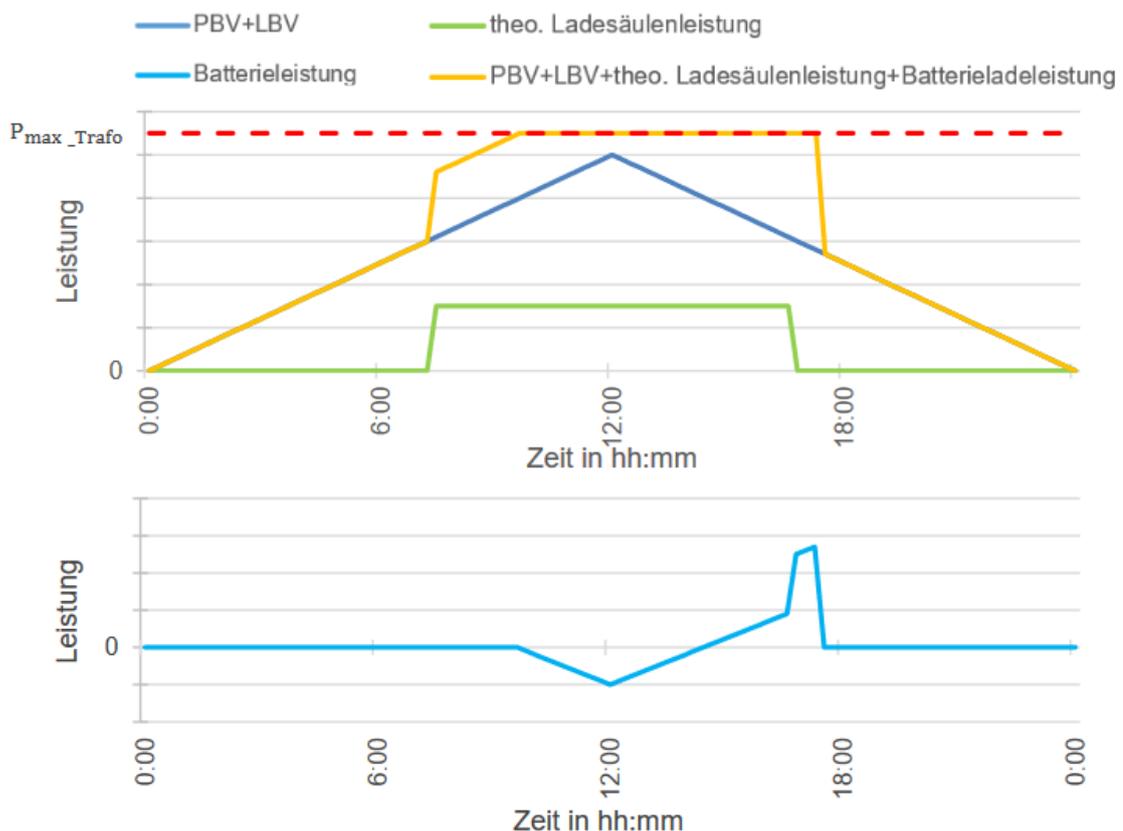


Abbildung 2-10: Schematischer Lastverlauf bei einer dynamischen Regelung mit Batteriespeicher (oben). Resultierende Leistungskurve des integrierten Batteriespeichers (unten).

Somit sind Lastspitzen des Systems einfach auszugleichen und Lastspitzen über den Tag hinweg einfach zu verstetigen. Die Batterie wird nur geladen, wenn genügend Transformatorleistung zur Verfügung steht. Dabei werden die Leistungsgrenzen der Batterie berücksichtigt. Zusammengefasst wird der Zustandsübergang *TransPowMax* also erreicht, wenn die Kapazität des Batteriespeichers nicht zur Versorgung der Verbraucher herangezogen werden kann und die maximal mögliche Versorgungsleistung somit aus der maximal zulässige Transformatorleistung überschritten wird.

3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden zunächst die ausgearbeiteten Regelungsverfahren - statische Lastregelung, dynamische Lastregelung, dynamische Lastregelung mit Batteriespeicher- mit am Transformator gemessenen Lastprofilen gezeigt. Die Ergebnisse werden im Anschluss präsentiert und in einer Übersicht verglichen. Ziel ist es, die Vorteile einer dynamischen Lastregelung im Vergleich zu einer statischen Regelung aufzuzeigen und zu bewerten, ab welcher Lastsituation ein Batteriespeicher geeignet ist. Im Anschluss wird der Einfluss einer PV Anlage auf das Lademanagement untersucht.

3.1 Bewertung der Lademanagementkonzepte

Die Gebäudelast (LBV) stellte neben den Ladesäulen den größten Beitrag auf die Auslastung des Transformators. Für den Vergleich der Ladekonzepte wurde dazu ein theoretisches Lastprofil der Gebäudelast (LBV) basierend auf realen Messdaten ermittelt. Abbildung 3-1 stellt den typischen Verlauf der Wirkleistung dar. Die Daten zeigen die gemittelte Leistung aus sämtlichen gemessenen Werktagen. Die grüne Kurve zeigt ein generiertes theoretisches Profil, berechnet aus den realen Messdaten.

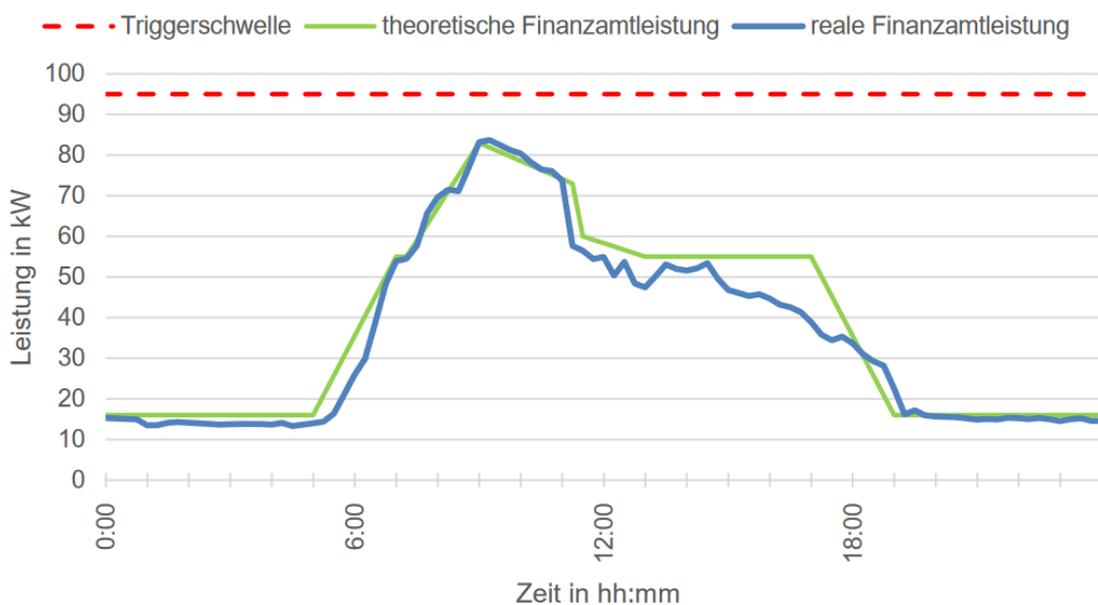


Abbildung 3-1: Reales und theoretisches Profil der Wirkleistung des Finanzamtes (LBV).

Die Messdaten zeigen, wie die Last mit den Arbeitszeiten des Finanzamtes korreliert. Es ist zu erwarten, dass langfristig die Nachfrage der Ladeleistung ebenfalls zeitlich mit den Arbeitszeiten verbunden ist.

Für die Triggerschwelle des überlagerten Lademanagementsystems werden hierbei 100 kW angenommen. Das überlagerte Lademanagementsystem kann nur auf vergangene Werte des Messsystems reagieren und die Werte des Transformators über die Regelung der Ladesäulenleistung in beinahe Echtzeit verändern. Dabei ist eine Latenz von knapp 2 Sekunden zu verzeichnen, indem die Leistung des Transformators ansteigen kann. Um dabei die Grenze der maximal zulässigen Transformatorleistung zu schützen und etwaige reale Schwankungen im System auszugleichen, wurde das Transformatorlimit um 5 Prozentpunkte herabgesetzt. Somit ergibt sich eine neue maximal zulässige Transformatorleistung von 95kW, die im Folgenden als Triggerschwelle für die Softwarevarianten verwendet wird.

3.1.1 System im Normalbetrieb

Zunächst wird das Lademanagementsystem im Normalbetrieb betrachtet. Hierbei wird das vorangegangene Lastprofil des Finanzamtes und einer Nachfrage von 11 kW Elektroladeleistung betrachtet. Der resultierende Lastgang ist dazu in Abbildung 3-2 dargestellt. In Abbildung 3-2 sind zwei Liniendiagramme abgebildet. Der Normalbetrieb bildet einen typischen Lastverlauf eines Wochentages ab. Es tritt dabei keine Überlastung des Transformators auf. Dadurch wird das überlagerte Lademanagementsystem vorerst nicht aktiviert.

In Abbildung 3-2 (oben) ist der Lastgang des Transformators, unterteilt in den normierten Lastgang des Finanzamtes und der normierten Last der Elektrofahrzeuge über den Verlauf eines Tages. Der aufgefüllte Bereich verdeutlicht den Zusammenhang zwischen den einzelnen Leistungsverläufen. Dabei ist die Leistung am Transformator die Summe der einzelnen Leistungen an den Verbrauchern. In Abbildung 3-2 (unten) ist die Tagesdauerlinie des Transformators dargestellt. Mithilfe der Dauerlinie lässt sich bestimmen, wie lange eine bestimmte Belastung in Summe aufgetreten ist.

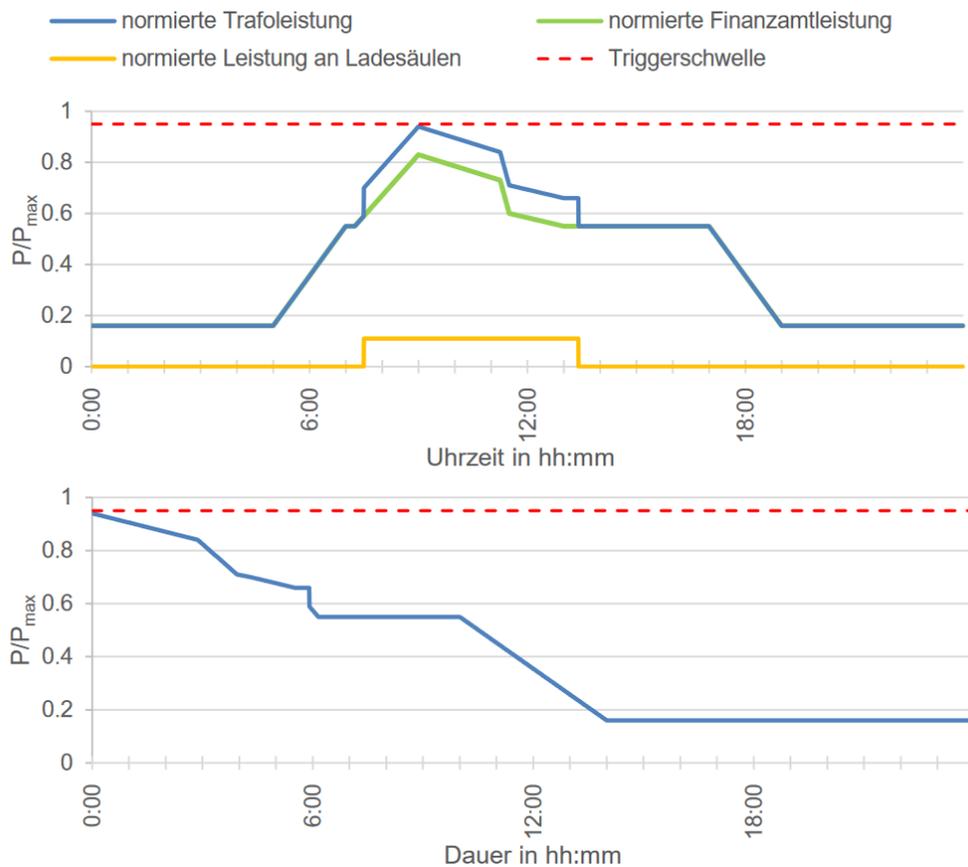


Abbildung 3-2: Lastverlauf am Transformator für den Normalbetrieb ohne Überlast (oben). Tagesdauerlinie für den Normalbetrieb (unten).

Zu Beginn wird die Leistung des Transformators nur von Finanzamt bestimmt. Durch den um 07:30 Uhr initiierten Ladevorgang steigt die Transformatorleistung entsprechend der angelegten Last. Der Transformator erreicht um 09:00 Uhr seine maximale Belastung und fällt dann wieder ab, bis das E-Fahrzeug vollständig geladen ist. Anschließend folgt die am Transformator anliegende Leistung des Finanzamts.

In der Tagesdauerlinie ist die Dauer der anliegenden Transformatorbelastung aufgeführt. Ersichtlich hieraus ist, dass der Transformator zu keiner Zeit seine Leistungsgrenzen erreicht. Gleichzeitig fällt der Transformator zu keinem Zeitpunkt unter eine Belastung von 16 kW. Allerdings wird der Transformator durch die zusätzliche Last des Ladevorgangs annähernd 3 Stunden und 12 Minuten über 80 Prozent ausgelastet. Das System verhält sich trotzdem stabil und es kommt zu keiner Überlastung.

3.1.2 System bei Überlastung

Im Folgenden wird eine Überlastung des Transformators durch die Ladeleistung der angeschlossenen Elektrofahrzeuge berücksichtigt. Dazu wird nun von einer erhöhten Nachfrage an Ladeleistung von ca. 20% des Transformatorlimits angenommen. Hierbei wird zunächst als Referenz ein Überlast Szenario ohne implementierte Lastregelung angewandt. Nachfolgend werden die implementierten Regelungsverfahren eingesetzt und verglichen. Die Messergebnisse sind zusammengefasst in Abbildung 3-3 als Liniendiagramm dargestellt. Der Lastverlauf für die drei Implementierten Regelungsverfahren ist in Abbildung 3-4 abgebildet.



Abbildung 3-3: Lastverlauf am Transformator für den Normalbetrieb mit Überlast ohne Regelmaßnahme (oben). Tagesdauerlinie für den Überlastbetrieb ohne Regelmaßnahme (unten).

Die Abbildung 3-3 zeigt wie die maximal zulässige Leistung des Transformators um 08:23 Uhr erstmalig überschritten wird. Diese Überlastung hält bis 11:15 Uhr an. Dadurch wird der Transformator 2 Stunden und 52 Minuten über seine zulässigen Leistungsgrenzen betrieben.

Da auf die Leistung des Finanzamts keinen Einfluss ausgeübt werden kann, muss die Leistung am Transformator über eine Drosslung der Ladeleistung von angeschlossenen Elektrofahrzeugen reduziert werden. Je nach Regelungsverfahren, ergeben sich unterschiedliche Lastgänge. Diese sind in Abbildung 3-4 dargestellt. Hierbei werden die im vorangegangenen Kapitel erläuterten Regelungsverfahren (statische Lastregelung, dynamische Lastregelung und dynamische Lastregelung mit Batterie) angewandt.

Aus der in Abbildung 3-4 (a) betitelten statischen Lastregelung ist ersichtlich, dass die maximal zulässige Transformatorleistung nicht überschritten wird. Dabei wird aber die Ladeleistung der Ladesäulen vollständig begrenzt und die E-Fahrzeuge werden bei Überschreitung der maximal zulässigen Transformatorleistung nicht weiter beladen. Der Ladevorgang stagniert solange, bis die verfügbare Trafoleistung ausreichend groß ist, um die Ladesäulen mit voller Last zu betreiben. Der vollständige Ladevorgang verzögert sich um die Zeit, um die der Ladevorgang unterbrochen wurde.

Aus der dynamischen Lastregelung, dargestellt in Abbildung 3-4 (b), wird die Intention der Regelung deutlich. Ebenfalls ist der Transformator nicht überlastet worden. Allerdings wurde die verfügbare Leistung des Transformators optimal genutzt, sodass ein durchgehender Ladeverlauf entsteht, der die Ladezeit, im Vergleich zur statischen Lastregelung, deutlich verbessert.

Mithilfe des Batteriespeichers ist ein optimaler Ladeverlauf der E-Fahrzeuge nach den aufgestellten Randbedingungen möglich. Der Batteriespeicher übernimmt die Leistung, welche den Transformator überlasten würde und ermöglicht einen idealen Ladeverlauf der E-Fahrzeuge. Im Falle eines leeren Batteriespeichers würde das System eine Lastregelung nach Abbildung 3-4 (b) anstreben und die Batterie je nach verfügbarer Last aufladen. Die daraus resultierenden Dauerlinien des Transformators sind in der nachfolgenden Abbildung 3-5 dargestellt und anhand der in der Legende beschriebenen Farben zu differenzieren.

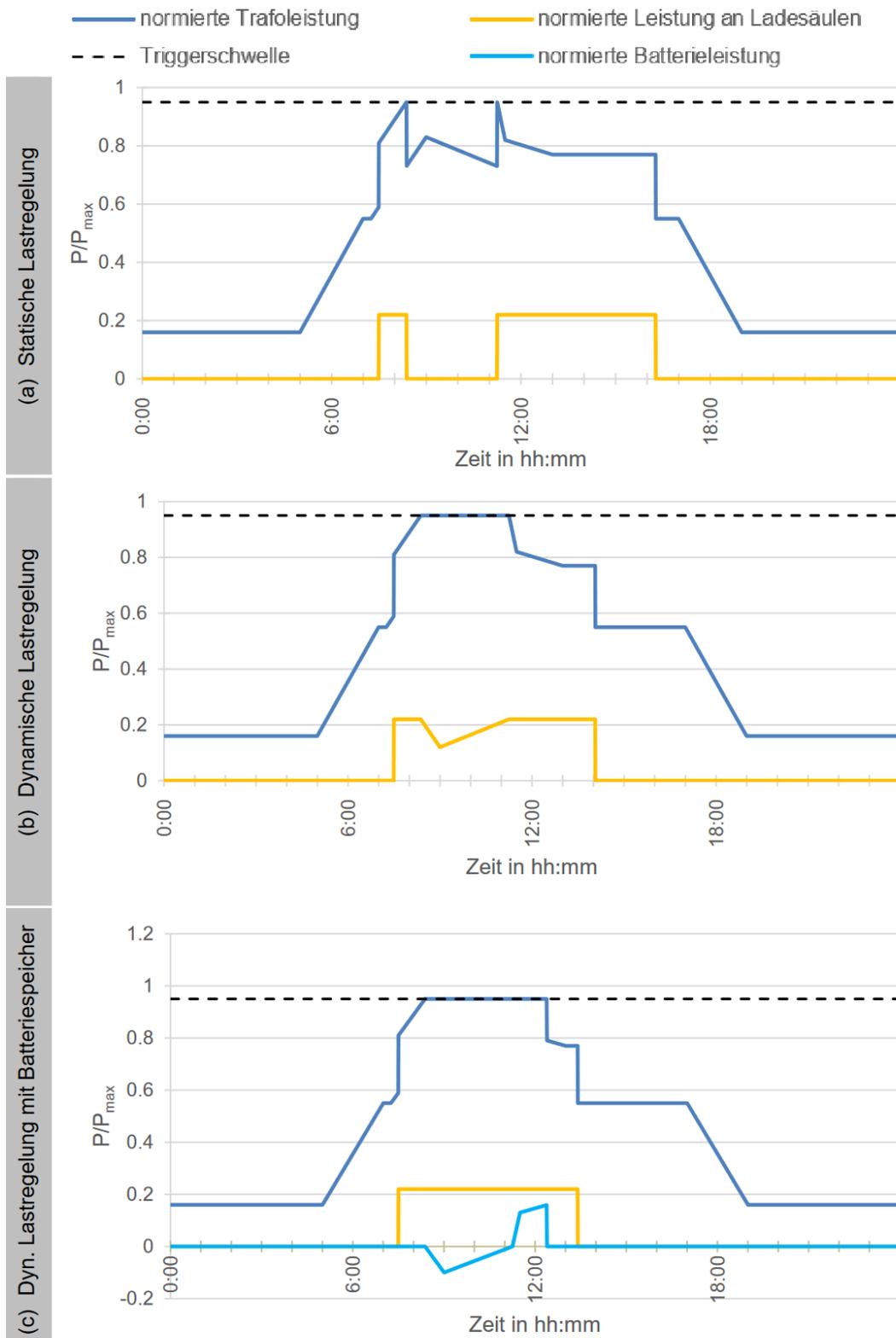


Abbildung 3-4: Lastgang für die implementierten Laderegulierungsmethoden statische Lastregelung (a), dynamische Lastregelung (b) und dynamische Lastregelung mit Batteriespeicher (c).

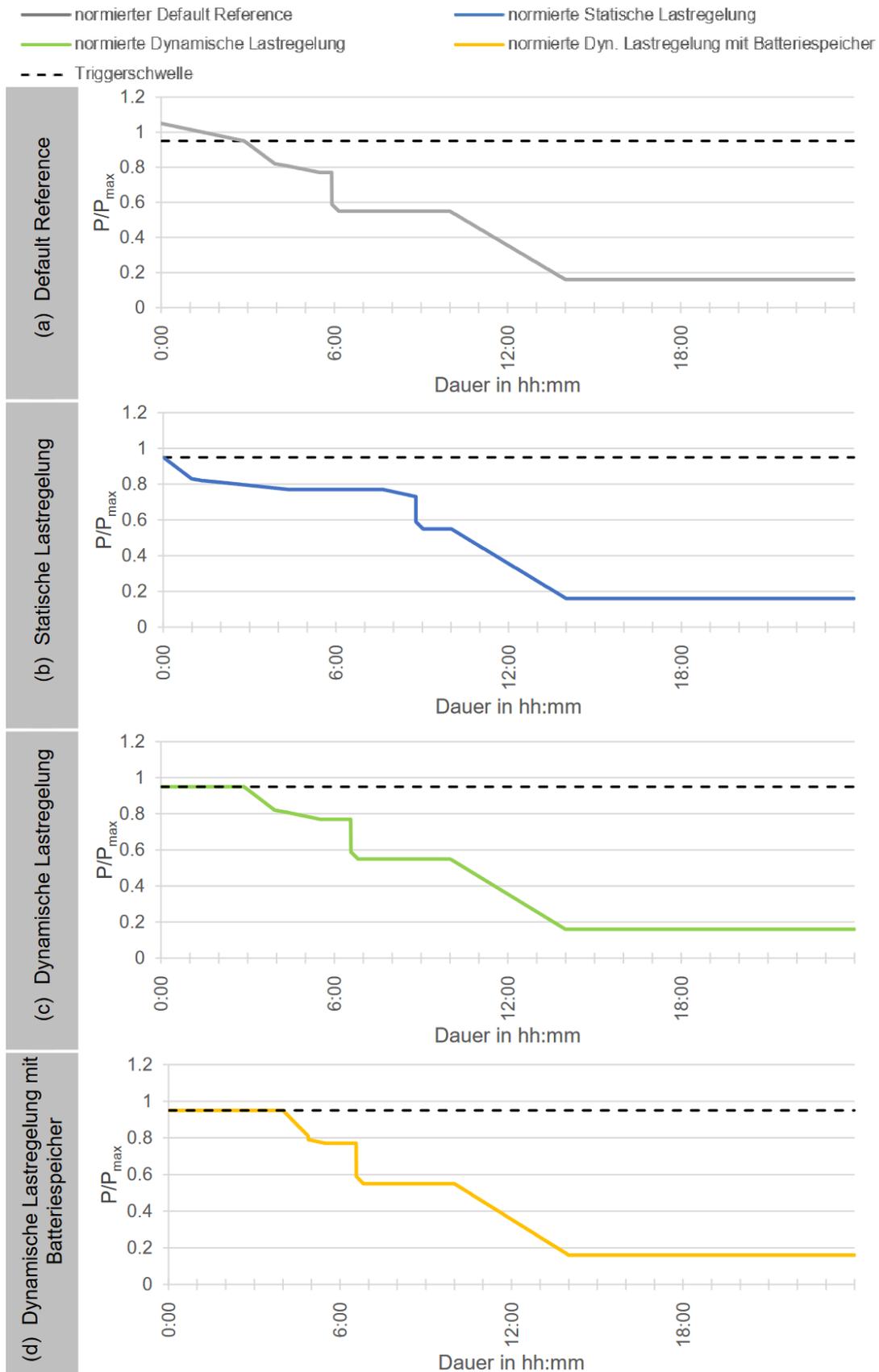


Abbildung 3-5: Resultierende Dauerlinien für die betrachteten Regelungsverfahren und einem Referenzfall ohne implementierte Regelung (a).

Dabei gibt die Default Reference Kurve den Verlauf der Transformatorleistung wieder, welcher bereits in Abbildung 3-3 behandelt wurde. Eine solche Tagesdauerlinie entsteht, wenn die Ladesäulenleistung nicht über eine Lastregelung beeinflusst wird. Infolgedessen sind die Tagesdauerlinien der behandelten Softwarevarianten anhand des Default Reference Verlauf zu vergleichen.

Im Gegensatz zum Default Reference Verlauf wird der Transformator, durch die verschiedenen entwickelten Regelungskonzepte, zu keinem Zeitpunkt überlastet. Durch die Funktionsweise der statischen Lastregelung fällt diese Dauerlinie zwar am schnellsten ab, aber bleibt am längsten belastet. Durch die dynamische Lastregelung liegt am Transformator 2 Stunden und 56 Minuten die maximal mögliche Leistung an. Überboten wird diese dauerhafte Transformatorauslastung von der Lastregelung mit Batteriespeicher. Durch den Entladevorgang des Batteriespeichers können zwar hohe Ladeleistung der Ladesäulen abgefangen werden, aber der Ladevorgang des Batteriespeichers sorgt für eine zusätzliche Belastung des Gesamtsystems. Infolgedessen steigt die Zeit, in der der Transformator voll ausgelastet ist, auf 4 Stunden und 8 Minuten.

Um die jeweilige Beeinflussung der Ladeleistung zu vergleichen, sind in Abbildung 3-4 die Lastgänge der Elektrofahrzeuge für den Fall der statischen, dynamischen und dynamischen Regelung mit Batteriespeicher gegenübergestellt (gelbe Kurve). Der Ladevorgang beginnt bei allen Szenarien um 07:30Uhr. Die Abbildung illustriert den Zusammenhang zwischen der Ladedauer und der jeweiliger Lastregelungsmaßnahme. Es wird ersichtlich, dass durch die Regelung mit dem integrierten Batteriespeicher die Nachfrage an Ladeleistung gedeckt wird und dadurch die Beeinträchtigung der Ladedauer minimiert wird.

Anhand der in Abbildung 3-4 um 08:23:00 Uhr erreichten maximale zulässigen Transformatorleistung werden die Ladeleistung für die statische und dynamische Lastregelung begrenzt. Der relevante Faktor für das überlagerte Lademanagementsystem ist dabei der CPIIndex. Der CPIIndex ist für die verschiedenen Regelungsverfahren des Überlast-Szenarios in Abbildung 3-6 dargestellt. Der relevante Bereich für die CPIIndex Regelung ist dabei zwischen 0 und 1. Oberhalb eines CPIIndexes von 1 ist keine Lastreduktionsmaßnahme notwendig. Alle Regelungsmaßnahmen wurden entwickelt um eine Überlastung zu vermeiden, also tritt ein CPIIndex unterhalb 0 nicht auf. Um die begrenzten Ladeleistungen in den

eingeschränkten Bereichen auszugleichen, müssen die Ladeleistungen verzögert bereitgestellt werden. Dies verlängert, bezogen auf die oben beschriebenen Default Referenz Ladedauer, die Ladedauer. Die Ladedauer für die statische Lastregelung erhöht sich auf 8 Stunden und 35 Minuten.

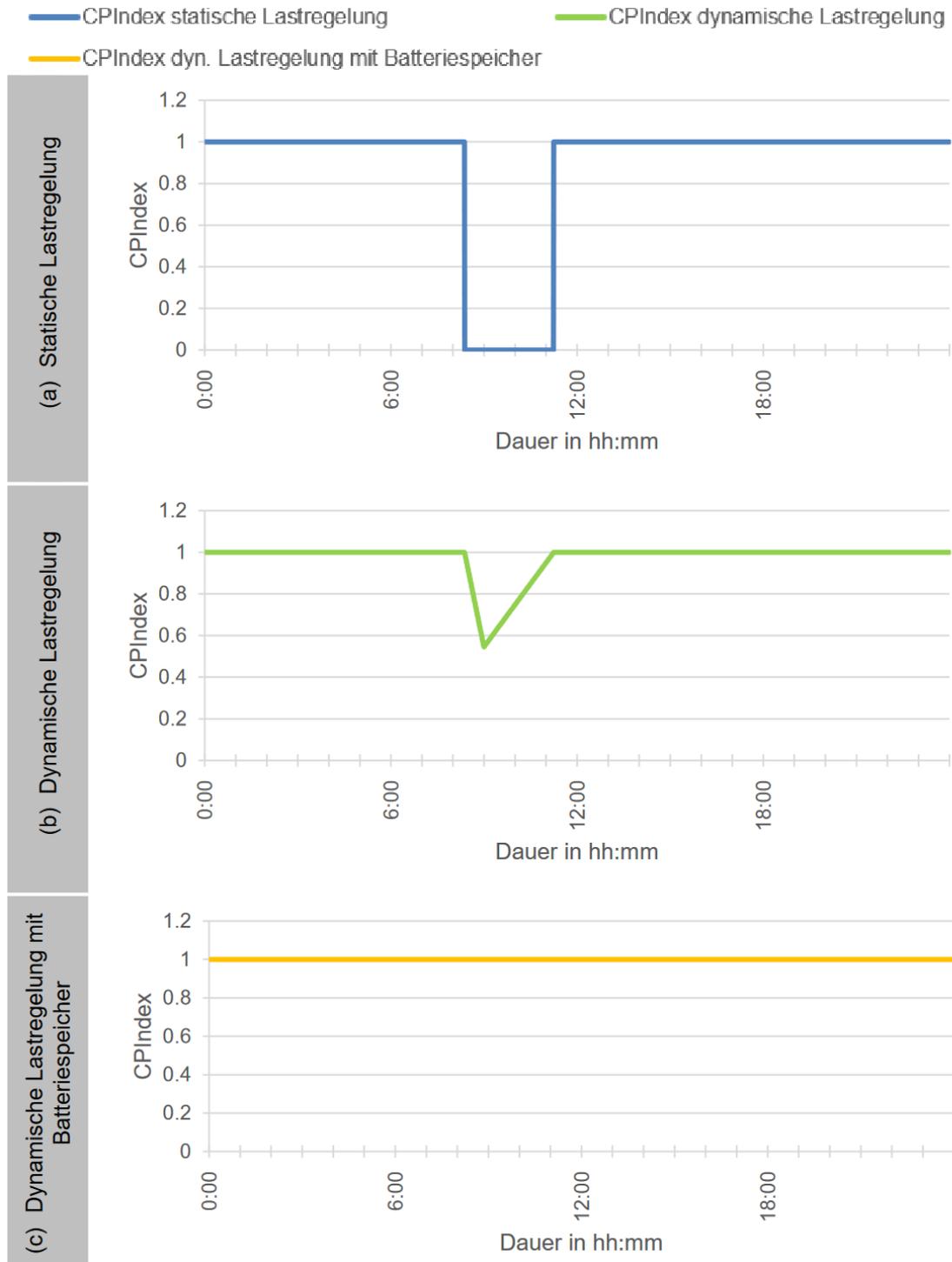


Abbildung 3-6 CPIIndex für die verschiedenen Lastregelungsverfahren des überlagerten Lademanagementsystems.

Die dynamische Lastregelung verbessert diesen Wert um 34,18 Prozent auf einer Ladedauer von 6 Stunden und 34 Minuten. Durch den Einsatz des Batteriespeichers kann die ursprüngliche Default Reference Ladedauer erreicht werden.

Der begrenzende Bereich des CPIndex entspricht dem Verlauf der Ladeleistung. Dabei kann durch die beschriebenen Kenngröße *CarlsCharging* der Beginn und das Ende des Ladevorgangs festgelegt werden. Durch diese Kenngröße und den ermittelten CPIndex kann der Mittelwert in dem Zeitraum zwischen Ende und Beginn bestimmt werden. Die Ergebnisse dieser Messreihe sind in der nachfolgenden dargestellt.

Tabelle 3-1: Vergleich der Regelungsverfahren und Einfluss auf die Ladedauer für das Überlast Szenario.

	Default Reference	Statische Lastregelung	Dynamische Lastregelung	Dynamische Lastregelung mit Batteriespeicher
Ladedauer	5h 54min	8h 35min	6h 34min	5h 54min
Durchschnittlicher Ladeindex	-	0,6874	0,8985	1
Prozentuale Veränderung	-	-45,48%	-11,30%	0,00%

3.1.3 System im Grenzlastbetrieb

Im Folgenden wird ein zweites Szenario mit einer noch kritischeren Überlastung (Grenzlastbetrieb) des Transformators betrachtet. Dazu wurde die Nachfrage der Ladeleistung der Elektrofahrzeuge von den bisherigen 20% auf 44% der maximalen Transformatorlast erhöht. Zunächst wird dabei wieder der Default Reference Case bewertet, also einer Lastkurve ohne Maßnahmen des überlagerten Lademanagementsystems. Der sich ergebende Lastverlauf und Dauerlinie ist dazu in Abbildung 3-7 dargestellt.

Die Abbildung illustriert, wie die erhöhte Leistungsnachfrage der angeschlossenen Elektrofahrzeuge deutlich früher eine Überlastung des Transformators verursacht. Eine andauernde Überlastung des Transformators von 20% bis 30% würde die Lebensdauer des Betriebsmittels deutlich reduzieren. Dieser Fall tritt bereits bei ca. 50% Auslastung der Parkgarage auf. Daher kann der Grenzlastbetrieb

angesichts der rasant steigenden Absatzzahlen für Elektrofahrzeuge bereits in wenigen Jahren erreicht werden. Das Grenzlasterzenario unterstreicht daher auch die Dringlichkeit der Lastregelungsmaßnahmen zum Schutz von Betriebsmitteln.

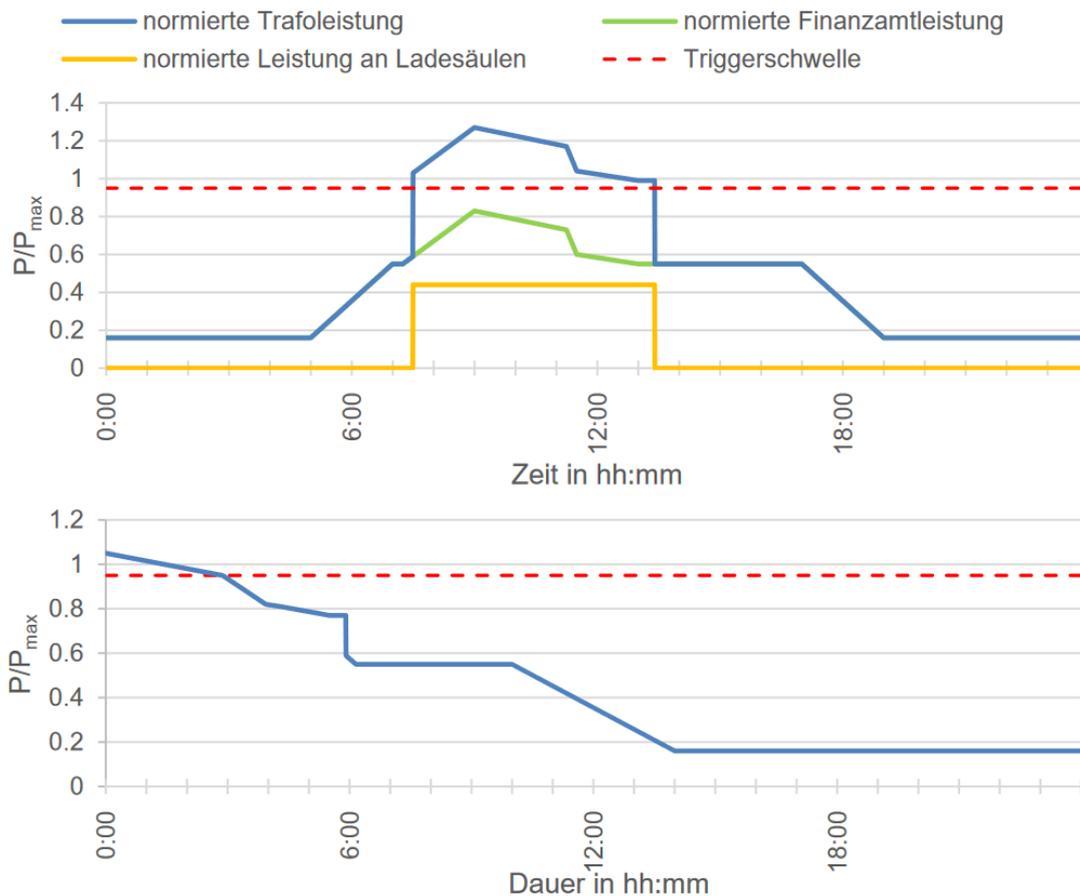


Abbildung 3-7: Lastgang am Transformator im Grenzlasterbetrieb (oben). Tagesdauerlinie im Grenzlasterbetrieb (b).

Die Messreihe zeigt die Grenzen des Systems auf und die Notwendigkeit einer Lastregelung der Elektrofahrzeuge. Dabei sind in Abbildung 3-8 die Auswirkungen der Regelungsvarianten auf den beschriebenen Fall aufgeführt. Da bei der statischen Lastregelung die Ladeleistung begrenzt wird, wenn die Leistung des Transformators nicht ausreicht, um die volle Ladeleistung abzudecken, verschiebt sich der Ladebeginn auf den Zeitpunkt, indem die volle Ladeleistung gewährt werden könnte. In dem oben aufgeführten Szenario würden die E-Fahrzeuge um 17:12 Uhr beginnen zu laden und um 23:07 Uhr den Ladevorgang beenden. Das Szenario zeigt auf, wie eine hohe Anzahl gleichzeitig ladender Elektrofahrzeuge eine starke Verzögerung bewirkt. Der Transformator wird durch die Regelung geschützt und ist nicht überlastet, aber das Ladeziel der E-Fahrzeuge wird verfehlt.



Abbildung 3-8: Auswirkungen des Grenzlastbetriebs für die verschiedenen Regelungsverfahren.

Dies könnte langfristig Auswirkungen auf die Kundenzufriedenheit haben. Aus diesem Grund ist eine statische Lastregelung der Ladesäulen zur Leistungsregulierung eines Transformators nur bedingt geeignet.

Die Problematik der Verzögerung von Ladevorgängen wird durch den CPIndex deutlich. Dieser Zusammenhang in Abbildung 3-9 dargestellt. Der CPIndex für die statische und dynamische Lastregelung fällt bei angelegter Last ab. Dabei kann der Batteriespeicher nicht den vollen Umfang der benötigten Ladeleistung bedienen, da der Ladeinhalt für diesen Fall nicht ausreichend dimensioniert ist. Da der Batteriespeicher einen Teil der begrenzten Leistung aus der dynamischen Lastregelung übernimmt verkürzt sich die Dauer in der der CPIndex beschränkt wird.

Alle Lastregelungsverfahren sind in der Lage einen negativen CPIndex zu verhindern. Für den Default Reference Case ergibt sich eine Ladedauer von 5 Stunden und 54 Minuten. Eine statische Lastregelung würde im Grenzlastbetrieb eine Verlängerung der Ladedauer um 165% bewirken. Mit der dynamische Lastregelung eine Verlängerung von 45%. Verglichen mit dem Überlast Szenario aus Kapitel 3.1.2 wird ersichtlich, dass die dynamische Lastregelung mit Batteriespeicher nicht in der Lage ist die Nachfrage auszugleichen. Dadurch wird der CPIndex reduziert und eine Verlängerung der Ladevorgänge verursacht. Die Ergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Die dynamische Lastregelung ist im Grenzlastbetrieb deutlich effizienter als die statische Lastregelung. Durch einen Batteriespeicher lässt sich dieses Ergebnis nochmals deutlich verbessern. Die Größe des Batteriespeichers reicht allerdings im betrachteten Szenario nicht aus, um den optimale Default Reference Wert zu erreichen.

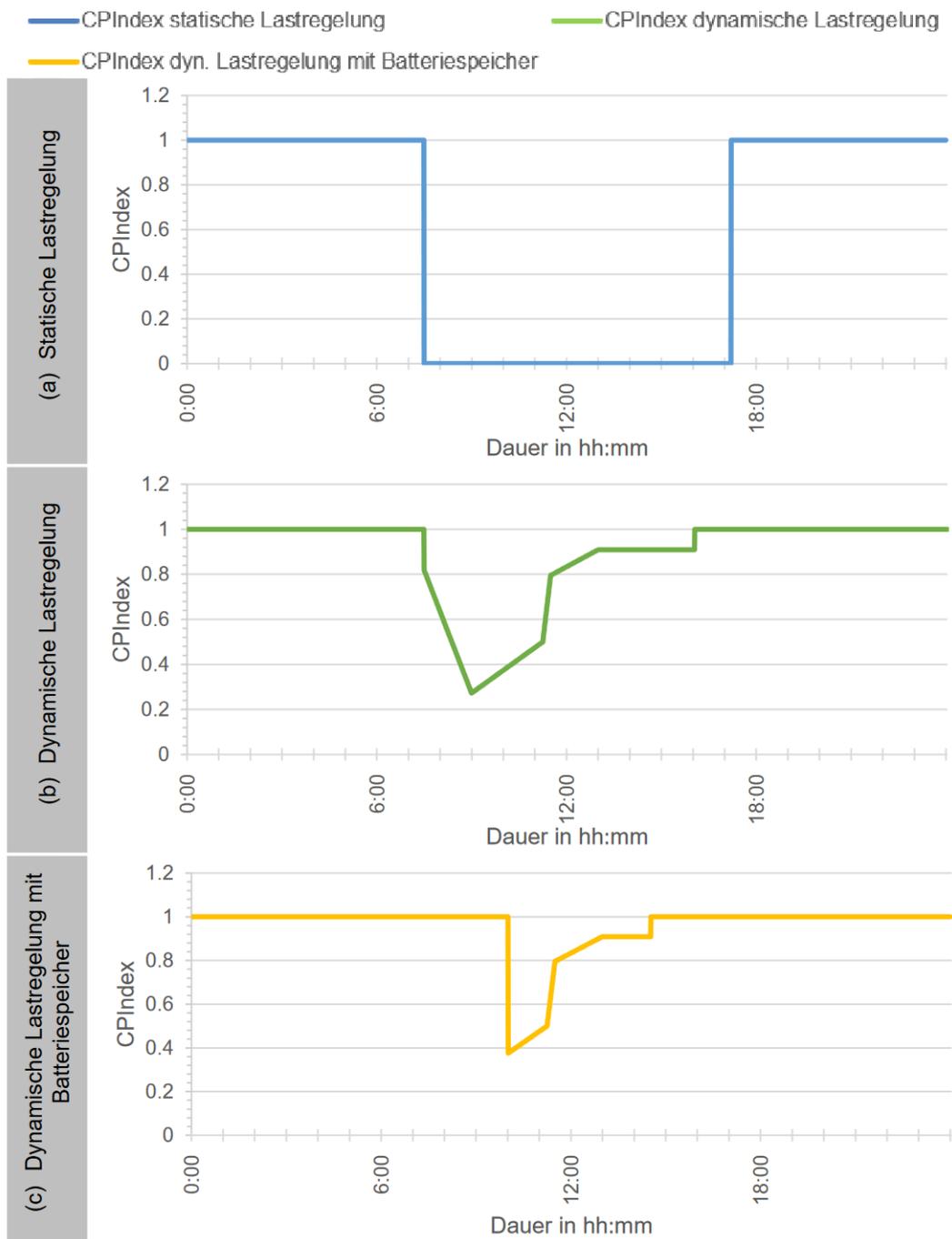


Abbildung 3-9: CPIIndex für die verschiedenen Lastregelungsverfahren im Grenzlastbetrieb.

Tabelle 3-2: Vergleich der Regelungsverfahren und Einfluss auf die Ladedauer für das Grenzlast Szenario.

	Default Reference	Statische Lastregelung	Dynamische Lastregelung	Dynamische Lastregelung mit Batteriespeicher
Ladedauer	5h 54min	15h 37min	8h 33min	7h 03min
Durchschnittlicher Ladeindex	-	0,3778	0,6901	0,8369
Prozentuale Veränderung	-	-164,68%	-44,92%	-19,49%

3.1.4 Systemübergreifende Umsetzung

Für die systemübergreifende Umsetzung des Systems ist vor allem die Auslastung der Parkinfrastruktur relevant. Diese lässt sich über den Gleichzeitigkeitsfaktor ableiten. Der Gleichzeitigkeitsfaktor hat dabei großen Einfluss auf die Dimensionierung des Batteriespeichers. Bei sehr geringer Gleichzeitigkeit ist möglicherweise ein Verzicht auf einen Batteriespeicher aus wirtschaftlichen Gründen denkbar. Der folgende Abschnitt konzentriert sich auf die Behandlung des Gleichzeitigkeitsfaktors. Dabei werden die in dem Kapitel 2.2 aufgeführten Grundlagen zur Berechnung und Darstellung herangezogen. Die Basis für die Berechnung der Daten ist die Messvariable CarlsCharging. Die Messgröße gibt für jede Ladesäule die Information, ob sich das angeschlossene E-Fahrzeug im Lademodus befindet (CarlsCharging = TRUE) oder ob sich das angeschlossene E-Fahrzeug nicht im Lademodus befindet (CarlsCharging = FALSE). Dadurch lässt sich rückwirkend ermitteln, an welcher Ladesäule und mit welcher Dauer das E-Fahrzeug angeschlossen wurde.

Für die Darstellung der Messergebnisse wurde die Form des Säulendiagramms gewählt. Dabei sind die dargestellten Säulen anhand der Messtage zu unterscheiden. Es werden pro Tag drei Gleichzeitigkeitsfaktoren aufgeführt, welche sich in ihrer Berechnung leicht unterscheiden. Zuerst ist der Gleichzeitigkeitsfaktor aufgeführt, welcher auf einen vollen Tag normiert wurde („Gleichzeitigkeitsfaktor über 24h“). Zusätzlich ist ein Gleichzeitigkeitsfaktor aufgeführt, welcher nur den Zeitraum betrachtet, indem sich mindestens ein E-Fahrzeug im Lademodus be-

funden hat („Gleichzeitigkeitsfaktor Messung“). Darüber hinaus ist ein Gleichzeitigkeitsfaktor aufgeführt, welcher die maximale Anzahl der zeitgleichen angeschlossenen E-Fahrzeuge berücksichtigt und mit „max. Gleichzeitigkeitsfaktor“ betitelt ist. Die Gleichzeitigkeitsfaktoren über 10 Tage, gemessen in der Parkgarage, sind in Abbildung 3-10 dargestellt.

Der „Gleichzeitigkeitsfaktor über 24h“ pendelt sich, in den oben aufgeführten Tagen, zwischen 4 und 9 Prozent ein. Dies entspricht ungefähr einer gleichzeitigen Ladesäulenleistung von 10-20kW. Somit sind über den Tag verteilt 1-2 Ladesäulen gleichzeitig belastet. Wenn man nun den „Gleichzeitigkeitsfaktor Messung“ betrachtet, fällt auf, dass dieser deutlich höher ist als der Gleichzeitigkeitsfaktor über 24h. Die Ursache dafür liegt in dem unsymmetrischen Ladebeginn der E-Fahrzeuge. Der typische Ladebeginn ist zwischen 06:45 Uhr und 07:30 Uhr. Ab 16 Uhr werden kaum noch Fahrzeuge geladen. Das wirkt sich negativ auf diesen Gleichzeitigkeitsfaktor aus.

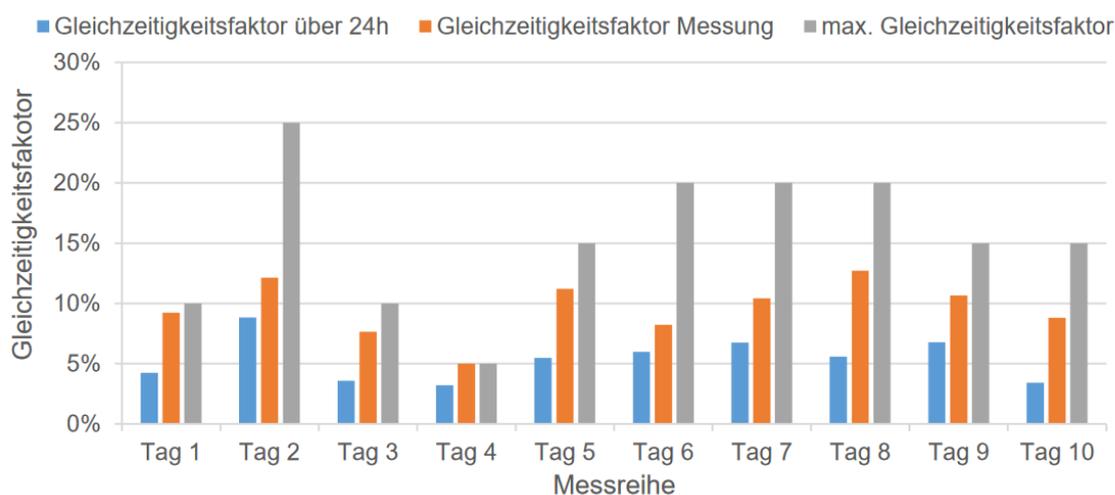


Abbildung 3-10: Gleichzeitigkeitsfaktoren über eine Periode von 10 Tagen.

Einen besseren Wert liefert der Gleichzeitigkeitsfaktor, welcher sich aus den Ladevorgängen eines Tages zusammensetzt. Der Faktor liegt bei ungefähr 10 Prozent, was eine gleichzeitige Ladeleistung von 22kW bedeuten würde und entspricht zwei gleichzeitig angeschlossenen E-Fahrzeugen.

Betrachtet man hingegen den erwähnten maximalen Gleichzeitigkeitsfaktor, ist eine deutlich höherer Ladeleistung möglich. Dieser Wert zeigt, dass innerhalb die-

ser Messung fünf Autos gleichzeitig geladen haben und eine gleichzeitige Ladelistung von 55kW gefordert haben. Dies kommt innerhalb dieser 10 Tage Messung zwar nur in 0,6875 Prozent der Fälle vor, ist aber für den Schutz des Transformators äußerst wichtig, da die Belastungsdauer dennoch 1 Stunde und 39 Minuten beträgt.

Zum Vergleich der implementierten Regelungsverfahren zeigt Abbildung 3-11 die Ladedauer der einzelnen entwickelten Lösungen in Abhängigkeit der in Betrieb genommenen Ladesäulen. Zusätzlich zu den Ergebnissen der Ladedauer aus den vorangegangenen Kapiteln sind die Ladedauern mit bis zu acht Ladesäulen dargestellt. Der Leistungsbedarf von acht zeitgleich beanspruchten Ladesäulen entspricht der in den Grundlagen angesprochenen maximal möglichen Ladesäulenleistung von 88 kW. Der Default Reference Fall gilt dabei als optimale Ladedauer für die jeweilige Anzahl an Ladesäulen.

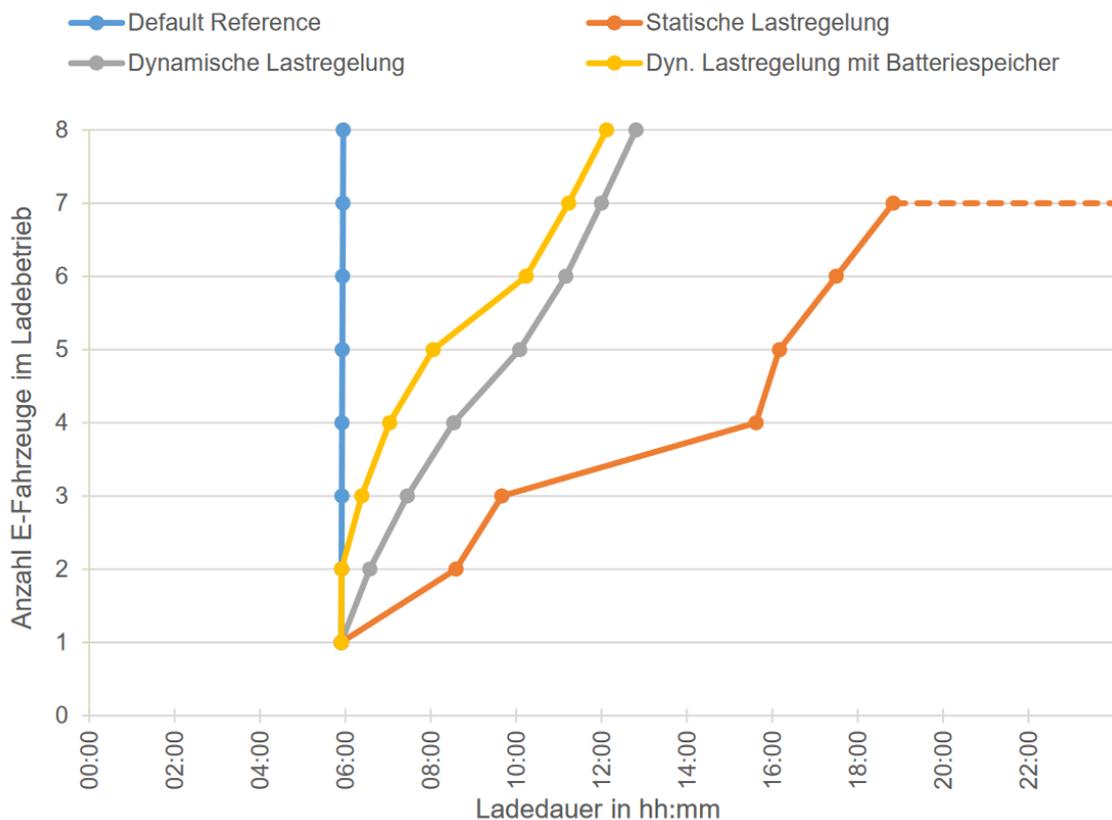


Abbildung 3-11: Einfluss der gleichzeitig beanspruchten Ladesäulen auf die Ladedauer für die verschiedenen implementierten Laderegulungen.

Die Ergebnisse der statischen Lastregelung sind gesondert zu betrachten, da sie zwar die Leistung an den Ladesäulen so einstellen kann, dass der Transformator nicht durch die Ladesäulenleistungen überlastet wird, aber durch seine Regelung die Ladedauer stark erhöht. Diese Erhöhung geht soweit, dass bei einem synchronen Ladesäulenbetrieb von acht Ladesäulen, die Regelung stagniert und der Ladevorgang an den Ladesäulen nicht mehr möglich ist. Dieses Verhalten lässt sich mit den Grenzen des Systems begründen. Da sich die Grundleistung des Finanzamts dauerhaft über 16kW befindet und die maximal zulässige Transformatorleistung 100kW beträgt, kann die maximale Ladesäulenleistung allerhöchstens die Differenz der Transformatorleistung und des Finanzamts betragen. Der Betrieb von acht Ladesäulen überschreitet diesen Wert und die Ladesäulen werden nicht in Betrieb genommen.

Die dynamische Lastregelung konnte deutlich bessere Ergebnisse erzielen. Durch die Anpassung der Ladeleistung an die maximal verfügbare Transformatorleistung ist eine deutlich kürzere Ladedauer als bei der statistischen Lastregelung entstanden. Die Ladedauer konnte so um bis zu 55 Prozent reduziert werden. Des Weiteren steigt die Ladedauer der E-Fahrzeuge in Abhängigkeit der angeschlossenen Fahrzeug approximativ linear an.

Eine zusätzliche Verbesserung der Ladedauer konnte mithilfe eines Batteriespeichers erzielt werden. Der Batteriespeicher kann eine deutliche Minderung der Ladedauer bei bis zu fünf zeitgleich belasteten Ladesäulen erzielen. Die Ladedauer passt sich jedoch mit der Anzahl an betriebenen Ladesäulen an die Ladedauer ohne Batteriespeicher an. Dies wird durch die hohen Leistungen der Ladesäulen hervorgerufen. Der Batteriespeicher kommt an seine Leistungsgrenzen und kann die Ladesäulen nicht mehr voll bedienen. Zusätzlich wird der Batteriespeicher durch höhere Bedarfsleistungen der Ladesäulen schneller entleert. Folglich kann der Batteriespeicher die benötigte Ladesäulenleistung nicht mehr decken. Betrachtet man das System mit dem behandelten Gleichzeitigkeitsfaktor, lässt sich feststellen, dass eine Belastung von zwei simultan ladenden E-Fahrzeugen nichts Ungewöhnliches ist.

Wie in der Einleitung beschrieben muss davon ausgegangen werden, dass in Zukunft die Anzahl der im Straßenverkehr zugelassenen E-Fahrzeuge steigen wird.

Dies wird sich mit einer Steigerung der gleichzeitig ladenden E-Fahrzeuge bemerkbar machen. Folglich steigt der Gleichzeitigkeitsfaktor und das System wird stärker belastet. Zusammenfassend kann man festhalten, dass eine signifikante Verbesserung der Ladedauer durch die dynamische Regelung der Ladesäulenleistung erzielt wurde. Dabei kann die zur Verfügung stehende Transformatorleistung optimal durch den entwickelten CPIndex ausgenutzt werden. Die in Abbildung 3-11 dargestellten Ergebnisse sind demnach als sehr positiv zu bewerten. Es macht daher ausdrücklich Sinn die Ladesäulen anhand der zur Verfügung stehenden Transformatorleistung zu steuern.

3.2 Simulationsergebnisse

Der Lademanagementalgorithmus wurde, wie oben beschrieben, in einer zeitreihenbasierten Umgebung mit den folgenden Eingangsdaten implementiert:

Tabelle 3-3: Angenommene Eingangsdaten für die Simulation des Lademanagementsystems

Speicherleistung	60 kW
Speicherkapazität	66 kWh
Transformatorleistung	350 kW
Installierte Leistung der PV-Anlage	100 kW

Als Eingangsdaten für die Last des Parkhauses und des Finanzamtes wurden gemessene Leistungszeitreihen verwendet. Abbildung 3-12 zeigt die Lastgänge des Finanzamtes (in blau), des Parkhauses (in lila), der PV-Anlage (in orange) an einem Beispieltag sowie die resultierende Residuallast am Transformator (in rot) an einem Beispieltag. Die Parkhausleistung wurde hierbei anhand eines Skalierungsfaktors hochskaliert, um einen Engpass am Transformator zu simulieren. Wie aus der Abbildung zu entnehmen ist, übersteigt die resultierende Residuallast am Transformator die zugelassene Leistungsgrenze, wenn keine Abhilfemaßnahmen eingesetzt werden.

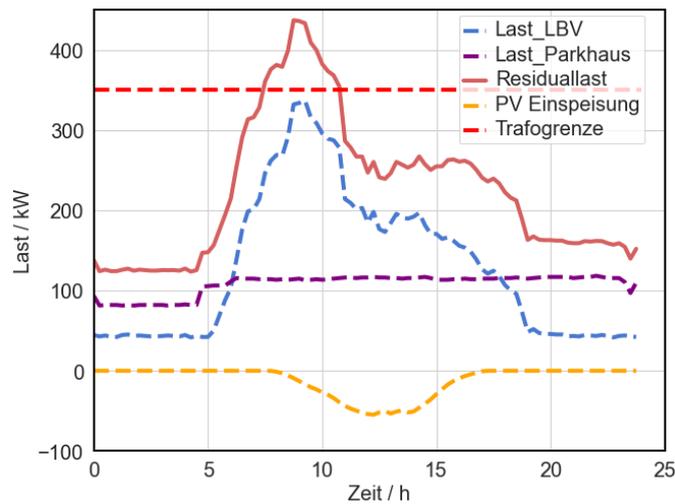


Abbildung 3-12: Lastgänge des Finanzamtes (blau), Parkhauses (lila) und PV-Anlage (orange) sowie resultierende Residuallast am Transformator.

Um eine Überlastung des Transformators zu vermeiden wurde das Lademanagementsystems eingesetzt, um die Speicherfahrweise zu optimieren und hohe Lastspitzen durch die Speicherenergie teilweise zu kompensieren. Abbildung 3-13 zeigt die optimierte Entlade- und Ladeleistung des Speichers über den simulierten Beispieltag, um den hohen Leistungsbedarf teilweise zu kompensieren. Abbildung 3-14 präsentiert den Ladestand des Speichers. Wenn der gesamte Leistungsbedarf sinkt, wird der Batteriespeicher wieder vollgeladen, damit er wieder einsatzbereit ist.

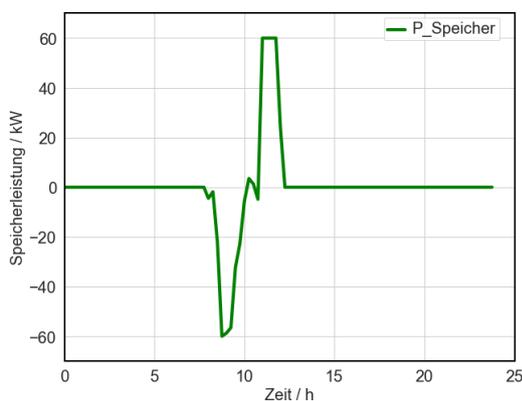


Abbildung 3-13: Speicherleistung zum Engpassmanagement.

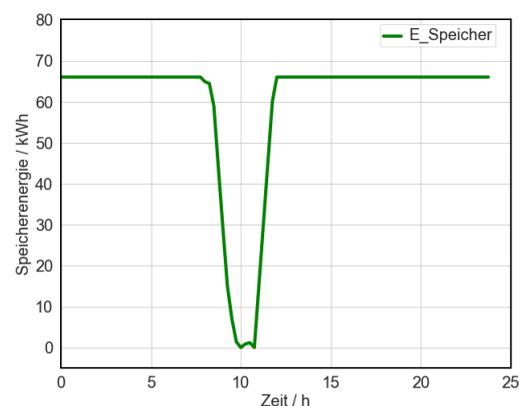


Abbildung 3-14: Speicherenergie zum Engpassmanagement.

Aufgrund der begrenzten Kapazität des Speichers wird der hohe Leistungsbedarf nur teilweise kompensiert. Wie aus Abbildung 3-15 zu entnehmen ist, wird die Residuallast durch den Speichereinsatz (grüne Kurve) reduziert, aber die Überlastung des Speichers nicht verhindert.

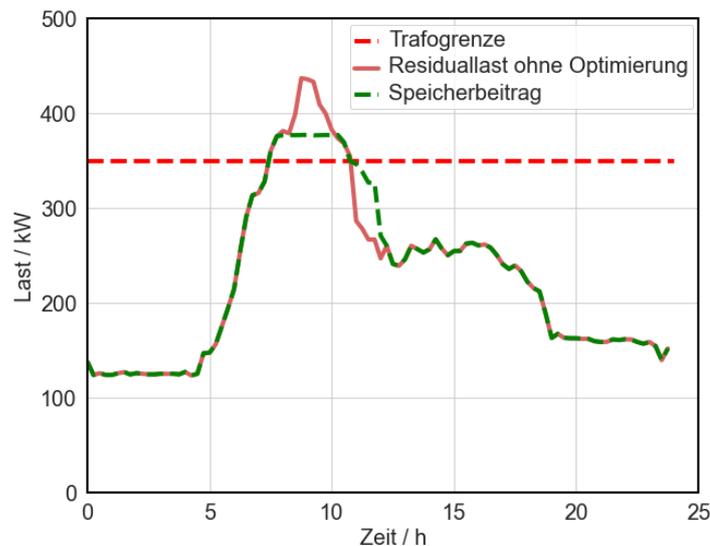


Abbildung 3-15: Beitrag des Speichers zur Reduzierung der Residuallast am Transformator.

Da die gespeicherte Energie zur Deckung des gesamten Leistungsbedarfs nicht ausreichend ist, wurde zusätzlich die Ladeleistung der E-Autos im Parkhaus zeitweise reduziert. Abbildung 3-16 zeigt die Reduzierung der gesamten Ladeleistung des Parkhauses durch eine Quote kleiner als 100 % zur Trafoentlastung. Abbildung 3-17 verdeutlicht den Beitrag der Quote zur Reduzierung der Residuallast am Transformator. Die verbleibende Lastspitze wird durch die Entladung des Speichers, wie in Abbildung 3-13 und Abbildung 3-14 verdeutlicht, gedeckt.

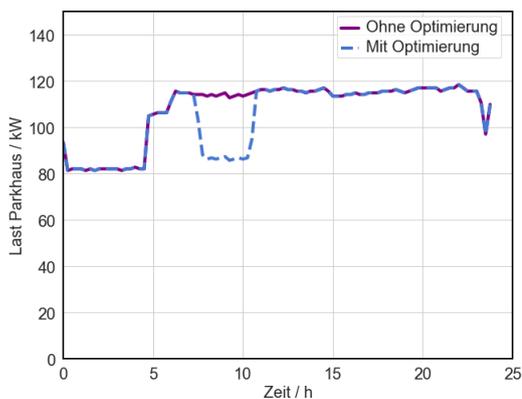


Abbildung 3-16: Optimierung der Ladeleistung des Parkhauses zum Engpassmanagement

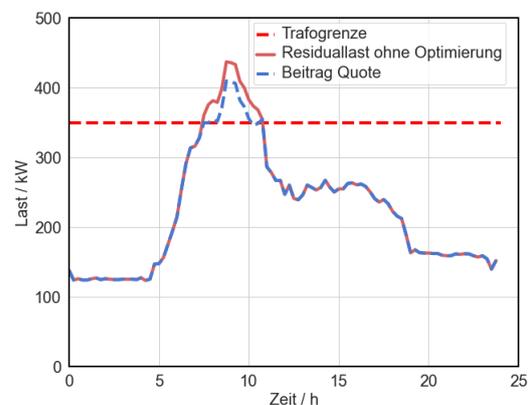


Abbildung 3-17: Beitrag der Quote zur Reduzierung der Residuallast am Transformator

Abbildung 3-18 präsentiert die Residuallast am Transformator ohne (rote Kurve) und mit (blaue Kurve) Einsatz des Lademanagementsystems.

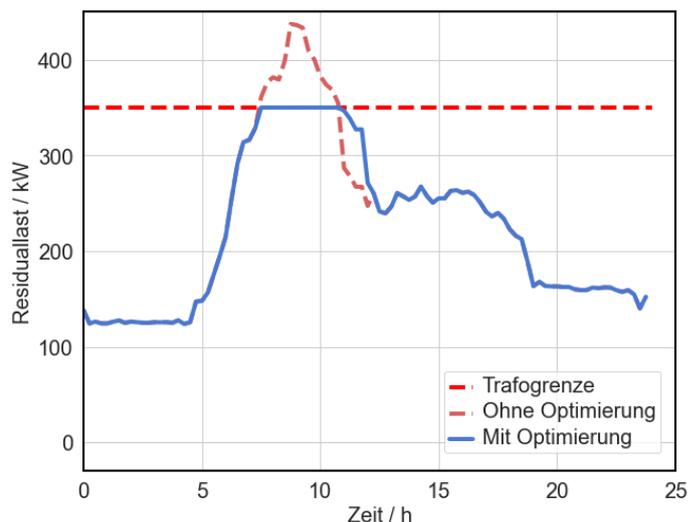


Abbildung 3-18: Residuallast am Transformator ohne (in rot) und mit (in blau) Optimierung durch das Lademanagementsystem.

Durch die optimierte Fahrweise des Speichers und die zeitweise Reduzierung der Ladeleistung im Parkhaus kann der Transformator entlastet werden. Der Einsatz der PV-Anlage trägt ebenfalls zur Trafoentlastung bei, da sie den Energieverbrauch auch teilweise kompensiert. Tabelle 3-4 stellt einen Vergleich der Ergebnisse des Lademanagements mit und ohne Einsatz der PV-Anlage zum Eigenverbrauch dar. Der gesamte Energieverbrauch berücksichtigt den Verbrauch des Parkhauses, den Verbrauch des Finanzamtes sowie den Energiebedarf für die Ladung des Speichers ein. Wird eine PV-Anlage eingesetzt, wird weniger Ladeenergie im Parkhaus aufgrund des Transformatorengpasses gedrosselt und der gesamte Energieverbrauch liegt dann höher als ohne PV-Anlage. Da aber die PV-Einspeisung diesen Verbrauch neben der Entladung des Speichers teilweise kompensiert, wird weniger Energie aus dem Netz bezogen als ohne PV-Anlage. Durch die Nutzung der PV-Anlage kann die gedrosselte Ladeenergie des Parkhauses um ca. 2 % reduziert und die minimale erreichte Quote um 15 % erhöht werden.

Tabelle 3-4: Ergebnisse des Lademanagementsystems ohne und mit Einsatz der PV-Anlage für einen Beispieltag.

	Ohne PV-Anlage	Mit PV-Anlage
Gesamter Energieverbrauch / kWh	5611,2	5668,02
Bezogene Energie aus dem Netz / kWh	5545,2	5322,87
Minimal erreichte Quote / %	60,44	76,04
Gedrosselte Energie des Parkhauses / %	5,3	3,2
Erzeugte PV Energie / kWh	0	278

3.3 Betrachtung der Spannungsqualität im Feldtest

In diesem Kapitel wird der Einfluss der ladenden Elektrofahrzeuge auf die Spannungsqualität betrachtet. Die Spannungsqualität am Verknüpfungspunkt darf den normativen Vorgaben der EN50160 nicht überschreiten. Dabei wird in diesem Kapitel die Spannungsqualität während des Feldversuches gezeigt. Während des Feldversuches waren die meisten Elektrofahrzeuge angeschlossen, dadurch ergibt sich bezüglich der Spannungsqualität ein „worst case“ Szenario. Hierbei werden insbesondere die Parameter in Tabelle 2-3 betrachtet. Im Feldversuch wurden insgesamt 10 Elektrofahrzeuge sukzessiv an die Ladesäulen angeschlossen. Im Anschluss wurden die vorangegangenen Lastregelungsverfahren durchgeführt und die entsprechende Funktionsfähigkeit des Systems validiert. Der Verlauf der Wirkleistung ist dazu in Abbildung 3-19 dargestellt.

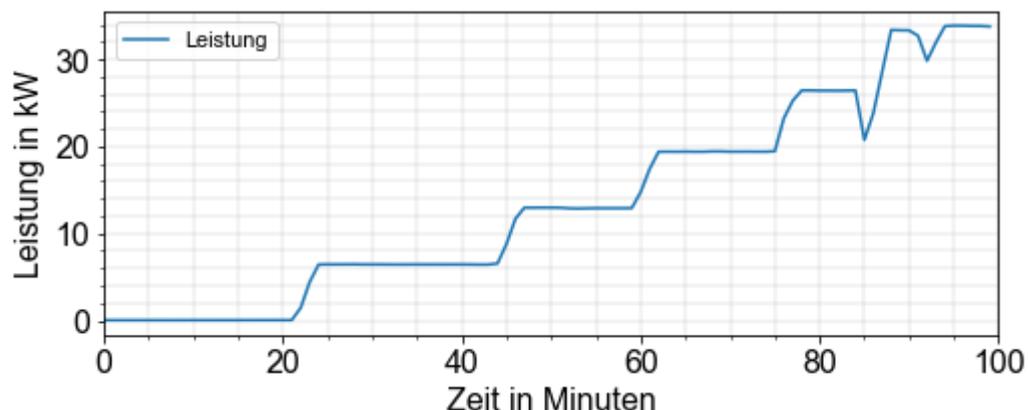


Abbildung 3-19: Verlauf der Wirkleistung während des Feldversuches.

Für die Nennspannung ist nach EN50160 eine maximale Über- bzw. Unterschreitung des normativen Wertes von $\pm 10\%$ für 95% der gemittelten 10 Minuten Messwerte erlaubt. Durch den Anschluss der Elektrofahrzeuge wird eine Reduzierung der Nennspannung erwartet. Der Verlauf der Nennspannung während des Feldversuches ist in Abbildung 3-20 dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass eine Verletzung der normativen Vorgaben durch die ladenden Fahrzeuge nicht erfolgt ist. Auch bei der Betrachtung der Nennspannung über den Verlauf des Projektes konnte eine Normverletzung nicht festgestellt werden.

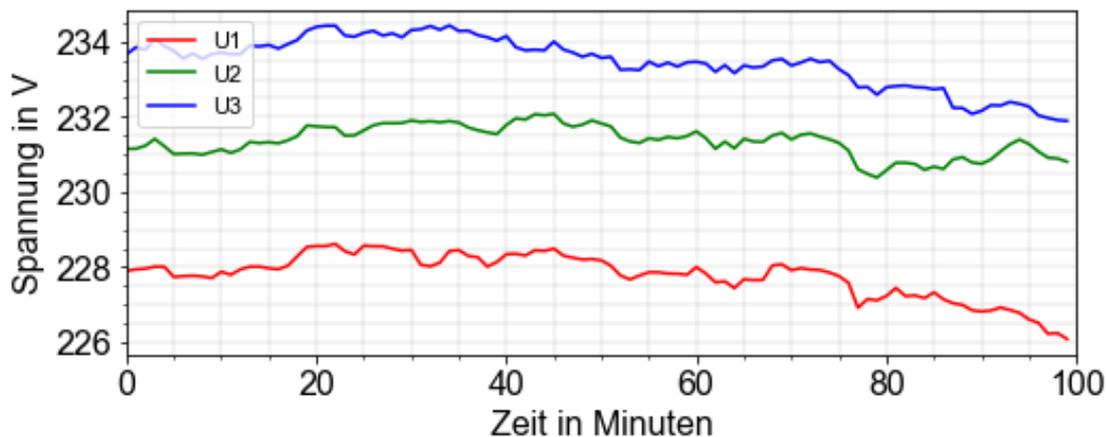


Abbildung 3-20: Verlauf der Nennspannung der jeweiligen Phasen während des Feldversuches.

Bezüglich der Höhe der Harmonischen Oberschwingungen (bis 2 kHz) wurde ein Zusammenhang zu der Anzahl der ladenden Fahrzeuge ersichtlich. Dabei wurden die Oberschwingungen für verschiedene fundamentalen Stromstärken aufgezeichnet und verglichen. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 3-21 dargestellt. Die Abbildung zeigt auf, wie mit zunehmenden Strombedarf durch die Elektrofahrzeuge ein Anstieg in den ungeraden Harmonischen Oberschwingungen entsteht. Jeder der dargestellten Balken zeigt die Harmonische Amplitude für den jeweiligen fundamentalen Strom (80A, 60A, 30A). Mit über 4 A ist die fünfte Harmonische für einen fundamentalen Strom von 80 A die maximale Amplitude. Bei einem fundamentalen Strom von 30 A wird die 13te Harmonische zur höchsten Amplitude. Der charakteristische Anstieg der ungeraden Harmonischen lässt sich durch die Überlagerung der Emission von ladenden Elektrofahrzeugen erklären.

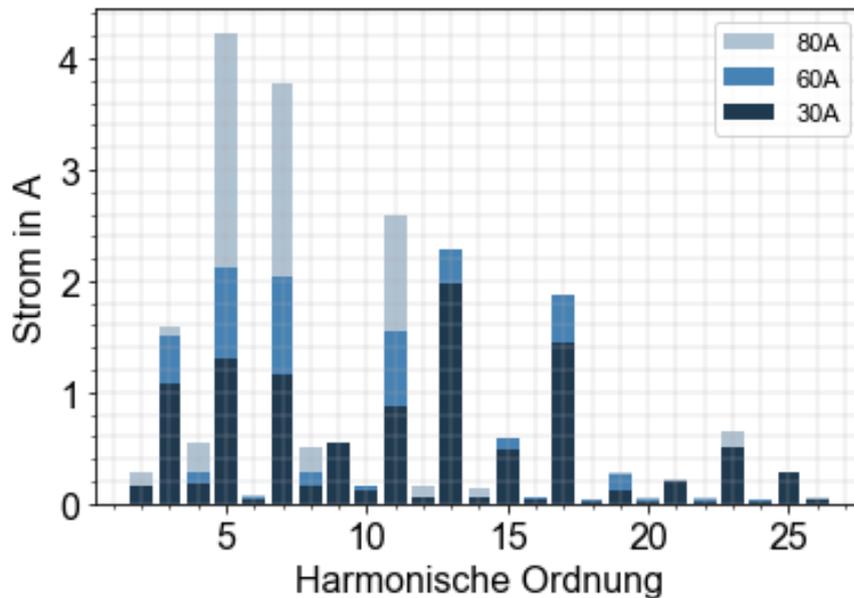


Abbildung 3-21: Höhe der Stromharmonischen für verschiedene fundamentale Ladeströme.

Eine zu hohe Verzerrung des Stromes kann zu Problemen bei den Ladevorgängen führen und die Lebensdauer angeschlossener Betriebsmittel senken. Die reduzierten Stromstärken von 60 A und 30 A wurden dabei durch die implementierte Laderegulierung erreicht. Daher könnte für nachfolgende Projekte eine Verbesserung der Spannungsqualität durch die aktive Steuerung des Ladestroms entwickelt werden.

Die Verzerrung der Spannung (THDU), des Stromes (THDD) und die Verzerrung des Stromes im Neutraleiter (THDDN), der aus der ungleichen Belastung der Phasen resultiert, in Abhängigkeit des Ladestromes der Fahrzeuge ist in Abbildung 3-22 dargestellt. Dabei beschreibt der THD (eng. Total Harmonic Distortion) die Wurzel aus der quadrierten Summe der jeweiligen Oberschwingungen. Bei der Spannung wird dabei auf die Nennspannung von 230 V normiert. Für den THDD und THDDN wurde auf einen Strom von 15 A normiert. Die Abbildung zeigt den Verlauf der jeweiligen Verzerrungsparameter in Abhängigkeit des fundamentalen Ladestromes. Hierbei wurde der gesamte Messzeitraum betrachtet. Eine deutliche Zunahme der Harmonischen Verzerrung mit ansteigendem Leistungsbedarf der Elektrofahrzeuge ist ersichtlich.

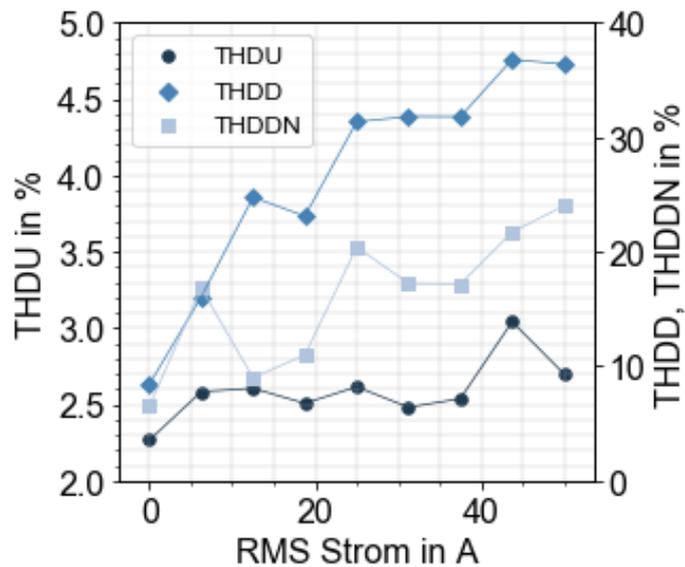


Abbildung 3-22: Zusammenhang zwischen den Verzerrungsparametern und dem fundamentalen Ladestrom.

Zusätzlich wurde ein Zusammenhang zwischen Transienten Überspannungen und dem Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge erkannt. Mit steigender Nachfrage der Ladeleistungen nahm die Anzahl der detektierten Transienten deutlich zu. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 3-23 dargestellt. Hierbei ist die gemittelte Wirkleistung und die Anzahl der detektierten Transienten über den gesamten Messzeitraum in einstündige Intervalle unterteilt. Es handelt sich bei der Wirkleistung um 10 Minuten Mittelwerte.

Die Abbildung verdeutlicht, dass durch den Anstieg der Ladeleistung in den Morgenstunden auch einen Anstieg der Transienten bewirkt. Dies lässt sich damit erklären, dass bei der Verbindung der Fahrzeuge mit der Ladesäule eine Schalttransiente verursacht wird. Außerdem treten während des Ladevorganges durch die Regelungsvorgänge ebenfalls Transienten auf. In den Mittags- und Nachmittagsstunden ist ein deutliches Maximum der Transientendichte ersichtlich. Diese Effekte an Elektrofahrzeugen sollten für zukünftige Ladeinfrastrukturprojekte näher betrachtet werden, um einen sicheren Betrieb von Ladeinfrastruktur zu gewährleisten.

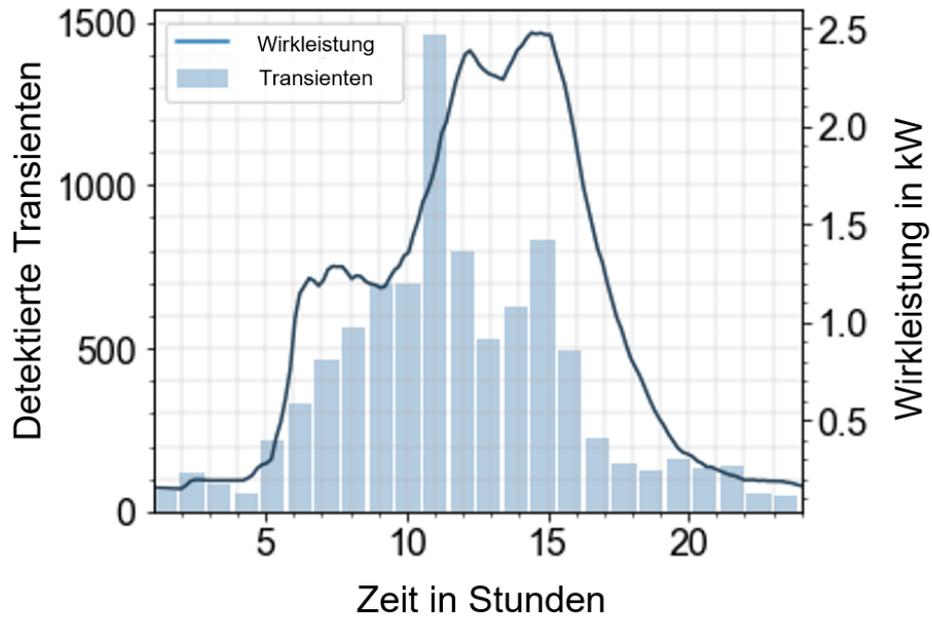


Abbildung 3-23: Anzahl detektierter Transienten und der Verlauf der mittleren Wirkleistung über einen Tag.

4 Fazit

Im Rahmen des Forschungsprojektes iLIME wurde intelligentes mehrstufiges Lademanagementsystem implementiert und im Feld praktisch erprobt. Ziel des Projektes war die Entwicklung eines intelligenten Lademanagementsystems als Alternative zu kosten – und zeitintensiven Netzverstärkungsmaßnahmen. Das System wurde in einem Parkhaus des Projektpartners PBW mit der Ladeinfrastruktur von ChargeHere umgesetzt. Dabei wurde die bestehende Ladeinfrastruktur um 10 Ladepunkte auf insgesamt 20 erweitert. Als Konsequenz wurde der bereits weitgehend ausgelastete Transformator am Netzanschluss noch stärker durch die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge belastet. Um mögliche Überlastungen des Betriebsmittels entgegenzuwirken, wurde die Last der 20 Ladepunkte aktiv geregelt. Die Regelung der Last erfolgte dabei in zwei Stufen.

Das lokale Lademanagement steuert dabei dynamisch die Ladevorgänge der einzelnen Fahrzeuge. Das übergeordnete Lademanagement überwacht den aktuellen Netzzustand und vermeidet Überlastungen durch die Ansteuerung eines Pufferspeichers und durch die Vorgabe einer Leistungsquote an das lokale Lademanagement. Die Auslastung der Ladeinfrastruktur, der Zustand des Pufferspeichers und des Netzes wurde über ein zentrales Monitoringsystem erfasst.

Im Projekt wurde demonstriert, dass intelligentes Lademanagement eine schnelle und günstige Alternative zum Netzausbau ist. Das implementierte Lademanagementsystem besitzt mehrere Möglichkeiten die Last am Transformator zu reduzieren. Zum einen können über ein lokales Lademanagementsystem Maßnahmen, wie zum Beispiel zeitversetztes oder dynamisches Laden umgesetzt werden. Ein im Rahmen des Projektes installierte Batteriespeicher wirkt als Puffer bei hoher Lastnachfrage und ermöglicht eine Lastspitzenglättung. Als letzte Instanz gibt das überlagerte Lademanagementsystem einen optimierten Verlauf des Ladestromes als Quote vor, welche vom lokalen Lademanagement umgesetzt wird. Durch die Möglichkeit verschiedene Maßnahmen zu Entlastung des Transformators durchzuführen, gewinnt das System an Flexibilität. Nach der Installation des Systems wurde ein Feldtest im Parkhaus durchgeführt. Bei dem Feldtest wurden mehrere Fahrzeuge als Stresstest angeschlossen, um eine Überlastung am Transformator zu bewirken. Diese wurde vom Messsystem erkannt und an das überlagerte Lademanagementsystem weitergeleitet. Daraufhin wurde die Last der

Ladeinfrastruktur stufenweise reduziert um eine Lastminderung zu erreichen. Dies wurde mehrfach erfolgreich getestet und zur Validierung des Systems praktisch umgesetzt.

Eine wichtige Grundvoraussetzung ist dabei eine Digitalisierung der bestehenden Netzbetriebsmittel um die Auslastungen messtechnisch zu erfassen. Über diese Messdaten können kritisch ausgelastete Netzknoten identifiziert und entsprechende Lademanagementsysteme dimensioniert werden. Bei sehr starker Auslastung in Kombination mit einer hohen Anzahl an Ladeplätzen wird ein mehrstufiges Lademanagement mit Batteriespeicher empfohlen. Bei geringeren Auslastungen reicht unter Umständen ein lokales Lademanagement.

Das installierte Messsystem diente neben der Lastmessung am Transformator und der Ladeinfrastruktur auch zur Erfassung der Spannungsqualität. Diese Messdaten wurden ausgewertet um den Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Spannungsqualität zu untersuchen. Dabei wurden mehrere Fälle von Unterbrechungen von Ladevorgängen aufgrund niedriger Spannungsqualität erkannt und analysiert. Es wird empfohlen, bei zukünftigen Projekten die Spannungsqualität weiterhin zu betrachten und gegebenenfalls entsprechende Gegenmaßnahmen bei der Planung von Elektroladeinfrastruktur einzuplanen.

5 Literaturverzeichnis

- [1] Europäische Kommission, „Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Der europäische Grüne Deal.,“ Brüssel, 2019.
- [2] BMU | Bundesministerium für Umwelt, „Klimaschutz in Zahlen - Sektorziele 2030,“ 2020. [Online]. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutz_in_zahlen_sektorenziele2030_bf.pdf. [Zugriff am 07 08 2021].
- [3] BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Energieeffizienz in Zahlen; Entwicklung und Trends in Deutschland 2020,“ Druck- und Verlagshaus Zarbock GmbH & Co. KG, Frankfurt, 2020.
- [4] KBA | Kraftfahrt-Bundesamt, „Bestand an PKW in den Jahren 2010 bis 2019 nach ausgewählten Kraftstoffarten,“ 01 2020. [Online]. https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/fz_b_umwelt_archiv/2019/2019_b_umwelt_z.html?nn=2873818. [Zugriff am 08 08 2021].
- [5] KFB | Kraftfahrt-Bundesamt, „Kraftfahrt-Bundesamt,“ Kraftfahrt-Bundesamt, 03 12 2020. [Online]. <https://www.kba.de>. [Zugriff am 02 08 2021].
- [6] Alexander Windt, Oliver Arnhold (RLI), „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf,“ Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, Berlin, 2020.
- [7] Europäisches Parlament und Europäischer Rat, „Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe,“ Europäischen Union, 2014.
- [8] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Nukleare Sicherheit, „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050,“ BMU, Berlin, 2019.
- [9] VDA, „Elektromobilität,“ 2020. [Online]. <https://www.vda.de/de/themen/innovation-und-technik/elektromobilitaet>. [Zugriff am 08 08 2021].
- [10] SCHULZ-ELEKTRO, „Sichere Stromversorgung für Elektrofahrzeuge,“ 06 2019.[Online]. <https://schulz-elektro.info/wp-content/uploads/2019/06/Ladestation.pdf>. [Zugriff am 22 02 2021].