

**U N I K A S S E L  
V E R S I T Ä T**



**Masterarbeit**  
zur Erlangung des akademischen Grades Master of Science

**Entwicklung und Optimierung geeigneter Geschäftsmodelle zur  
Ladung von Elektroautos mittels eigenerzeugtem Photovoltaikstrom**

Verfasser:	Jan Paul Meurer
Matrikelnummer:	XXXXXXXXXX
Studiengang:	Umweltingenieurwesen
Fachbereich:	Bau- und Umweltingenieurwesen (FB 14)
Angestrebter Abschluss:	Master of Science
Erstprüfer:	Prof. Dr.-Ing. Martin Braun
Zweitprüfer:	Prof. Dr. David Laner
Betreuer des Fraunhofer IEE:	Dr. Martin Wiemer
Eingereicht am:	24. Oktober 2023

## **Ehrenwörtliche Erklärung**

Hiermit bestätige ich, dass ich die vorliegende Arbeit mit dem Titel „Entwicklung und Optimierung geeigneter Geschäftsmodelle zur Ladung von Elektroautos mittels eigenerzeugtem Photovoltaikstrom“ eigenständig angefertigt und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Des Weiteren erkläre ich, dass ich alle wörtlichen und indirekten Zitate sowie Grafiken, Tabellen und Abbildungen aus den angegebenen Quellen und Hilfsmitteln korrekt gekennzeichnet habe.

Mir ist bekannt, dass ein Verstoß gegen diese Regelung als Plagiat betrachtet wird. In diesem Fall wird die Arbeit mit „nicht ausreichend“ bewertet. Im Wiederholungsfall hat dies den Ausschluss von weiteren Prüfungen – und damit vom Studium – zur Folge.



Kassel, 23. Oktober 2023

Jan Paul Meurer

# Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die mich bei meiner Masterarbeit unterstützt und motiviert haben.

Besonders bedanke ich mich bei meinem Betreuer Martin Wiemer für die vielen ausgiebigen Besprechungen, die Verfügbarkeit bei Fragen, die wertvollen Hinweise und das Korrekturlesen meiner Arbeit. Gleichmaßen gebührt mein Dank Elias Dörre, der mir ebenfalls jederzeit für Fragen zur Verfügung stand und mit vielen hilfreichen Anregungen zur Erstellung dieser Arbeit beigetragen hat. Danke auch an alle weiteren Mitglieder des Fraunhofer IEE, die mich beim Verfassen meiner Arbeit unterstützt haben, insbesondere an Sarah Becker, Patrick Selzam und Pedro Girón.

Vielen Dank an Elias Lange für das Korrekturlesen meiner Arbeit und die konstruktive Kritik.

Zu guter Letzt möchte ich mich bei meiner Familie für die Unterstützung meines viel zu langen Studiums und die Möglichkeit zu studieren bedanken und bei meinen Freunden und insbesondere Nathalie für die mentale Unterstützung während dieser stressigen Zeit.



Kassel, 23. Oktober 2023

Jan Paul Meurer

# Inhalt

Abbildungsverzeichnis .....	IV
Tabellenverzeichnis.....	VI
Abkürzungsverzeichnis .....	VII
Symbolverzeichnis .....	IX
1 Einleitung und Motivation .....	1
2 Theoretischer Hintergrund .....	3
2.1 Elektromobilität und Ladeinfrastruktur.....	3
2.1.1 Elektromobilität.....	3
2.1.2 Ladeinfrastruktur .....	4
2.1.3 Anwendungsfälle der Ladeinfrastruktur.....	6
2.1.4 Status Quo und Ausblick.....	8
2.2 Herausforderungen und Chancen der Elektromobilität.....	9
2.2.1 Elektromobilität in der Phase des Markthochlaufs.....	9
2.2.2 Elektromobilität im Energiesystem .....	10
2.3 Elektromobilität und Photovoltaik .....	14
2.3.1 Potenzielle Synergieeffekte.....	14
2.3.2 Grundlagen der Photovoltaik.....	15
2.4 Lade- und Stromtarife .....	18
2.4.1 Ladetarifgestaltung.....	18
2.4.2 Bestandteile des Strompreises .....	19
2.5 Rechtliche Vorgaben und Anreize .....	21
2.5.1 Einordnung öffentlicher und nicht öffentlicher Ladepunkte .....	21
2.5.2 Pflicht zum Bau von Ladepunkten und zur PV-Parkplatzüberdachung .....	22
2.5.3 Förderungen .....	22
2.5.4 Handel mit THG-Quoten.....	24
2.5.5 Netzdienliche Steuerung nach § 14 a EnWG .....	25
3 Zielstellung.....	27

4	Methodisches Vorgehen.....	28
4.1	Optimierungsmodell.....	29
4.1.1	Einsatzoptimierung.....	30
4.1.2	Investitionsoptimierung.....	31
4.2	Abbildung der Anlagenbestandteile .....	33
4.2.1	Elektromobilität.....	33
4.2.2	Ladepunkte .....	38
4.2.3	Gebäudelast .....	39
4.2.4	Netzanschluss und Stromversorgung .....	40
4.2.5	Photovoltaik .....	42
4.2.6	Batteriespeicher .....	44
4.3	Betrachtung verschiedener Szenarien .....	44
4.4	Berechnung der Gestehungskosten .....	45
4.5	Abbildung der Netzdienlichkeit .....	46
4.6	Berechnung der THG-Emissionen und -Quote .....	47
4.7	Parametervariation .....	47
4.8	Gestehungskosten in der Markthochlaufphase.....	48
5	Ergebnisse .....	49
5.1	Anzahl der Ladepunkte .....	49
5.2	Arbeitgeberladen (AGL) .....	50
5.2.1	AGL1: Anschluss an Gebäudenetz mit PV-Aufdachanlage.....	50
5.2.2	AGL2: Anschluss an eigenen NAP mit PV-Aufdachanlage .....	54
5.2.3	AGL3: Anschluss an eigenen NAP mit PPV-Anlage.....	57
5.3	Kundenparkplatzladen (KPL) .....	59
5.3.1	KPL1: Anschluss an Gebäudenetz mit PV-Aufdachanlage .....	59
5.3.2	KPL2: Anschluss an eigenen NAP mit PV-Aufdachanlage.....	63
5.3.3	KPL3: Anschluss an eigenen NAP mit PPV-Anlage .....	66
5.4	Gestehungskostenverlauf in der Markthochlaufphase.....	67
6	Diskussion .....	69

6.1	Arbeitgeberladen (AGL) .....	69
6.2	Kundenparkplatzladen (KPL) .....	73
6.3	Auswirkungen von PPV-Anlagen .....	76
6.4	Allgemeine Erkenntnisse.....	77
6.5	Grenzen der Arbeit .....	81
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	83
7.1	Ausblick .....	85
	Literaturangaben .....	86
	Anhang .....	a
A1	Herleitung zeitunabhängiger Gestehungskosten .....	a
A2	Häufigkeitsverteilung der Kundenparkplatzdaten.....	d
A3	Einstellungen für Gebäudelastprofile.....	e
A4	Auswertung und Trends für Netzentgeltannahmen.....	g
A5	Betrachtung wirtschaftlich unrentabler PV-Anlagen .....	h
A6	Annahmen für den Markthochlauf .....	i
A7	Berechnungsgrundlage Emissionsfaktoren .....	j
A8	Gestehungskosten in der Markthochlaufphase.....	k

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prognose zukünftiger Entwicklungen der Elektromobilität in Deutschland. Datengrundlage [30, 32].	8
Abbildung 2: Auslastung der Netze auf Nieder- und Mittelspannungsebene des Deutschen Verteilnetzbetreibers Westnetz im Jahr 2022. Dargestellt wird die mittlere Netzauslastung im Verhältnis zur Jahreshöchstlast. Quelle: [48].	12
Abbildung 3: Winkelkonventionen für die Berechnung der Strahlungsstärke auf eine geneigte Ebene. Quelle: [66].	16
Abbildung 4: Schematische Abbildung des verwendeten Anlagensystems. Blaue Pfeile kennzeichnen Stromflüsse, und gelbe Pfeile Strahlung. Gestrichelte Pfeile stellen optionale Bestandteile dar.	29
Abbildung 5: Inputs und Ergebnisse der Optimierungstools microSCOPE und investSCOPE des Fraunhofer IEE. Hellgrüne Felder kennzeichnen die Investitionsoptimierung und blaue die Einsatzoptimierung. Quelle: [101]	30
Abbildung 6: Wahrscheinlichkeitsverteilung eines Ladebeginns. Datengrundlage: Kundenparkplatzdaten.	37
Abbildung 7: Häufigkeitsverteilungen der Energiebedarfsklassen (links) und Ladeleitungs-klassen (rechts). Für jede Energiebedarfsklasse gilt für die Ladeleistung eine eigene Häufigkeitsverteilung. Datenbasis: Kundenparkplatzdaten.	37
Abbildung 8: Mittlerer täglicher Leistungsbedarf der verwendeten Gebäudeprofile.	40
Abbildung 9: Aufbau des Zeitreihenmodells aus dem Projekt SystemKontext des Fraunhofer IEE. Quelle: [116].	42
Abbildung 10: Mittlere, auf 1 kWp normierte, Erzeugung der verwendeten PV-Zeitreihen. Datenbasis: [116].	43
Abbildung 11: Verhältnis benötigter Ladepunkte pro EV bzw. täglicher Ladung in Abhängigkeit der EV- bzw. Ladungs-Anzahl. Die jeweiligen Kurven gelten unter Voraussetzung einer maximalen Beschränkung der verladenen Energiemenge.	49
Abbildung 12: LCOE verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios AGL1 in den Jahren 2025 und 2030. Die Bakendia-gramme geben Aufschluss über die mittlere Zusammensetzung der LCOE und die Box-Plots über deren statistische Verteilung.	51
Abbildung 13: Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios AGL1 im Jahr 2030. (Links): Verteilung der Spitzenlasten (Erklärung der Box-Plots siehe Fußnote 9 auf S.51). (Rechts): Mittlere Dauer des Netzbezugs nach Leistung.	52
Abbildung 14: Mittlerer Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios AGL1 nach Jahres- und Uhrzeit.	53
Abbildung 15: LCOE verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios AGL2 in den Jahren 2025 und 2030. Die Balken-diagramme geben die mittlere Höhe der Kostenbestandteile an. Zur Erläuterung der Boxplots siehe Fußnote 9 auf S.51.	55

Abbildung 16: : Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios AGL2 im Jahr 2030. (Links): Verteilung der Spitzenlasten (Erklärung der Box-Plots siehe Fußnote 9 auf S.51). (Rechts): Mittlere Dauer des Netzbezugs nach Leistung.....	56
Abbildung 17: Mittlerer Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios AGL2 nach Jahres- und Uhrzeit. ....	56
Abbildung 18: LCOE verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios KPL1 in den Jahren 2025 und 2030. Die Balken-diagramme geben die mittlere Höhe der Kostenbestandteile an. Zur Erläuterung der Boxplots siehe Fußnote 9 auf S.51.....	60
Abbildung 19: Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios KPL1 im Jahr 2030. (Links): Verteilung der Spitzenlasten (Erklärung der Box-Plots siehe Fußnote 9 auf S.51). (Rechts): Mittlere Dauer des Netzbezugs nach Leistung. ....	61
Abbildung 20: Mittlerer Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios KPL1 nach Jahres- und Uhrzeit. ....	62
Abbildung 21: LCOE verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios KPL2 in den Jahren 2025 und 2030. Die Balken-diagramme geben die mittlere Höhe der Kostenbestandteile an. Zur Erläuterung der Boxplots siehe Fußnote 9 auf S.51.....	64
Abbildung 22: Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios KPL2 im Jahr 2030. (Links): Verteilung der Spitzenlasten (Erklärung der Box-Plots siehe Fußnote 9 auf S.51). (Rechts): Mittlere Dauer des Netzbezugs nach Leistung.....	65
Abbildung 23: Mittlerer Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios KPL2 nach Jahres- und Uhrzeit. ....	65
Abbildung 24: Gestehungskostenverlauf der Geschäftsmodelle AGL1, AGL2, KPL1 und KPL2 in den jeweiligen Jahren von 2023 bis 2032. Die Balkendiagramme geben Aufschluss über die mittlere Höhe der Kostenbestandteile und die Box-Plots über deren Verteilung (Zur Erläuterung siehe Fußnote 9 auf S.51). ....	68
Abbildung 25: Höhe der spezifischen Netzentgeltkosten in Abhängigkeit der Benutzungsdauer. (Oben) sind die Netzkosten auf Niederspannungsebene und (unten) auf Mittelspannungsebene aufgeführt, (links) die Kosten für 2025 und (rechts) für 2030). ....	79
Abbildung 26: Erzielbare THG-Quotenerlöse bei Deckung des Ladebedarfs mit Netz- oder PV-Strom in den Jahren von 2023 bis 2030. Als Quotenpreises wurden konstant 250 € pro t-CO <sub>2</sub> -Äquivalent angenommen.....	80

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenfassung der in der Literatur [15, 19, 24 bis 28] zu findenden Spannbreite von Ladeinfrastrukturkosten.....	7
Tabelle 2: Förderbeträge der Förderrichtlinie öffentliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland. Quelle: [92].....	23
Tabelle 3: Minderungen des Treibhausgasgrenzwertes pro Kalenderjahr. Quelle: [94].....	24
Tabelle 4: Fahrzeugtypen, Batteriekapazität, Verbrauch und Häufigkeit der verwendeten Fahrzeugprofile. Darstellung nach Referenz [17] auf Datenbasis [103]. ....	34
Tabelle 5: Häufigkeitsverteilung der Pendeldistanzen zum Arbeitsplatz. Datengrundlage [103]. ....	34
Tabelle 6: Häufigkeitsverteilung der maximalen AC-Ladeleistungen nach Fahrzeugklassen. Datengrundlage [20].....	35
Tabelle 7: Annahmen zu Kosten und Lebensdauern von Ladeeinrichtungen. Annahmen auf Datenbasis: [15, 19, 24 bis 28].....	38
Tabelle 8: Annahmen zu Strompreisen, staatlichen Abgaben und Netzentgelten. Datengrundlage: [78, 112 bis 115].....	41
Tabelle 9: Annahmen für die maximale Dimensionierung von Photovoltaikanlagen.....	43
Tabelle 10: Kosten- und Lebensdauerannahmen von Photovoltaikanlagen. Datenbasis: [63, 64, 118].....	43
Tabelle 11: Übersicht der untersuchten Szenarien beider Anwendungsfälle.....	45
Tabelle 12: Ergebnisübersicht des Geschäftsmodells AGL1. Zur Erläuterung der Darstellungsweise siehe . ....	50
Tabelle 13: LCOE des Geschäftsmodells AGL1 bei Variation verschiedener Kostenfaktoren.....	53
Tabelle 14: Ergebnisübersicht des Geschäftsmodells AGL2. ....	54
Tabelle 15: LCOE des Geschäftsmodells AGL2 bei Variation verschiedener Kostenfaktoren.....	57
Tabelle 16: Übersicht der wichtigsten Ergebnisse des Szenarios AGL3 bei verschiedenen Dimensionierungen der PPV-Anlage. ....	57
Tabelle 17: Maximale CAPEX einer PPV-Anlage für ein gerade noch wirtschaftlichen Betrieb im Szenario AGL3.....	58
Tabelle 18: Ergebnisübersicht des Geschäftsmodells KPL1.....	59
Tabelle 19: LCOE des Geschäftsmodells KPL1 bei Variation verschiedener Kostenfaktoren um 25 %.....	62
Tabelle 20: Ergebnisübersicht des Geschäftsmodells KPL2.....	63
Tabelle 21: LCOE des Geschäftsmodells KPL2 bei Variation verschiedener Kostenfaktoren um 25 %.....	66
Tabelle 22: Übersicht der wichtigsten Ergebnisse des Szenarios KPL3 bei verschiedenen Dimensionierungen der PPV-Anlage. ....	66

Tabelle 23: Maximale CAPEX einer PPV-Anlage für ein gerade noch wirtschaftlichen Betrieb im Szenario KPL3. ....	67
Tabelle 24: Wichtigste Ergebnisse der Geschäftsmodelle bei Betrachtung eines Gesamtzeitraums von 2023 bis 2030. ....	67

## Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom, Engl.: <i>Alternating Current</i>
AGL	Arbeitgeberladen
AP	Arbeitspreis
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug, Engl.: <i>Battery Electric Vehicle</i>
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAM	Center of Automotive Management
CAPEX	Investitionskosten, Engl.: <i>Capital Expenditure</i>
CO <sub>2</sub> -Äq.	Kohlendioxid-Äquivalent
CPO	Ladepunktbetreiber, Engl.: <i>Charging Point Operator</i>
DC	Gleichstrom, Engl.: <i>Direct Current</i>
DLM	Dynamisches Lastmanagement
DSM	<i>Demand Side Management</i>
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMP	<i>Electro Mobility Provider</i>
EMS	Energiemanagementsystem
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EV	Elektrofahrzeug, Engl.: <i>Electric Vehicle</i>
FCEV	Brennstoffzellenfahrzeug, Engl.: <i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GP	Grundpreis
HEV	Hybridfahrzeug, Engl.: <i>Hybrid Electric Vehicle</i>
HPC	<i>High Power Charger</i>
ICEV	Verbrennungsmotorfahrzeug, Engl.: <i>Internal Combustion Engine Vehicle</i>
iMS	Intelligentes Messsystem
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KPL	Kundenparkplatzladen
LP	Leistungspreis
LSV	Ladesäulenverordnung
MILP	Gemischt ganzzahlige Optimierung, Engl.: <i>Mixed integer linear Programming</i>
NAP	Netzanschlusspunkt

NAPmax	Netzanschlussbegrenzung
NLL	Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur
OPEX	Betriebskosten, Engl.: <i>Operational Expenditure</i>
PAnGV	Preisangabenverordnung
PHEV	Plug-In Hybrid, Engl.: <i>Plug-In Hybrid Electric Vehicle</i>
Pkw	Personenkraftwagen
PPV	Parkplatz-Photovoltaik
PV	Photovoltaik
rLM	Registrierende Lastgangmessung
SLM	Statisches Lastmanagement
SLP	Standardlastprofil
SOC	Ladezustand, Engl.: <i>State of Charge</i>
STC	Standard-Testbedingungen, Engl.: <i>Standard Testing Conditions</i>
SteuVE	Steuerbare Verbrauchseinrichtung
THG	Treibhausgas
UBA	Umweltbundesamt
UFC	<i>Ultra Fast Charger</i>
V2G	Bidirektionales Laden, Engl.: <i>Vehicle-to-Grid</i>
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPP	Virtuelles Kraftwerk, Engl.: <i>Virtual Power Plant</i>

# Symbolverzeichnis

## Formelzeichen

<i>A</i>	Fläche	<i>OPEX</i>	Betriebskosten
<i>AP</i>	Arbeitspreis	<i>p &amp; P</i>	Leistung
<i>ALB</i>	Albedowert	<i>Q</i>	Quote
<i>c</i>	Konstante	<i>R</i>	Restwert
<i>C</i>	Kapazität	<i>s &amp; S</i>	Dimensionierung
<i>CAPEX</i>	Investitionskosten	<i>SOC</i>	Ladezustand
<i>d</i>	Distanz	<i>t</i>	Zeit
<i>DEC</i>	Dekommissionierungswert	<i>U</i>	Spannung
<i>E</i>	Energie	<i>VNB</i>	Vollbenutzungsstunden
<i>EF</i>	Emissionsfaktor	<i>x</i>	Anteil
<i>f</i>	Faktor	<i>z</i>	Diskontzinssatz
<i>g &amp; G</i>	Einnahmen	$\gamma$	Winkel
<i>I</i>	Stromstärke	$\eta$	Wirkungsgrad
<i>k &amp; K</i>	Kosten	$\theta$	Winkel
<i>l</i>	Länge	$\mu$	Verluste
<i>L</i>	Lebensdauer	$\rho$	Preis
<i>LCOE</i>	Gestehungskosten	$\Delta$	Differenz

## Indizes

<i>Bat</i>	Batterie	<i>m</i>	Zeitschritt
<i>dif</i>	diffus	<i>M</i>	Betrachtungszeitraum
<i>dir</i>	direkt		Zeitschritte
<i>E</i>	Ebene	<i>max</i>	Maximal
<i>Eff</i>	Effizienz	<i>Modul</i>	Modul
<i>Eigen</i>	Eigen	<i>NAP</i>	Netzanschlusspunkt
<i>Einsp</i>	Einspeisung	<i>NE</i>	Netzentgelt
<i>Ent</i>	Entladung	<i>Netz</i>	Netzbezug
<i>Erz</i>	Erzeugung	<i>Nutz</i>	Nutzung
<i>EV</i>	Elektrofahrzeug	<i>opt</i>	optimiert
<i>fix</i>	fix	<i>PV</i>	Photovoltaik
<i>Geb</i>	Gebäude	<i>ref</i>	reflektiert
<i>glo</i>	global	<i>S</i>	Sonne
<i>gen</i>	geneigt	<i>spez</i>	spezifisch
<i>hor</i>	horizontal	<i>STC</i>	Standard Test Bedingungen
<i>i</i>	Anlagenbestandteil	<i>subst</i>	substituiert
<i>Invest</i>	Investition	<i>t</i>	Betrachtungsjahr
<i>j</i>	Kostenbestandteil	<i>T</i>	Betrachtungszeitraum Jahre
<i>Lad</i>	Ladung	<i>THG</i>	Treibhausgas
<i>LI</i>	Ladeinfrastruktur	<i>Ver</i>	Verlust
<i>LP</i>	Leistungspreis		

# 1 Einleitung und Motivation

Der Klimawandel ist eine der größten Herausforderungen unserer Zeit. Durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern beispielsweise im Energie- oder Verkehrssektor werden große Mengen des klimaaktiven Gases Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) emittiert. Die Ansammlung dieses und anderer klimaaktiver Treibhausgase (THG) in der Atmosphäre führt zu einer erhöhten Absorption der Sonneneinstrahlung auf der Erde und somit zur Erwärmung der unteren Luftschichten der Atmosphäre [1]. Die CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Atmosphäre hat sich seit Beginn des industriellen Zeitalters bereits um rund ein Drittel erhöht und liegt mittlerweile bei rund 410 ppm. Dadurch und durch den Konzentrationsanstieg anderer Treibhausgase in der Atmosphäre hat sich die globale Temperatur bereits um ca. 1 °C erwärmt (Bandbreite 0,8 °C bis 1,2 °C) [2]. Bei dem Pariser Klimaabkommen von 2014 wurden die Ziele definiert, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C und möglichst 1,5 °C zu begrenzen [3]. Sollten die Treibhausgasemissionen in den kommenden Jahrzehnten nicht signifikant verringert werden, wird die Erderwärmung diese Zielwerte jedoch deutlich übersteigen [4]. Das kann verheerende Folgen für Menschen und Ökosysteme haben, wobei diese von Geschwindigkeit, Höchstwert und Dauer der Erwärmung abhängen. So führt eine höhere globale Durchschnittstemperatur zu einer Häufung von Extremwetterereignissen wie Stürmen, Starkregen oder Dürren, sowie einem Anstieg des Meeresspiegels und weiteren Risiken für Menschen und Ökosysteme [4, 5]. Aus diesen Gründen ist es dringend notwendig die Treibhausgasemissionen innerhalb der nächsten Jahrzehnte so stark wie möglich zu senken.

Ein erheblicher Anteil der deutschen Treibhausgasemissionen entfällt dabei auf den Verkehrssektor, was daran liegt, dass fast 30 % des Endenergieverbrauchs hier stattfinden und die eingesetzten Kraftstoffe zu über 90 % aus Mineralöl hergestellt werden [6]. Im Jahr 2019 war der Verkehrssektor für 20 % der deutschen Treibhausgasemissionen verantwortlich und verzeichnete mit 164 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (CO<sub>2</sub>-Äq.) einen Anstieg von 7 % im Vergleich zum Jahr 1990. Damit ist er der einzige Sektor, dem es nicht gelungen ist seine Emissionen zu senken [7]. Im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) ist jedoch das Ziel verankert, die THG-Emissionen des Verkehrs bis 2030 auf 85 Mio. t<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub> zu reduzieren und bis 2045 Netto-Treibhausgasneutralität zu erreichen [8]. Um diese Ziele und einen langfristig klimaneutralen Verkehrssektor zu erreichen, ist eine Verkehrswende nötig, welche mehr als nur einer Antriebswende entspricht. Laut Agora [9] beruht eine erfolgreiche Verkehrswende auf den beiden Säulen der Mobilitätswende und der Energiewende im Verkehr. Die Mobilitätswende wird dabei vor allem durch veränderte Verhaltensweisen erreicht, durch die sich Verkehr, und dadurch der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor verringern lassen, ohne die Mobilität einzuschränken. Dies kann beispielsweise durch veränderte Siedlungsstrukturen, digitalisierte Kommunikation, den Umstieg vom individuellen Personenkraftwagen (Pkw) auf klimaverträgliche Verkehrsmittel und allgemein einem multimodal ausgerichteten Verkehr erfolgen. Die Energiewende im Verkehr stellt eine eher technische Herausforderung dar. Dabei wird die verbleibende Endenergie durch klimaneutrale Antriebsstrategien gedeckt

und in motorisierten Fahrzeugen sparsam eingesetzt. Für einen strombasierten Antrieb zukünftiger Fahrzeuge spricht, dass sich große Mengen klimaneutraler Energie in Form von Strom aus Wind und Sonne erzeugen lassen. Dieser sollte dabei direkt in elektrischen Antrieben genutzt werden, da die Verwendung strombasierter Kraftstoffe aufgrund von Umwandlungsverlusten und der geringeren Effizienz von Verbrennungsmotoren zu einem deutlich erhöhten Primärenergiebedarf im Verkehrssektor führen würde. Das würde nicht nur mit der Notwendigkeit eines höheren Ausbaus erneuerbarer Energien, sondern auch steigenden Kosten der Antriebsenergie einhergehen. Aus diesen Gründen wird die direkte Stromnutzung im Verkehr in Zukunft eine Kernoption zu dessen klimafreundlicher Ausgestaltung bieten [9].

Die aktuellen politischen Maßnahmen zur Umsetzung dieser Ziele sind vielfältig. Um die Mobilitätswende voranzubringen wird z.B. in den Ausbau des Rad- und Schienenverkehrs investiert, die Luftverkehrsteuer erhöht, die Mehrwertsteuer für den Bahnverkehr gesenkt und vieles mehr [10]. Viele Maßnahmen zielen dabei speziell auf die Reduzierung der Emissionen im Individual- und Lastverkehr-Sektor ab. Als wirtschaftlicher Anreiz wurde 2016 der sogenannte Umweltbonus, eine Kaufprämie für Elektroautos, eingeführt, welcher 2020 erhöht und bis 2025 verlängert wurde. Für den Ausbau der dazugehörigen Ladeinfrastruktur wurde der sogenannte Masterplan Ladeinfrastruktur ins Leben gerufen, welcher eine Reihe von Maßnahmen enthält und den Zubau mit insgesamt 5,6 Mrd. € fördert. Auch wird sich die Kfz-Steuer in Zukunft stärker am CO<sub>2</sub>-Ausstoß von Pkws orientieren, wobei vollelektrische Fahrzeuge bei der Zulassung bis 2025 für 10 Jahre von dieser befreit sind. Dazu kommt eine ab 2021 gültige CO<sub>2</sub>-Bepreisung, welche sich auf die Kraftstoffpreise auswirkt. Darüber hinaus existieren ordnungsrechtliche Maßnahmen wie die Senkung der CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für Pkw- und Lkw-Flotten und eine Quote zur Treibhausgasminderung in Verkehr gebrachter Kraftstoffe, welche beide im Europarecht verankert sind. Laut einer Projektion der Bundesregierung reichen diese Maßnahmen jedoch nicht aus um die gesetzten Ziele zu erreichen, wobei der Zielwert im Jahr 2030 voraussichtlich um 50 % überschritten wird [10]. Um die Ziele dennoch zu erreichen und den Verkehr in Deutschland klimaneutral zu gestalten, schlägt das Umweltbundesamt (UBA) neben der Verschärfung bestehender Maßnahmen auch weitere, wie den Abbau klimaschädlicher Subventionen, Tempo-Limits und eine nationale E-Quote vor [7].

Diese Arbeit befasst sich mit einem Kernthema der Energiewende im Mobilitätssektor – der Ladeinfrastruktur. Dabei wird untersucht, welchen Mehrwert die Ladung von Elektrofahrzeugen mittels eigenerzeugtem Photovoltaikstrom bieten kann und wie diese sich so wirtschaftlich, netzdienlich und emissionsarm wie möglich ausgestalten lässt. Dazu werden verschiedene Szenarien untersucht und Geschäftsmodelle ausgearbeitet, welche den genannten Anforderungen entsprechen. Die Forschung erfolgt im Rahmen des Projekts „OwnPV-Outlook“, welches Teil des Energieforschungsprogramms „Innovationen für die Energiewende“ der Bundesregierung ist, und dient der Bearbeitung des AP 1.6. Die Zielstellung, gewählten Anwendungsfälle und formulierten Forschungsfragen werden dabei aus dem Teilvorhaben abgeleitet und durch eigene Überlegungen konkretisiert.

## 2 Theoretischer Hintergrund

### 2.1 Elektromobilität und Ladeinfrastruktur

#### 2.1.1 Elektromobilität

Unter die Bezeichnung Elektrofahrzeug (EV) fallen sowohl voll-, bzw. batterieelektrische Fahrzeuge (BEV), Hybridfahrzeuge (HEV) als auch Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) [11]. BEV werden ausschließlich von einem Elektromotor angetrieben, dessen benötigte Energie in einer Batterie gespeichert wird. Der Antrieb von HEV wird, je nach Modus, von einem Verbrennungs- oder Elektromotor, oder beiden gleichzeitig übernommen. Neben elektrischer Energie ist hier zusätzlicher Treibstoff, wie Diesel oder Benzin, für den Verbrennungsmotor notwendig. Bei FCEV wird die Energie in Form von Wasser- und Sauerstoff gespeichert und von einer Brennstoffzelle in elektrische Energie umgewandelt, welche ebenfalls einen Elektromotor antreibt [11, 12]. Die Betrachtung in dieser Arbeit beschränkt sich auf extern, mit elektrischem Strom ladbare Fahrzeuge, zu denen BEV und Plug-In-Hybride (PHEV) zählen.

All diese Fahrzeugtypen haben gemeinsam, dass sie, zumindest zu einem gewissen Anteil, von einem Elektromotor angetrieben werden. Dieser bezeichnet eine Maschine, welche elektrische in mechanische Energie umwandelt, wobei die Kraftübertragung über Magnetfelder und dem daraus resultierenden Drehmoment geschieht [13]. Grundsätzlich bestehen Elektromotoren aus einem feststehenden Teil, dem Stator, und einem beweglichen Teil, dem Rotor. Je nach Art des Motors wird durch Permanent- oder Elektromagnete im Stator sowie im Rotor ein Magnetfeld erzeugt. Um den Rotor in Bewegung zu setzen, muss eines der beiden, oder beide, Magnetfelder gedreht werden, was durch deren Umkehrung geschieht. EVs verwenden fast ausschließlich Drehstrommotoren, bei denen im Stator verbaute, um  $120^\circ$  versetzte, Spulen mit sinusförmigen Strömen versorgt werden, deren Phasen ebenfalls um  $120^\circ$  zueinander verschoben sind. Dadurch entsteht ein umlaufendes Magnetfeld, welches den Rotor in Bewegung setzt. Um Antriebskraft und Geschwindigkeit des Motors je nach Anforderung der Fahrsituation anzupassen, werden zugeführte Leistung und Frequenz mittels Leistungselektronik gesteuert [13].

Elektromotoren bieten gegenüber Verbrennungsmotoren eine Reihe wichtiger Vorteile [13]. Allem voran liegt der Wirkungsgrad mit ca. 90 % deutlich höher als bei Verbrennern, welche lediglich bis zu 40 % erreichen. Zusätzlich können Elektromotoren bei Bremsvorgängen als Generator betrieben werden, wodurch Energie zurückgewonnen, und die Batterie geladen werden kann. Durch einen simpleren mechanischen Aufbau können zusätzliche Teile, wie beispielsweise eine Kupplung, gespart werden. Das kann, in Kombination mit einem hohen, direkt abrufbaren Drehmoment zu einer dynamischeren Fahrweise führen. Darüber hinaus fallen vor Ort beim Fahren eines Elektroautos (fast) keine Emissionen an und Elektromotoren sind deutlich geräuschärmer.

Abgesehen von FCEVs wird die Antriebsenergie von EVs in einer Batterie gespeichert. In der Elektromobilität haben sich Lithium-(Li)-Ionen-Batterien durchgesetzt und in allen aktuell im Straßenverkehr

zugelassenen EVs sind Varianten dieser Batterien verbaut [12]. Li-Ionen-Batterien bieten einen sehr hohen Coulombschen Wirkungsgrad von über 95 % bis nahezu 100 %. Dieser beschreibt das Verhältnis der der Batterie entnehmbaren, zur verladenen Energie. Insgesamt liegen die Wirkungsgrade von EVs inklusive Lade-, Entlade-, Batterieumrichter- und Motorwirkungsgrad bei etwa 72 % bis 76 %. Dazu weisen Li-Ionen-Batterien sehr geringe Selbstentladeraten von maximal 5 % auf [14], haben eine hohe Lebensdauer und im Vergleich zu anderen Batterietypen eine hohe Energiedichte [12]. Diese mag zwar für eine Batterie hoch sein, jedoch liegen die Energiedichten konventioneller, fossiler Kraftstoffe, wie Diesel oder Benzin, um ein ca. 70-faches höher [15], worin einer der Hauptnachteile der Elektromobilität begründet liegt – deren Reichweite.

Für die Betrachtung in dieser Arbeit wichtige Kennzahlen von EVs stellen deren Verbrauch und Batteriekapazität dar. Der Verbrauch eines Fahrzeugs ist dabei nicht konstant, sondern hängt von verschiedenen Parametern, und daraus resultierenden Fahrtwiderständen, sowie bei EVs auch der Rekuperationsfähigkeit, ab. Wesentliche Einflussfaktoren sind hier das Gewicht und die Aerodynamik des Fahrzeugs, sowie die aktuelle Geschwindigkeit, Beschleunigung und Steigung des Untergrunds. Um den Verbrauch verschiedener Fahrzeuge dennoch vergleichbar zu machen gibt es vorgeschriebene Fahrzyklen bei denen der Verbrauch gemessen wird, wie den Neuen Europäischen Fahrzyklus, der Basis für die in der EU geltenden Flottengrenzen ist, und die *Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure*. Der ermittelte Verbrauch wird i.d.R. in kWh pro 100 km angegeben [16]. In der Realität hängt der Verbrauch von EVs auch von der Außentemperatur ab, da elektrische Energie zur Fahrzeugkonditionierung genutzt wird [17]. Die Batteriekapazität gibt an, wie viel Energie in der Batterie gespeichert werden kann und wird üblicherweise in kWh angegeben. Um den aktuellen Zustand eines EVs abzubilden ist ebenfalls dessen Ladezustand (SOC) von Bedeutung, welcher die zu einem bestimmten Zeitpunkt aus der Batterie entnehmbare Energiemenge im Verhältnis zu deren Gesamtkapazität angibt [18].

### 2.1.2 Ladeinfrastruktur

Um eine Batterie bei geringem SOC wiederaufzuladen wird Gleichstrom (DC) benötigt. Da die meisten EVs über ein integriertes Ladegerät mit Gleichrichter verfügen, kann diesen auch Wechselstrom (AC) zugeführt werden, welcher dann im Fahrzeug in den benötigten DC umgewandelt wird [16]. Diese Variante kommt vor allem bei geringen Ladeleistungen zum Einsatz. Die von der Ladeeinrichtung abgegebene Leistung  $P_{Lad}$  ergibt sich dabei aus der Stromstärke  $I$  und der Spannung  $U$  und berechnet sich für einphasigen AC nach (2.1). Wird dreiphasig geladen, errechnet sich die Leistung bei einem Anschluss ans Netz über eine Sternschaltung nach (2.2) und bei einer Dreieckschaltung nach (2.3) [11].

$$P_{Lad} = U \cdot I \quad (2.1)$$

$$P_{Lad} = U \cdot I \cdot 3 \quad (2.2)$$

$$P_{Lad} = U \cdot I \cdot \sqrt{3} \quad (2.3)$$

Die simpelste Variante der Ladung stellt der sogenannte Mode 1 dar [16]. Hier wird über das fahrzeugintegrierte Ladegerät mit einphasigem AC aus einer Haushaltssteckdose geladen. Die Ladeleistung beträgt hier mit 230 V und 16 A maximal 3,7 kW. Da auf diese Weise keinerlei Kommunikation mit dem Fahrzeug besteht und Steckdosen nicht auf eine dauerhafte Belastung in dieser Höhe ausgelegt sind, stellt dies zumeist eine Notfalllösung dar. Eine ähnliche Variante bietet Mode 2, bei dem ebenfalls mit Wechselstrom über Standard-Haushaltssteckdosen geladen werden kann [16]. Hierbei wird jedoch ein spezielles Ladekabel mit Steuer- und Schutzvorrichtung verwendet. Bei einphasiger Ladung beträgt die maximale Leistung ebenfalls 3,7 kW, jedoch kann auch dreiphasig mit bis zu 32 A geladen werden, wodurch sich bis zu 22 kW Ladeleistung erreichen lassen. Für das Laden an öffentlichen Ladestationen mit dreiphasigem Wechselstrom bis 63 A (43,5 kW), wird gemäß IEC 61851 Mode 3 vorgeschrieben [16]. Hier sind Steuer-, Schutzfunktion und Kommunikationsmodul fest in der Ladestation installiert. Darüber hinaus ist ein spezielles Ladekabel mit Steckvorrichtung erforderlich. Auch bei diesem Modus wird das fahrzeuginterne Ladegerät genutzt. Neben öffentlichen AC-Ladesäulen, wird in der Regel auch an Wallboxen mit Mode 3 geladen. Wird mit Gleichstrom geladen, so wird dazu ein in der Ladesäule verbautes Ladegerät mit festinstallierter Steuer- und Schutzfunktion verwendet. Diese Variante bezeichnet man als Mode 4 [16]. Dabei geht die Entwicklung in die Richtung, dass Fahrzeuge mit großen Batterien und hohen Ladeleistungen mit bis zu 350 kW laden können. Durch die hohen Leistungen und das in der Ladesäule verbaute Ladegerät fallen bei dieser Variante jedoch sehr hohe Investitionskosten an. In Europa wird der sogenannte Typ 2 Stecker als Norm verwendet [16]. Er dient vorrangig zur Ladung mit AC, kann allerdings auch zur DC-Ladung bis 38 kW verwendet werden. Bei DC-Leistungen darüber hinaus wird ein sogenannter *Combined Charging System (CCS)*-Stecker verwendet.

Die hier genannten Werte bilden jedoch nur die maximalen Leistungen ab. In der Realität fallen bei der Ladung Verluste an, wobei der Wirkungsgrad bei etwa 90 % liegt [16, 19]. Darüber hinaus ist nicht jedes Fahrzeug in der Lage mit jeder beliebigen Leistung zu laden. Die Fähigkeit die bereitgestellte Ladung zu nutzen unterscheidet sich dabei nach Fahrzeugklasse (Kleinwagen, Mittel- und Oberklasse) und zwischen BEVs und PHEVs. Die Tendenz geht hier für beide Antriebstechnologien Richtung DC-Ladung mit hohen Ladeleistungen, wobei 22 kW bei neueren Modellen kaum noch eine Rolle spielt. Größere Fahrzeuge können dabei häufig nur AC-Leistungen bis 11 kW verwenden und kleinere Fahrzeuge und PHEVs nur 3,7 kW [20]. Durch die chemischen Einschränkungen der verwendeten Batterie kommt es zu weiteren Einschränkungen, wobei jeder Batterietyp spezifische Grenzen aufweist [16]. So dürfen Li-Ionen-Batterien eine bestimmte Ladeschlussspannung auf keinen Fall über- und eine bestimmte Entladeschlussspannung auf keinen Fall unterschreiten. Besonders ab 80 % SOC muss diese Grenze eingehalten werden, um die Batterie nicht zu beschädigen. Aus diesem Grund wird gängiger Weise zuerst mit konstantem Strom und ab 80 % SOC mit konstanter Spannung geladen. Unterhalb 80 % ist eine Überschreitung nicht so schädlich, wie oberhalb, wodurch eine schnelle Ladung auf 80 % mittels Schnellladung möglich ist. Jenseits dieser Grenze verläuft die Ladung dann langsamer.

### 2.1.3 Anwendungsfälle der Ladeinfrastruktur

Einrichtungen zur Ladung eines Fahrzeugs werden als Ladepunkt bezeichnet [21]. Bis zu einer Leistung von 22 kW spricht man dabei von Normal- und darüber hinaus von Schnellladepunkten [11]. Besonders schnelle DC-Ladeeinrichtungen werden auch als *High Power Charger* (HPC) und *Ultra Fast Charger* (UFC) bezeichnet [13]. Da die Verwendung dieser Begriffe in der Literatur jedoch nicht einheitlich ist, wird hier lediglich der Begriff HPC verwendet, womit alle Ladeeinrichtungen mit über 50 kW gemeint sind. Je nach Anwendungsfall bestehen unterschiedliche Anforderungen an die Ladeinfrastruktur, wobei sich auch die typischerweise zum Einsatz kommenden Ladeleistungen unterscheiden. Eine mögliche Einteilung der verschiedenen Anwendungsfälle bieten die folgenden vier Kategorien [22]:

1. **Zu Hause oder in näherer Umgebung des Wohnortes:** Zu diesem, von Elektroautobesitzern bevorzugten, Fall zählt die Ladung an eigener, sowie öffentlicher Ladeinfrastruktur in Wohngemeinden. Rund 50 bis 80 % der Ladevorgänge finden hier statt, wobei vorwiegend nachts nachgeladen wird. In vielen Umfragen wird vor allem die Möglichkeit der Ladung am Eigenheim als wichtigste Kaufursache für ein Elektrofahrzeug benannt [22]. Die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL) geht davon aus, dass rund 40 % der verladenen Energie für Elektromobilität im Jahr 2030 zu Hause verladen wird [23]. Da hier häufig über Nacht geladen wird und Fahrzeuge lange Standzeiten aufweisen, reichen bei diesem Anwendungsfall geringe Ladeleistungen aus, die typischerweise zwischen 3,7 und 22 kW liegen [19, 23].
2. **Am Arbeitsplatz oder auf Pendlerparkplätzen:** Die Ladung während der Arbeitszeit stellt den zweit häufigsten Ladefall dar und wird vor allem von Personen ohne private Lademöglichkeit bevorzugt. Demnach finden ca. 15 bis 20 % der Ladevorgänge hier statt [22] wobei von ca. 27 % der Energiemenge 2030 ausgegangen wird [23]. Ähnlich der Ladung zu Hause weisen Fahrzeuge auch hier lange Standzeiten, jedoch hauptsächlich tagsüber, auf. Daher wird ebenfalls vorwiegend mit geringeren Leistungen von bis zu 22 kW geladen [19, 23].
3. **Im öffentlichen Raum oder auf Kundenparkplätzen:** Hierzu zählen Einkaufsmöglichkeiten wie Supermärkte oder sonstige Verrichtungen und Freizeitaktivitäten [22]. Dieser Anwendungsfall kann auch als *Opportunity Charging* bezeichnet werden, da typischerweise nicht das Laden der Grund für die Anfahrt des Ziels ist, sondern ein Nebenzweck bei einer ohnehin angetretenen Fahrt [11]. Aus diesem Grund handelt es sich in diesem Fall häufig nur um ein Nach-, statt vollständiges Aufladen der Fahrzeugbatterie. Tägliche Verrichtungen finden ebenfalls überwiegend tagsüber statt, jedoch mit geringen Standzeiten, weshalb in diesem Fall Schnellladeinfrastruktur mit bis zu 50 kW sinnvoll sein kann [11].
4. **An Achsen und Unterwegs:** Die Ladung an wichtigen Verkehrsachsen wie Autobahnraststätten oder Landstraßen ist ein Fall, die von Elektroautofahrern falls möglich vermieden wird. Dennoch ist auch diese Variante essenziell, da sie das Fahren weiter Strecken ermöglicht. Aus

diesem Grund wird das Laden an Verkehrsachsen als eine Art „Sicherheitsnetz“ wahrgenommen, welches im Notfall eine schnelle Ladung ermöglichen kann [22]. Da Ladestationen unterwegs normalerweise einzig zum Vollladen des Fahrzeugs angefahren werden und um die Ladesäulen nicht länger als nötig zu blockieren, werden in diesem Fall häufig sehr hohe Leistungen von bis 150 kW und zukünftig möglicherweise sogar 350 kW angeboten [11, 23].

Die Investitions- (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) von Ladeinfrastruktur können sich je nach Ausführung und Ladeleistung stark unterscheiden. Allgemeine Aussagen sind daher schwierig zu treffen, da die Kosten von einer Vielzahl individueller Einflussfaktoren abhängen. Hauptkostentreiber sind die Hardware selbst, der Netzanschluss, die Planung und Genehmigung der Infrastruktur und deren Bau [24]. Die Kosten der Hardware unterscheiden sich nach deren Ausführung (Wallbox oder Ladesäule) und Ausstattung. Zudem können die Kosten mit zusätzlichen Funktionen wie einem Abrechnungssystem, einer Kommunikationsschnittstelle für eine intelligente Steuerung, oder einem Display steigen [25]. Vor allem öffentliche Ladepunkte sind daher aufgrund höherer Anforderungen teurer. Besonderen Einfluss auf die Kosten haben Ladeleistung und Spannungsart. Während bei niedrigen AC-Leistungen typischerweise das fahrzeuginterne Ladegerät benutzt wird, ist dieses bei der Ladung mit DC in der Ladesäule integriert, wodurch Extrakosten entstehen [16]. Zudem können hohe Leistungen zur Notwendigkeit einer Netzanschlusserweiterung [24], und besonders hohe Leistungen (> 150 kW) zur Notwendigkeit einer Kühleinheit für die Ladekabel führen [26]. Auch der Aufstellungsort kann z.B. durch die Entfernung zum nächsten Netzanschlusspunkt (NAP) und damit verbundenen Kabelwegen und Tiefbauarbeiten für zusätzliche Kosten sorgen [26]. Beim Betrieb von Ladepunkten fallen weitere Kosten an, welche vor allem mit einer möglichen Bezahl- und Abrechnungsfunktion und der Anlagenwartung verbunden sind [25]. Eine Übersicht der in der Literatur [15, 19, 24 bis 28] zu findenden Spannbreite von Kosten und Lebensdauern verschiedener Ladeinfrastrukturanwendungen ist in Tabelle 1 aufgeführt.

*Tabelle 1: Zusammenfassung der in der Literatur [15, 19, 24 bis 28] zu findenden Spannbreite von Ladeinfrastrukturkosten.*

	<b>Wallbox</b>	<b>Normalladesäule</b>	<b>Schnelladesäule</b>	<b>HPC</b>
<b>Spannungstyp</b>	AC	AC	AC/ DC	DC
<b>Ladeleistung</b>	> 3,7 kW	Bis 22 kW	Bis 50 kW	Bis 150 kW
<b>Lebensdauer</b>	8 – 15 Jahre	8 – 15 Jahre	8 – 15 Jahre	15 Jahre
<b>Hardware</b>	450 – 1200 €	2500 – 8000 €	15 000 – 30 000 €	20000 – 75000 €
<b>Netzanschluss</b>	0 – 2000 €	0 – 2000 €	5000 – 15 000 €	
<b>Planung</b>	500 € – 1000 €	500 – 1000 €	1500 – 15 000 €	
<b>Bau</b>	500 € – 1000 €	1500 – 3000 €	3500 – 20 000 €	16000 – 40000 €
<b>CAPEX gesamt</b>	1700 – 2700 €	6000 – 7500 €	15 000 – 52 500 €	30000 – 80000 €
<b>OPEX</b>	150 € – 500 €	250 – 750 €	600 – 1500 €	900 – 2000 €

Bei Betrachtung aktuell auf dem Markt verfügbarer Wallboxen [29] zeigt sich, dass auch eine Vielzahl an Wallboxen mit 22 kW Ladeleistung im in Tabelle 1 aufgeführten Preissegment existieren. Somit können die Kosten für Wallboxen bis 22 kW auch in der Preisspanne der Kategorie „Wallbox“ liegen.

## 2.1.4 Status Quo und Ausblick

In den letzten zehn Jahren hat die Elektromobilität in Deutschland stark an Fahrt aufgenommen. Während Elektroautos 2012 noch mit einem Anteil von 0,01 % im Straßenverkehr praktisch nicht existent waren, betrug ihr Anteil im Jahr 2022 bereits 2,6 %. Das entspricht knapp 1,2 Mio. Fahrzeugen, wobei sich diese Zahl jeweils circa zur Hälfte aus BEV und zur Hälfte aus PHEV zusammensetzte. Insbesondere in den letzten drei Jahren (2020 bis 2022) ließ sich ein besonders starker Anstieg erkennen, wobei sich die Anzahl der Elektroautos jedes Jahr in etwa verdoppelt hat [30]. In ihrem Koalitionsvertrag nannte die aktuelle Bundesregierung das Ziel bis 2030 mindestens 15 Mio. BEVs auf die Straße zu bringen [31]. Zwar wird davon ausgegangen, dass sich das starke Wachstum der Elektromobilität auch in den nächsten Jahren fortsetzt, jedoch wird dieses Ziel vorwiegend kritisch betrachtet. Bei einer, auf den aktuellen Trends basierenden, Prognose rechnet das *Center of Automotive Management* (CAM) beispielsweise mit einem Bestand von über 11 Mio. BEVs im Jahr 2030 was knapp einem Viertel der Gesamtflotte entspräche. Hinzu kämen demnach noch etwa 4,8 Mio. PHEVs, wodurch sich eine Gesamtanzahl von rund 15 Mio. extern ladbarer EVs und ein Anteil von etwa einem Drittel ergebe [32]. Diese zukünftige Entwicklung ist in Abbildung 1 aufgeführt.

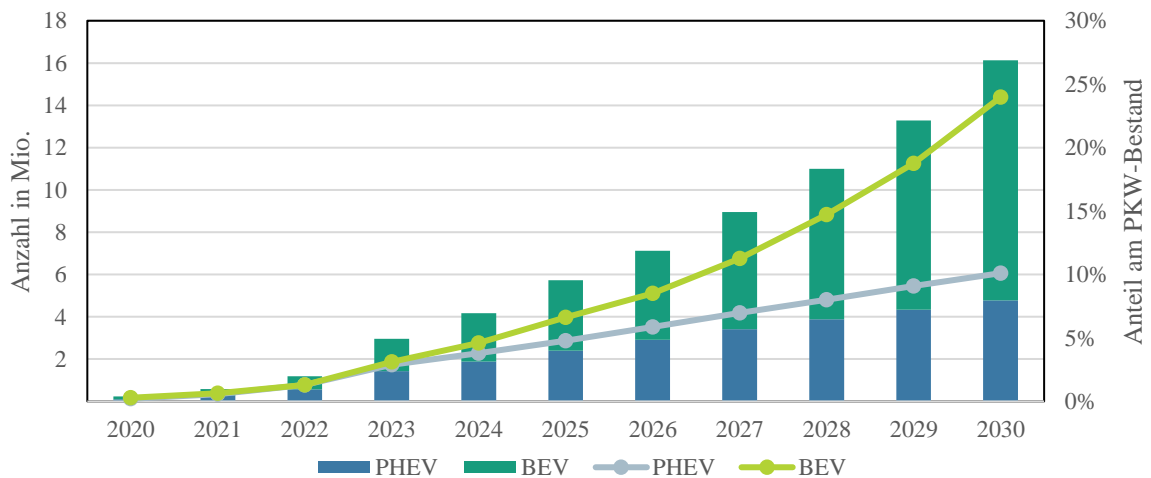


Abbildung 1: Prognose zukünftiger Entwicklungen der Elektromobilität in Deutschland. Datengrundlage [30, 32].

Methodisch basiert die Prognose des CAM auf Auswertungen von Innovationstrends 28 globaler Automobilhersteller, Metaanalysen aktueller CAM-Studien sowie Einschätzungen von Konsumenten. Grundlegende Einflussparameter sind dabei zum einen die relativen Fahrzeugkosten, von denen angenommen wird, dass sie bis 2030, vor allem aufgrund sinkender Batteriepreise, fallen werden. Die Gesamtkosten des Fahrzeugbesitzes werden dabei 2030 für EVs ca. 20 % niedriger geschätzt, als für Verbrenner (ICEV). Zum anderen wird auch mit einer verbesserten Funktionalität, beispielsweise durch höhere Reichweiten oder schnellere Ladegeschwindigkeiten von EVs und einem starken Zubau von privater und öffentlicher Ladeinfrastruktur ausgegangen. Zudem werden wichtige regulatorische Rah-

menbedingungen, wie die im Rahmen des europäischen Green Deals um 55 % reduzierten CO<sub>2</sub>-Flottengrenzwerte bis 2030, durch die Automobilhersteller gezwungen sind emissionsärmere Fahrzeuge zu produzieren, und die Förderung von EVs durch den Umweltbonus bis 2025 berücksichtigt. Danach werden moderate Bonus/Malus Maßnahmen zur Bevorzugung von EVs angenommen und mit Einschränkungen für ICEVs, wie beispielsweise eine Maut auf bestimmten Straßen, gerechnet [32]. Ein weiteres Beispiel eines Bonus/Malus-Systems ist die unter 2.5.4 ausführlicher diskutierte THG-Quote. Dennoch bleibt die zukünftige Entwicklung der Elektromobilität ungewiss. Als Spannweite dieser Ungewissheit geht die NLL bis 2030 von 7,9 bis 19,4 Mio. BEV und 4,4 bis 9,9 Mio. PHEV aus [23], während Prognosen des Fraunhofer ISI mit 8 bis 19 Mio. BEV und 3 bis 8 Mio. PHEV rechnen [33]. Neben diesen Unsicherheiten, ist jedoch auch die Verteilung der Marktdurchdringung in Deutschland nicht gleichmäßig. Aus Meldedaten des Kraftfahrtbundesamtes (KBA) geht hervor, dass 2022 lediglich in etwa 25 % der Zulassungsbezirke der EV-Anteil dem mittleren Anteil in Deutschland entsprachen [34]. Der Durchschnitt wird dabei von wenigen bevölkerungsreichen städtischen Gebieten erhöht. Besonders in ländlichen Regionen ist der Anteil teilweise noch sehr niedrig. Somit ist davon auszugehen, dass auch die zukünftige Entwicklung der Elektromobilität nicht gleichmäßig verlaufen wird und sich der EV-Anteil besonders zwischen städtischen und ländlichen Regionen unterscheiden wird.

Mit steigender Marktdurchdringung der Elektromobilität wird in Zukunft auch der Bedarf an Ladeinfrastruktur steigen. 2022 wurden von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bereits 70 Tsd. öffentliche Ladepunkte registriert, von denen etwa 10 Tsd. Schnellladepunkte sind [35]. Die NLL geht jedoch davon aus, dass bis 2030 zwischen 440 und 840 Tsd. weitere, öffentlich zugängliche Ladepunkte notwendig sein werden. Dazu kommen zwischen 2,5 und 2,6 Mio. weitere Ladepunkte am Arbeitsplatz und 7,1 bis 8,6 Mio. am Wohnort [23]. Der Bedarf an Ladeinfrastruktur der jeweiligen Anwendungsfälle hängt dabei jedoch von der Verfügbarkeit anderer Anwendungsfälle ab. Dieses Phänomen wird auch als „kommunizierende Röhren“ bezeichnet, wobei besonders die Verfügbarkeit privater Lademöglichkeiten und Lademöglichkeiten beim Arbeitgeber die restlichen Anwendungsfälle beeinflussen [36]. Die NLL nimmt dabei an, dass 2025 42 % der Elektroautobesitzer am Wohnort und 75 % auf Firmenparkplätzen eine Lademöglichkeit haben werden. 2030 wird von 61 % bzw. 87,5 % ausgegangen [23].

## **2.2 Herausforderungen und Chancen der Elektromobilität**

### **2.2.1 Elektromobilität in der Phase des Markthochlaufs**

In der aktuellen Markthochlaufphase der Elektromobilität stellt das häufig genannte „Henne-Ei-Problem“ eine große Herausforderung dar [11, 37]. Demnach ist es für eine Kaufentscheidung aus Kundensicht entscheidend, dass ausreichend öffentliche Ladeinfrastruktur vorhanden ist. Besonders wichtig ist dies in Fällen, in denen Elektromobilisten nicht die Möglichkeit haben zu Hause nachzuladen. Der Betrieb öffentlicher Ladeinfrastruktur wird jedoch erst mit einer ausreichenden Auslastung rentabel, welche eine bestimmte Marktdurchdringung an EVs voraussetzt. Da dieses Problem nicht ohne Weiteres

allein durch den Markt lösbar ist, bieten sich Förderungen als sinnvolles Mittel an [37]. Allgemein wirken sich die Herausforderungen und zu herkömmlichen Verbrennern veränderten Nutzungsbedingungen negativ auf die Akzeptanz der Elektromobilität aus. Einen großen Nachteil bieten hier vor allem im Vergleich zu Verbrennern geringere Reichweiten. Grund dafür ist die erwähnte, im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen geringere, Energiedichte von Li-Ionen-batterien [15]. Zwar erreichen moderne elektrische PKW mittlerweile auch Reichweiten von über 200 bis 500 km und in einigen Fällen sogar bis zu 600 km [19], jedoch gilt dies vor allem für teure PKW. Um bei Erschöpfung der Reichweite diese möglichst schnell nachzuladen, wird eine umfassende Schnellladeinfrastruktur mit sehr hohen Leistungen erforderlich sein, welche aufgrund der hohen Investitionskosten für einen wirtschaftlichen Betrieb eine besonders hohe Auslastung benötigt. Dennoch wird selbst die Ladung mit sehr hohen Leistungen immer länger dauern als das Auftanken eines Verbrenners, welches in nur wenigen Minuten erfolgen kann [15, 37]. Vor allem der Ladevorgang wird dabei häufig als Einschränkung der persönlichen Mobilität wahrgenommen. Die wichtigsten Kriterien für die Wahrnehmung von Ladeerlebnissen sind laut einer Umfrage des Öko-Instituts [37] die Verfügbarkeit und Funktionalität von Ladeinfrastruktur, Preis, Ladung von Grünstrom, Preistransparenz, Benutzerfreundlichkeit und Komfort, in der genannten Reihenfolge. Während Komfort und einfache Bedienung also eher zweitrangig sind, müssen Verfügbarkeit und Funktionalität zu einem zufriedenstellenden Grad erfüllt sein, was die Wichtigkeit des Ladeinfrastrukturausbaus unterstreicht. Wird dies in Zukunft erreicht, und ein Großteil der Bevölkerung auf Elektromobilität umsteigen, wird die Priorisierung aktuell zweitrangiger Kriterien vermutlich steigen. In diesem Zusammenhang ist vor allem eine Vereinheitlichung der Lade-, Bezahl- und Authentifizierungssysteme wichtig. Aktuell zeichnet sich hier noch ein unübersichtliches Bild ab, bei dem die Authentifizierung und Bezahlung beispielsweise über Ladekarten oder Smart-Phone-Apps geschieht, welche jedoch häufig nur an Ladesäulen des jeweiligen Anbieters nutzbar sind [11, 38]. Zwar wird der Ladevorgang aktuell als störend empfunden, jedoch kann sich dieser bei ausreichendem Ladeinfrastrukturausbau auch zu einem Vorteil gegenüber konventioneller Verbrenner entwickeln. So können Elektroautos dort nebenbei laden, wo sie sowieso parken, und müssen nicht extra an eine Tankstelle fahren. Das kann beispielsweise zu Hause, beim Einkaufen oder am Arbeitsplatz sein. Darüber hinaus können die genannten Herausforderungen beim Fahren langer Strecken über HPC-Ladeinfrastruktur überwunden werden. Dass diese dabei dennoch länger dauern als konventionelle Tankvorgänge erhöht die Reisedauer dabei nur unwesentlich. Insgesamt haben viele Elektromobilisten diese Abläufe längst in ihren Alltag integriert und extra Fahrten zu Tankstellen werden bereits als umständlich empfunden [12].

### **2.2.2 Elektromobilität im Energiesystem**

Aus technischer Sicht stellt die Integration der Elektromobilität in das Energieversorgungssystem die größte Herausforderung dar, wobei dieses durch die Energiewende selbst aktuell vor großen Herausforderungen steht. 2022 betrug der Bruttostromverbrauch innerhalb Deutschlands ca. 546 TWh [39]. Laut

einer Studie der Prognos [40] würde eine Erreichung der Sektorziele des Klimaschutzprogrammes 2030 zu einer Erhöhung des Bruttostromverbrauchs auf 658 TWh im Jahr 2030 führen, wovon alleine 44 TWh auf die Elektromobilität von PKWs fallen und 68 TWh auf den gesamten Sektor, inklusive Nutzfahrzeugen. Zusätzliche Treiber sind vor allem Wärmepumpen und Wasserstoffelektrolyse. Zwar weisen auch hier verschiedene Prognosen je nach Entwicklung hohe Spannweiten auf, nichtsdestotrotz wird die Elektromobilität in jedem Fall zu einem signifikanten Anstieg des Stromverbrauchs führen.

Die Elektrizitätsnetze sind in Deutschland in die vier Spannungs- bzw. Netzebenen Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung unterteilt [41], wobei auch eine Unterteilung in sieben Netzebenen gängig ist, bei der die Umspannung zwischen den jeweiligen Spannungsebenen als eigene Netzebene gezählt wird. Die Höchstspannungsnetze dienen als sogenannte Übertragungsnetze, deren Aufgabe der möglichst verlustarme Transport elektrischer Energie über weite Distanzen ist. Die Hauptaufgabe der Verteilnetze auf Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene ist Energie an Endverbraucher zu verteilen. Dabei steigt die Anschlussleistung von Erzeugern und Verbrauchern tendenziell mit steigender Spannungsebene [41]. Abhängig von der Leistung der einzelnen Ladepunkte, deren Gesamtleistung, sowie lokalen Gegebenheiten, erfolgt der Anschluss von Ladeinfrastruktur entweder an das Niederspannungs- oder bei höheren Anschlussleistungen auch an das Mittelspannungsnetz [42]. Ein Anschluss an die Niederspannung ist dabei für Verbraucher bis etwa 300 kW zulässig [43]. Für leistungsstärkere DC-Ladestationen oder große Gruppen von AC-Ladepunkten sollte dabei eher ein Anschluss auf Mittelspannungsebene erfolgen. DC-Ladestationen mit bis zu 50 kW werden aktuell nur noch vereinzelt auf Niederspannungsebene angeschlossen, wobei diese in Zukunft voraussichtlich kaum noch Leistungsreserven für derartige Ladeeinrichtungen bieten werden [42].

In der öffentlichen Debatte werden momentan häufig durch EVs ausgelöste flächendeckende Blackouts diskutiert [44]. Zwar stellt die Elektromobilität die Elektrizitätsnetze vor eine Herausforderung, diese liegt dabei aber vor allem auf Mittel- und besonders Niederspannungsebene. Die höheren Spannungsebenen verfügen demnach durchaus über die Kapazitäten, die durch die Elektromobilität zusätzlich anfallenden Leistungen aufzunehmen [44]. Da EVs auf den unteren Spannungsebenen Verbraucher mit vergleichsweise hohem Leistungsbedarf darstellen [45], könnte es auf diesen Netzebenen tatsächlich vermehrt zu Überlastungen der Leistungstransformatoren und dadurch bedingte Stromausfälle kommen [44]. Diese wären jedoch lokal auf Netze von geringer Größe begrenzt. Die Herausforderung, insbesondere für die Integration in Niederspannungsnetze, ist unter anderem dadurch begründet, dass diese auf Spitzenlasten mit relativ geringen Gleichzeitigkeitsfaktoren ausgelegt werden, was bedeutet, dass davon ausgegangen wird, dass lediglich ein geringer Anteil der maximal abrufbaren Leistung im Netz gleichzeitig bezogen wird. Dazu kommt, dass Niederspannungstransformatoren meist zwar mit einem Überlastungsschutz, nicht aber mit Frequenz- oder Spannungsüberwachungssystemen ausgestattet sind, und die Netzbetreiber dadurch „blind“ für die Situation in Niederspannungsnetzen sind [44].

Als Bewertungskriterium einer erfolgreichen Netzintegration der Elektromobilität wird häufig der Anstieg der maximalen Netzauslastung genutzt [46]. Dieser wird vor allem durch die beiden zentralen Kenngrößen Gleichzeitigkeit und lokaler Netzsituation beeinflusst. Ebenfalls entscheidend ist die Durchdringung, bzw. Anzahl an Elektroautos. Die Gleichzeitigkeit bildet zeitliche Zusammenhänge zwischen einer bestimmten Anzahl an Verbrauchern ab und gibt somit Aufschluss über die Wahrscheinlichkeit simultaner elektrischer Netzbezüge [47]. Je höher die Gleichzeitigkeit, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass sich der Netzbezug mehrerer Verbraucher zu einer Lastspitze aggregiert. Typischerweise sinkt die Gleichzeitigkeit dabei mit steigender Anzahl an Verbrauchern.

Als Beispiel einer typischen Auslastungssituation auf den niedrigen Spannungsebenen, ist der Lastverlauf des Jahres 2022 der Westnetz GmbH in Abbildung 2 dargestellt [48]. Gezeigt wird hier die relative Auslastung der Mittel- sowie Niederspannungsnetze im Verhältnis zu deren Jahreshöchstlast. Bei Westnetz handelt es sich dabei um den umsatzstärksten deutschen Verteilnetzbetreiber (VNB) [49].

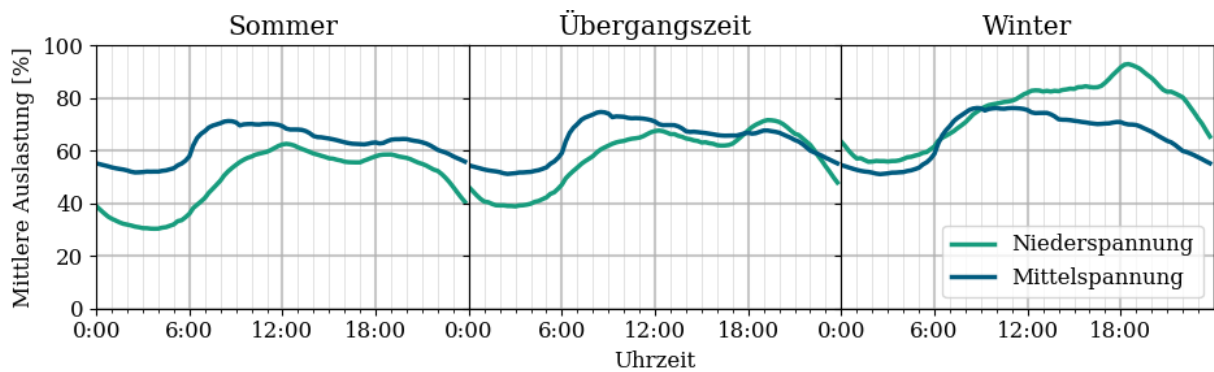


Abbildung 2: Auslastung der Netze auf Nieder- und Mittelspannungsebene des Deutschen Verteilnetzbetreibers Westnetz im Jahr 2022. Dargestellt wird die mittlere Netzauslastung im Verhältnis zur Jahreshöchstlast. Quelle: [48]

Es ist zu sehen, dass die Netzauslastung in der Niederspannung im Winter höher ist als in der Übergangszeit, in der sie wiederum höher ist als im Sommer. Auch zeigen sich große Unterschiede im Verlauf des Tages. Besonders zu den Abendstunden zwischen ca. 17 und 20 Uhr ist auf Niederspannungsebene eine Lastspitze zu erkennen. Eine geringere Spitze zeigt sich zur Mittagszeit zwischen etwa 11 und 13 Uhr. Die Netzauslastung auf Mittelspannungsebene ist dagegen gleichmäßiger und weist auch zu den verschiedenen Jahreszeiten keine großen Schwankungen auf. Die höchste Belastung tritt auf dieser Netzebene vormittags zwischen etwa 7 und 12 Uhr auf. Potenziell wirken sich durch EVs erzeugte Lastspitzen somit in diesen Zeiten kritischer auf das Netz aus, als zu Zeiten geringer Auslastung.

Im zukünftigen Energiemix werden vor allem Photovoltaik (PV) und Windenergie eine große Rolle spielen [50]. Diese werden häufig als volatil bezeichnet, was sich auf deren Wetterabhängigkeit bezieht [41]. Hinzu kommen für das Stromnetz zusätzliche Belastungen durch neue Verbrauchertypen wie Wärmepumpen oder EVs. Alle Lasten weisen dabei ein spezifisches Bedarfsprofil auf, welches zu jeder Zeit durch eine entsprechende Erzeugung gedeckt werden muss. Während ein Strommix aus konventionellen

Kraftwerken bedarfsorientiert betrieben werden kann, ist es für volatile Erzeuger nur möglich einzuspeisen, wenn die aktuelle Witterungssituation günstig ist [50]. Dadurch kann es zu einer Verschiebung zwischen Erzeugung und Nachfrage kommen, welche einerseits dazu führen kann, dass die erneuerbare Erzeugung nicht genutzt und die Nachfrage andererseits nicht gedeckt werden kann. Eine Möglichkeit solche Diskrepanzen in Zukunft zu kompensieren und volatile Erzeuger in das System zu integrieren, stellt die Speicherung überschüssiger Erzeugung, aber auch die Etablierung eines neuartigen Energiesystems dar, welches mehr Flexibilität in den Bereichen Erzeugung, Verbrauch und Übertragung bietet. Einen wichtigen Beitrag in diesem Zusammenhang könnte das sogenannte *Demand Side Management* (DSM) leisten [50]. Grundkonzept ist dabei, dass flexible Verbraucher und Stromspeicher über intelligente Steuerungseinheiten verfügen, um deren Bedarf der volatilen Erzeugung aus erneuerbaren Quellen anzupassen. Die Steuerungseinheiten benötigen dafür Informationen über aktuelle Strom- (und Wärme) Bedarfe, Tarife und Erzeugung, aber auch Vorhersagen der zukünftigen Erzeugung sowie Lasten.

Für die Netzintegration der Elektromobilität ist vor allem eine netzdienliche Steuerung eine entscheidende Voraussetzung. Demnach zeigen laut einer Metastudie der FGH [46], in der 284 nationale und 36 internationale Studien zur Netzintegration der Elektromobilität analysiert werden, Szenarien mit netzdienlicher Ladesteuerung eine deutliche Reduktion der Gleichzeitigkeit und Netzbelastung. Zusätzlich betonen manche der zugrundeliegenden Studien, dass eine solche Steuerung dazu führen kann, dass sich Netzüberlastungen auf Gebiete mit einer hohen Konzentration an Ladeinfrastruktur reduzieren. Durch einen auf diese Gebiete beschränkten Ausbau der Netze ließe sich somit die Notwendigkeit eines großflächigen Netzausbaus vermeiden. Langfristig werden erneuerbare Energien auch in der Lage sein müssen, netzdienliche Funktionen wie Netzfrequenz- oder Spannungshaltung zu übernehmen [50]. Hierzu lässt sich eine Vielzahl kleiner flexibler Verbraucher, Erzeuger und Speicher zu sogenannten Virtuellen Kraftwerken (VPP) zusammenfassen. Aggregiert können diese Leistungen dann in der Lage sein, netzdienlich zu agieren und Systemdienstleistungen bereitzustellen. In diesem Zusammenhang bieten EVs neben ihrer Flexibilität einen weiteren Vorteil, da diese auch als mobile Energiespeicher betrachtet werden können. Durch die Verwendung bidirektionaler Lader kann dabei auch Energie aus der Fahrzeugbatterie zurück ins Netz gespeist werden, was als *Vehicle-to-Grid* (V2G) bezeichnet wird [51]. Aggregiert können dann auch netzdienliche Systemdienstleistungen übernommen werden.

Jenseits der netzdienlichen Steuerung besteht für Ladepunktbetreiber die grundlegende Notwendigkeit, den eigenen Netzanschluss nicht zu überlasten [11]. Dieser weist eine bestimmte Bemessung, sowie eine im Netzanschlussvertrag festgelegte Anschlussleistung auf. Zu diesem Zweck kann durch ein statisches Lastmanagement (SLM) mehreren Ladepunkten eine fest definierte Leistung zugewiesen werden, welche dann auf die einzelnen Ladepunkte aufgeteilt wird [13]. Einen Schritt weiter geht das dynamische Lastmanagement (DLM), bei dem anhand einer Messung des aktuellen Netzbezugs die für die Ladeinfrastruktur verbleibende Leistung ermittelt, und den einzelnen Ladepunkten zugewiesen wird. Darüber

hinaus können über ein Smart Meter auch Ladungen zeitlich verschoben werden [13]. Damit netzdienliche Verhaltensweisen und DSM nicht nur für Netzbetreiber und Energieerzeuger, sondern auch für Besitzer und Betreiber flexibler Anlagen interessant ist, bedarf es bestimmter Anreize, zu denen eine direkte Lastkontrolle und dynamische Strom- oder Netztarife zählen [52]. Bei der direkten Lastkontrolle können Lasten von einer externen Autorität abgeschaltet werden, wobei Anlagenbetreiber mit einer Gegenleistung vergütet werden. In Deutschland entspricht diese Autorität dem zuständigen Netzbetreiber, wobei der Anreiz dadurch besteht, dass ein reduziertes Netzentgelt für die Lastkontrolle ausgehandelt wird [53]. Dieses Anreizsystem wird im Detail in 2.5.5 diskutiert. Bei dynamischen Strom- und Netztarifen variiert der Preis je Tarif nach Tageszeit oder Netzsituation [52]. Der Anreiz bietet sich hierbei dadurch Netzstrom zu beziehen, wenn dieser besonders günstig ist und somit die eigenen Stromkosten zu minimieren. Da es schwierig ist auf Preisanreize manuell zu reagieren, wird hierzu eine intelligente Steuerungseinheit benötigt. Bei V2G-Modellen bietet sich der finanzielle Anreiz dadurch, dass die Batterien bei Zeiten günstiger Strompreise geladen werden und bei Zeiten hoher Strompreise den Strom ins Netz einspeisen [51]. Wie lukrativ solche Modelle sind, hängt dabei davon ab, welche Batteriekapazitäten die Autos besitzen, wann sie verfügbar sind und an welchen Märkten sie teilnehmen.

## **2.3 Elektromobilität und Photovoltaik**

### **2.3.1 Potenzielle Synergieeffekte**

Besondere Synergien könnten bei der Ladung von Elektroautos mittels eigenerzeugtem PV-Strom entstehen. Sowohl ein Anstieg der Elektromobilität, als auch der Photovoltaik tragen beide zu erhöhten Energieflüssen im Netz bei, welche die Verteilnetze möglicherweise nicht abfangen können [54]. Dabei verursachen EVs vorwiegend in den Morgen- und Abendstunden Lastpeaks, während die Photovoltaik über den Tag, und vor allem mittags für Erzeugungsspitzen sorgt. Durch eine kontrollierte Ladung tagsüber, beispielsweise am Arbeitsplatz, könnte sowohl der PV-Eigenverbrauch erhöht, als auch die Netznutzung verringert werden [55]. Davon würden mehrere Akteure gleichermaßen profitieren. Elektroautobesitzer sowie Ladepunktbetreiber haben das gemeinsame Ziel, Ladestrom möglichst kostengünstig zu erwerben, bzw. zu erzeugen. Ziel der Netzbetreiber hingegen ist, Elektromobilität und Photovoltaik gleichermaßen in ein funktionierendes Versorgungsnetz zu integrieren, wobei die Ausbaurkosten so gering wie möglich gehalten werden sollen [56]. Eine hohe Eigennutzung würde sich hierbei positiv auf all diese Ziele auswirken und könnte sowohl Kosten als auch die Netznutzung minimieren.

Darüber hinaus wirkt sich die Ladung mit PV-Strom weniger schädlich auf das Klima aus, als mit einem teils fossilen, Strommix. Der THG-Ausstoß einer kWh, welche mit dem deutschen Strommix des Jahres 2022 produziert wurde, lag dabei mit  $498 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}$  deutlich höher, als der einer kWh aus PV-Erzeugung mit lediglich ca.  $56 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}$  [57, 58]. Ein Großteil der Emissionen fällt bei EVs laut einer umfassenden Studie, in der die THG-Emissionen von 790 Fahrzeugen (ICEV, PHEV, BEV) untersucht wurden [59], jedoch bereits bei deren Herstellung an und wird durch die Batterie begründet. In der Nutzungsphase

hingegen können EVs sehr emissionsarm gefahren werden. Selbst bei Ladung mit Netzstrom lassen sich in dieser Phase mit PHEVs bis zu 65 % und mit BEVs bis zu 72 % der THG-Emissionen vergleichbarer ICEVs einsparen. Wird hingegen erneuerbarer Strom geladen können die Reduktion bis zu 79 % bzw. 97 % betragen. Über den gesamten Fahrzeuglebenszyklus (Herstellung, Nutzung und Recycling) lassen sich somit bis zu 73 % bzw. 89 % der Emissionen vermeiden.

Um den benötigten PV-Ausbau ohne nennenswerte Konflikte mit anderen Sektoren zu erreichen, werden in Zukunft zusätzliche Konzepte integrierter PV-Anwendungen nötig sein [60]. Unter Solchen versteht man Anlagen, welche mit anderen Anwendungen kombiniert werden um Nutzungskonflikte zu vermeiden und bestenfalls Synergien zu schaffen. Beispiele hierzu sind mit Landwirtschaft kombinierte (Agri-PV), auf Seen schwimmende (Floating-PV) oder als Parkplatzüberdachung ausgeführte (PPV) Photovoltaikanlagen. Durch solche Konzepte lässt sich die für die Erzeugung von PV-Strom nutzbare Fläche in etwa verdoppeln, ohne dass ein zusätzlicher Flächenbedarf entsteht. Das technische Potenzial einer Überdachung, allein der ca. 300 000 größeren Parkplätze in Deutschland, wird auf rund 50 GWp geschätzt [60]. Durch eine PV-Überdachung von Parkplätzen entsteht jedoch auch eine Anzahl weiterer Vorteile [61, 62]. Zunächst stellt dieser Anwendungsfall, wie andere integrierte Konzepte auch, eine Doppelnutzung bereits versiegelter Flächen dar, wodurch Nutzungskonflikte vermieden werden. Darüber hinaus bieten PPV-Anlagen einen Witterungsschutz für Fahrzeuge und Kunden was einen Komfortgewinn bedeuten kann. Ein weiterer Vorteil ist, dass Parkplätze meist große, zusammenhängende und unverschattete Flächen darstellen, welche sich darüber hinaus in Räumlicher Nähe zu Stromverbrauchern befinden. Besonders die Verladung des produzierten Stroms an Elektroautos bietet sich in diesem Fall potenziell an. Demgegenüber stehen jedoch auch verschiedene Nachteile [61, 62]. Die größte Herausforderung ist, dass für als Überdachung ausgeführte PV-Anlagen im Vergleich zu Standardausführungen auf Dächern die Wirtschaftlichkeit deutlich geringer ausfällt. Die Hauptkosten verursacht hierbei die Unterkonstruktion der Anlage, welche statisch aufwändiger ist und mehr Material benötigt. Zwar ist davon auszugehen, dass die Kosten für solche Bauweisen in den nächsten Jahren mit der Verbreitung dieser Anwendungsform sinken werden, jedoch ist für PPV-Anlagen aktuell mit höheren Gesamtkosten von ca. 50 % bis zu mehr als dem Doppelten zu rechnen [61, 63, 64]. Darüber hinaus sind PPV-Anlagen häufig öffentlich zugänglich und dadurch anfälliger für Vandalismus, wodurch höhere Kosten für Reparaturen oder die Versicherung entstehen können.

### **2.3.2 Grundlagen der Photovoltaik**

PV-Anlagen bestehen aus einer Vielzahl von Solarzellen, welche wiederum aus mit Fremdatomen dotiert Halbleiterkristallen (i.d.R. Silizium) bestehen [65]. Durch die Dotierung mit Fremdatomen entsteht in der Solarzelle ein sogenannter pn-Übergang, welcher ein elektrisches Feld erzeugt. Fällt Licht auf eine Solarzelle, so werden Ladungsträger aus den Kristallbindungen gelöst und zu den äußeren Kontakten befördert. Als Folge entsteht eine Spannung von etwa 0,5 V und bei einem geschlossenen Stromkreis

ein Stromfluss. Um höhere Spannungen von 20 bis 50 V zu erreichen, werden mehrere Zellen in Reihe zu einem Modul verschaltet. Die Nennleistung eines PV-Moduls  $P_{PV,STC}$  wird in der Regel in Kilowatt-peak (kWp) angegeben und wird unter Standard-Testbedingungen (STC) nach (2.4) ermittelt [65].

$$P_{PV,STC} = \eta_{Modul} \cdot E_{STC} \cdot A_{Modul} \quad (2.4)$$

$\eta_{Modul}$  beschreibt hier den Modulwirkungsgrad,  $E_{STC}$  die Einstrahlung und  $A_{Modul}$  die Modulfläche. Für das Halbleitermaterial Silizium liegen die Modulwirkungsgrade bei etwa 15 – 22 %, wobei diese temperaturabhängig sind und mit steigender Temperatur sinken [65]. Um den von PV-Modulen erzeugten DC entweder in Netz einspeisen oder selbst verbrauchen zu können, muss dieser von einem Wechselrichter in AC umgewandelt werden. Der Wirkungsgrad eines Wechselrichters ist ebenfalls nicht konstant, sondern hängt von dem Verhältnis der eingespeisten Leistung zur Nennleistung des Wechselrichters ab. Moderne Wechselrichter erreichen dabei maximale Wirkungsgrade von bis zu 99 %.

In der Realität variiert die Strahlungsstärke je nach Standort, Jahres- und Tageszeit und Wetter. Dabei setzt sich die Strahlung, welche auf ein PV-Modul, bzw. auf eine geneigte Ebene auftrifft  $E_{gen}$ , grundsätzlich aus den Bestandteilen direkter Strahlung  $E_{dir}$ , diffuser Strahlung  $E_{dif}$  und reflektierter Strahlung  $E_{ref}$  zusammen. Diese Zusammenhänge sind in den Formeln (2.5) bis (2.8) aufgeführt [66].

$$E_{gen} = E_{dir,gen} + E_{dif,gen} + E_{ref,gen} \quad (2.5)$$

$$E_{dir,gen} = E_{dir,hor} \cdot \frac{\cos \theta_{gen}}{\sin \gamma_S} \quad (2.6)$$

$$E_{dif,gen} = E_{dif,hor} \cdot 0,5 \cdot (1 + \cos \gamma_E) \quad (2.7)$$

$$E_{ref,gen} = E_{glo} \cdot 0,5 \cdot (1 - \cos \gamma_E) \cdot ALB \quad (2.8)$$

Die Indizes  $gen$  und  $hor$  stehen hierbei für eine geneigte, bzw. horizontale Ebene,  $\theta_{gen}$  für den Winkel zwischen der Senkrechten des Generators und der direkten Strahlung,  $\gamma_S$  für den Winkel der Sonnenhöhe,  $\gamma_E$  für die Neigung der Ebene,  $E_{glo}$  für die Globalstrahlung und  $ALB$  für einen vom Untergrund abhängigen Albedowert. Für  $\theta_{gen}$  gilt unter der in Abbildung 3 dargestellten Konvention (2.9), wobei  $\alpha_S$  den Sonnenazimut und  $\alpha_E$  die Ausrichtung der geneigten Ebene angeben [66].

$$\theta_{gen} = \cos^{-1}(-\cos \gamma_S * \sin \gamma_E * \cos(\alpha_S - \alpha_E) + \sin \gamma_S * \cos \gamma_E) \quad (2.9)$$

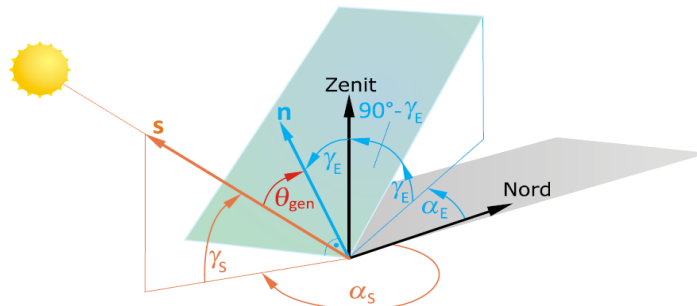


Abbildung 3: Winkelkonventionen für die Berechnung der Strahlungsstärke auf eine geneigte Ebene. Quelle: [66]

Eine besonders große Auswirkung auf den Ertrag einer PV-Anlage haben deren Ausrichtung und Neigung. In Mitteleuropa liegt das Optimum bei einer Süd-Ausrichtung mit etwa 30° Neigung [66]. Wird eine Anlage auf einem Satteldach installiert, so sind beide Winkel in der Regel durch die Dachneigung und –Ausrichtung vorgegeben. Bei einer Ausführung als Freiflächenanlage oder einer Installation auf einem Flachdach, lassen sie sich jedoch theoretisch beliebig wählen. In der Praxis können allerdings durch verschiedene Einflussparameter wie beispielsweise Dachaufbauten oder Verschattungssituationen Einschränkungen entstehen. Bei der Errichtung von nach Süden ausgerichteten PV-Anlagen auf Flachdächern oder Freiflächen werden die Module in der Regel hintereinander mit einem Neigungswinkel  $\gamma_E$  von 30° aufgeständert. Um Verschattungsverluste zu minimieren, muss zwischen den einzelnen Modulreihen jeweils ein Abstand gelassen werden, wodurch nicht die gesamte zu Verfügung stehende Fläche genutzt werden kann. Das Verhältnis von Modullänge  $l$  zu dem Abstand zwischen Modulreihen  $d$  wird Flächennutzungsgrad  $f_{Nutz}$  genannt und entspricht dem Verhältnis von installierter Modulfläche  $A_{Modul}$  zu verfügbarer horizontaler Fläche  $A_{hor}$  [66].

$$f_{Nutz} = \frac{l}{d} = \frac{A_{Modul}}{A_{hor}} \quad (2.10)$$

Für südausgerichtete PV-Anlagen werden in Deutschland Flächennutzungsgrade von ca. 0,45 erreicht [65, 67]. Eine bessere Nutzung der verfügbaren Fläche kann durch eine Ost-West-Ausrichtung erlangt werden. Hierbei werden die Module mit abwechselnder Orientierung nebeneinandergesetzt. Bei Neigungen von 10° können dabei theoretisch Flächennutzungsgrade über 100 % erreicht werden, ohne dass es zu signifikanten Verschattungen kommt [66]. In der Realität wird die nutzbare Fläche von Flachdächern häufig allerdings durch Aufbauten wie beispielsweise Klimaanlage oder Fahrstuhlschächten verringert [67]. Dennoch können durch eine Ost-West-Ausrichtung häufig deutlich höhere Erträge erzielt werden, wobei sich der zusätzliche Vorteil bietet, dass sich das Erzeugungsprofil besser über den Tag verteilt und somit besser mit dem Verbrauch übereinstimmt. Mittlerweile wird dabei ein Großteil der PV-Anlagen auf Flachdächern als Ost-West-Anlagen ausgeführt [67]. Unter Berücksichtigung des Flächennutzungsgrades lässt sich die insgesamt installierbare PV-Nennleistung nach (2.11) bestimmen.

$$P_{PV,STC} = \eta_{Modul} \cdot E_{STC} \cdot A_{hor} \cdot f_{Nutz} \quad (2.11)$$

Kann die zu Verfügung stehende, horizontale Fläche uneingeschränkt genutzt werden, da beispielsweise nur eine Modulreihe zu installieren ist, so ergibt sich die gesamt installierbare Nennleistung nach (2.12).

$$P_{PV,STC} = \eta_{Modul} \cdot E_{STC} \cdot \frac{A_{hor}}{\cos \gamma_E} \quad (2.12)$$

Beim Betreiben einer Solaranlage kann der Strom entweder ins öffentliche Netz eingespeist oder selbst verbraucht werden. In der Regel wird dabei jedoch nicht der gesamte Strom eigenverbraucht, sondern ebenfalls ein Teil ins Netz eingespeist [66]. Da die Gefahr besteht, dass PV-Anlagen häufig zur gleichen

Zeit einspeisen und somit an den Strommärkten nicht konkurrenzfähig sind, wird Betreibern eine Abnahmegarantie zu einer Mindestvergütung, die im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [68] verankerte Einspeisevergütung, geboten [60]. Diese wird dem Betreiber für 20 Jahre garantiert und ist abhängig von der installierten Nennleistung der Anlage. Ab einer installierten Nennleistung von 100 kWp sind Anlagenbetreiber dazu verpflichtet ihren Strom am freien Markt selbst, oder per Direktvermarkter zu verkaufen. In diesem Fall wird ihnen jedoch die sogenannte Marktprämie garantiert [68]. Diese gleicht die Differenz zwischen dem Marktwert und der Einspeisevergütung aus, wodurch Strom auch bei Direktvermarktung effektiv zur Einspeisevergütung verkauft werden kann.

## 2.4 Lade- und Stromtarife

### 2.4.1 Ladetarifgestaltung

Bei der Bereitstellung von Ladestrom an den Endkunden ist eine Unterscheidung zwischen *Charge Point Operator* (CPO) und *Electro Mobilty Provider* (EMP) sinnvoll [11]. Der CPO stellt den Ladepunkt zur Verfügung und kümmert sich um dessen technische Funktion. Der EMP hingegen bietet Software, sowie Lade- und Such-Apps an und kümmert sich um die Abrechnung. Elektrofahrzeugfahrer schließen somit einen Vertrag mit einem EMP ab, welcher wiederum einen Vertrag mit einem oder mehreren CPOs abschließt. Die Ladung über solche Drittverträge wird als e-Roaming bezeichnet. Darüber hinaus können CPOs selbst auch als EMP agieren. Aus diese Weise wird es Endkunden ermöglicht an Ladepunkten verschiedener CPOs zu laden, ohne unterschiedliche Verträge abschließen oder eine Vielzahl verschiedener Apps herunterladen zu müssen. Häufig werden bei der Ladung über EMPs höhere Preise verlangt, als direkt beim CPO, da hier zusätzliche Aufschläge nötig sind, um selbst etwas zu verdienen. Für einen CPO kann die zusätzliche Rolle als EMP vorteilhaft sein, da sie ihm die Möglichkeit gibt die eigenen Preise zu optimieren und anderen EMPs teurere Preise zu bieten [11].

Der Ladestrom kann dem Endkunden entweder Gratis oder für ein Entgelt zur Verfügung gestellt werden [11]. Besonders in der Anfangszeit der Elektromobilität war das Laden oftmals gratis, da es nur wenige EVs und keine geeignete Abrechnungssoftware gab, und die Abrechnung teilweise teurer war als der Ladestrom selbst. Gratisladen wird dabei häufig zur Kundenbindung genutzt und könnte besonders in Zukunft eine Anreizwirkung für Kunden haben. Rechtlich gesehen gilt die unentgeltliche Bereitstellung von Ladestrom als Schenkung. Arbeitgeber haben die Möglichkeit ihren Mitarbeitern Ladestrom zu einem vergünstigten Entgelt oder kostenlos zur Verfügung zu stellen, wobei die kostenlose Bereitstellung nach § 3 Nr. 46 des Einkommensteuergesetzes (EStG) [69] steuerfrei ist und kein geldwerter Vorteil abgerechnet werden muss [11]. Die Kosten bleiben für den Arbeitgeber Betriebskosten.

Wird Ladestrom hingegen gegen eine Entgeltzahlung abgegeben, gibt es im Allgemeinen zwei Möglichkeiten dies abzurechnen. Über sogenanntes punktuelles oder über vertragsbasiertes Laden. Punktuell Laden (auch ad-hoc-Laden) bezeichnet dabei das Laden eines EVs, welches nicht im Rahmen eines

Dauerschuldverhältnisses erbracht wird [21]. Die Abrechnung muss hier im Einklang mit der Preisangabenverordnung (PAngV) stehen. Demnach muss leistungsspezifisch nach ct/kWh abgerechnet werden [70]. Zusätzlich dazu kann ein verbrauchsunabhängiger Grund- bzw. Startpreis und/oder ein verbrauchsunabhängiger zeitbasierter Preis festgelegt werden. Beim vertraglichen Laden gehen Kunden ein Dauerschuldverhältnis zu zuvor vertraglich vereinbarten Konditionen mit einem EMP ein. Dieses ist für eine bestimmte Dauer festgelegt und wird am Ende jeder Abrechnungsperiode entweder leistungsspezifisch oder als Flatrate mit Fixpreis abgerechnet [70]. Hierbei ist es auch möglich solche Verträge nur einer geschlossenen Nutzergruppe wie beispielsweise Mitarbeitern anzubieten [11]. Eine Flatrate ist dabei mindestens für einen Monat zu kalkulieren und zu vereinbaren, da dies als kleinster Abrechnungszeitraum vorgeschrieben ist. Darüber hinaus existieren weitere Abrechnungsmodelle, welche jedoch laut einem Rechtsgutachten des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWK) nicht im Einklang mit der PAngV stehen und somit unzulässig sind [70]. Demnach sind Abrechnungen rein nach der Zeit nicht zulässig, da die Ladezeit keine energiewirtschafts- und wettbewerbsrechtlich relevante Größe darstellt. Zwar könnte die verladene Energie theoretisch über die angegebene Ladezeit und –Leistung hergeleitet werden, jedoch hängt diese in der Praxis auch von Ladekapazität und –zustand des Fahrzeugs und von der Witterung ab und kann stark schwanken. Somit ist die verladene Energie für den Kunden nicht unbedingt ersichtlich. Verbrauchsunabhängige Pauschalzahlungen (Session-Fees) sind ebenfalls nicht zulässig. Ähnlich wie beim vorherigen Punkt können hier durch unterschiedliche Ladezeiten die abgegebenen Energiemengen stark schwanken, wodurch diese für den Kunden nicht klar vorherzusehen sind.

Aktuell existiert eine unübersichtliche Vielzahl verschiedener Ladetarife und Anbieter. Während manche nur nach verladener Energiemenge abrechnen, bieten Andere Vorteilspreise gegen eine monatliche Grundgebühr an, wieder andere berechnen nach einer bestimmten Zeit eine zusätzliche Blockierungsgebühr, usw. [71]. Allgemeine Aussagen über die Höhe von Ladetarifen lassen sich daher schwer treffen. Tendenziell sind jedoch vor allem Ladungen mit Vertragsabschluss günstiger als punktuelles Laden, die Ladung an EMP-eigenen Ladepunkten günstiger als e-Roaming und AC-Laden günstiger als DC-Laden. Die Kosten für die AC-Ladung liegen aktuell zwischen 36 und 69 ct/kWh und für die DC-Ladung zwischen 39 und 89 ct/kWh [71, 72]. Zu beachten ist hier, dass niedrige Preise tendenziell mit zusätzlichen monatlichen Gebühren einhergehen welche aktuell zwischen 1,99 und 17,99 € monatlich liegen, oder eine Blockierungsgebühr von 4 bis 10 ct/min ab einer gewissen Standzeit hinzukommt.

#### **2.4.2 Bestandteile des Strompreises**

Da je nach jährlichem Energiebedarf, netzdienlichem Verhalten, Eigenversorgung, usw. für Stromkunden Kosteneinsparungen an verschiedenen Stellen möglich sind, ist ein Verständnis der Strompreiszusammensetzung wichtig. Im Allgemeinen setzt sich der Preis, welcher für Strombezug aus dem Netz gezahlt werden muss, aus drei wesentlichen Kostenbestandteilen zusammen:

- 1) Kosten der Stromerzeugung bzw. -Beschaffung
- 2) Kosten für die Nutzung der Stromnetze
- 3) Staatliche Steuern und Abgaben

Ein Hauptbestandteil des Strompreises sind die Kosten der Stromerzeugung und –Beschaffung. Dieser entspricht bei direkter Strombeschaffung dem Börsenpreis bzw. dem vertraglich ausgehandelten Preis mit einem Stromlieferanten [73, 74]. Wird Strom von einem Drittanbieter bezogen, so bildet dieser Bestandteil die Kosten ab, die dieser zur Strombeschaffung hat und bietet ihm gleichzeitig die Möglichkeit durch Aufschläge und Tarifvariationen Gewinne zu erzielen. Bei der verwendeten Gruppierung werden CO<sub>2</sub>-Preise des Europäischen Emissionshandels (EU-ETS) ebenfalls diesem Bestandteil zugeordnet.

Durch das Netzentgelt wird der Ausbau und Betrieb der öffentlichen Netze finanziert. Die Höhe des Netzentgeltes unterscheidet sich dabei regional je nach Netzbetreiber und Spannungsebene [75]. Für Niederspannungskunden mit einem jährlichen Verbrauch von bis zu 100 000 kWh wird neben einem jährlichen Grundpreis (GP) lediglich ein Arbeitspreis (AP) in ct/kWh berechnet [11, 76]. Diese Abrechnungsweise wird im Weiteren als Abrechnung nach Standardlastprofil (SLP) bezeichnet. Beim Anschluss an höhere Netzebenen oder einem jährlichen Netzbezug über 100 000 kWh, muss zusätzlich zum AP ein sogenannter Leistungspreis (LP) gezahlt werden. Diese Variante wird auch registrierende Lastgangmessung (rLM) genannt. Der LP richtet sich dabei nach der Jahreshöchstlast, welche den höchsten, über eine Viertelstunde auftretenden Leistungswert einer oder mehrerer Entnahmen oder Einspeisungen in einer Netzebene bezeichnet. Bei rLM-Abrechnung hängt die Höhe des APs und LPs, bzw. deren Verhältnis zueinander von der Benutzungsdauer des öffentlichen Netzes ab. Die Benutzungsdauer ist dabei als Quotient der jährlich entnommenen oder eingespeisten Energie und der Jahreshöchstlast definiert [76]. Liegt die Benutzungsdauer unter 2 500 h, so ist ein hoher AP und ein niedriger LP zu zahlen (Netzentgelt 1). Bei Überschreitung dieses Werts kehrt sich das Verhältnis um (Netzentgelt 2). Insgesamt sinken die gesamten Netzentgeltkosten jedoch mit steigender Benutzungsdauer, was den Hintergrund hat, dass Transportkapazitäten möglichst optimal genutzt werden sollen [77]. Somit bietet die rLM-Abrechnung für Kunden einen Anreiz zur möglichst gleichmäßigen Netznutzung.

Die staatlichen Abgaben sind verschiedene Steuern und Umlagen, die bei Strombezug aus dem Netz gezahlt werden müssen. Sie umfassen für Unternehmen und Industriekunden (Stand Juli 2023) [78]:

- Stromsteuer (2,05 ct/kWh) [79],
- Konzessionsumlage (0,11 ct/kWh)<sup>1</sup> [80],
- KWKG-Umlage (0,357 ct/kWh) [78],
- §19-StromNEV-Umlage (0,417 ct/kWh) [81],

---

<sup>1</sup> Dieser Wert gilt für sogenannte Sondervertragskunden mit einem Netzbezug von über 30 000 kWh/Jahr. Für Normalkunden liegt der Wert je nach Gemeindegröße zwischen 1,32 bis 2,39 ct/kWh [80].

- Offshore-Netzumlage (0,591 ct/kWh) [78] ,
- bis vor Kurzem auch die EEG-Umlage und Umlage für abschaltbare Lasten.

Die Höhe der jeweiligen Abgabe wird vom zuständigen Gesetzgeber festgelegt, und verfolgt dabei ein bestimmtes Ziel. Die Stromsteuer ist beispielsweise eine Verbrauchssteuer im Sinne der Abgabenordnung [79], während die Umlagen jeweils der Finanzierung eines Bestimmten Zweckes dienen, wie z.B. der Erhöhung der Nettostromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen im Falle der KWKG-Umlage [82]. Bei einigen der Umlagen kann ein Teil der Kosten gespart werden, sofern der Verbraucher bestimmte Bedingungen erfüllt. Da sich diese allerdings nach Umlage unterscheiden, teilweise sehr kompliziert sind und darüber hinaus jeweils nur einen Bruchteil eines Cents ausmachen, werden diese Reduktionen hier nicht betrachtet.

## **2.5 Rechtliche Vorgaben und Anreize**

Das behandelte Thema ist von einer Vielzahl an Rechtsvorschriften betroffen. Im Folgenden werden vor allem Rahmenbedingungen und Anreize diskutiert, welche entweder eine direkte Relevanz für die vorliegende Arbeit haben oder für ein Verständnis des Gesamtbildes relevant sind.

### **2.5.1 Einordnung öffentlicher und nicht öffentlicher Ladepunkte**

Eine wichtige Unterscheidung, teils auch für den Geltungsbereich weiterer Vorschriften, ist die Öffentlichkeit von Ladepunkten. Diese wird in § 2 Nr. 5 der Ladesäulenverordnung (LSV) [21] geregelt, wobei ein Ladepunkt dann als öffentlich gilt, wenn der zu ihm gehörende Parkplatz von einer unbestimmten, oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbarer, Personengruppe tatsächlich befahren werden kann. Dies ist nicht der Fall, wenn der Betreiber die Nutzung des Ladepunktes auf einen individuellen Personenkreis beschränkt. Die Voraussetzung einer Anmeldung oder Registrierung zur Nutzung des Ladepunktes allein gilt dabei nicht als eine solche Beschränkung. Beispiele für öffentliche Ladepunkte sind jene im öffentlichen Straßenraum oder auf Kundenparkplätzen, die jedermann zugänglich sind. Ladepunkte, welche sich auf nur Mitarbeitern zugänglichen Arbeitgeberparkplätzen befinden, sind dagegen nicht öffentlich. Ist es jedoch der Allgemeinheit möglich sich für die Ladung an diesem Ladepunkt zu registrieren und ist der Arbeitgeberparkplatz sowohl Mitarbeitern, als auch registrierten Personen gleichermaßen zugänglich, so gilt er als öffentlich.

Für öffentliche Ladepunkte gelten weitere Pflichten [21, 83, 84]. Somit müssen Ladepunkte mit über 3,7 kW Leistung bei der BNetzA registriert, und deren technische Sicherheit nachgewiesen werden. Des Weiteren gelten verbindliche technische Mindestanforderungen an die Ladestecker, den Aufbau und Betrieb der Ladepunkte, sowie die Authentifizierungs- und Zahlungsmethoden. Ebenfalls sind Betreiber öffentlicher Ladepunkte dazu verpflichtet, ihren Kunden die Möglichkeit eines punktuellen Aufladens anzubieten. Das heißt, dass es möglich sein muss einmalig an der Ladeinfrastruktur zu laden, ohne ein

Dauerschuldverhältnis einzugehen. Sofern die von der LSV gestellten Anforderungen nicht vollumfänglich erfüllt sind, gilt ein Ladepunkt nicht als öffentlich. Wie unter 2.1.3 erwähnt können die Anforderungen der LSV dabei zu erhöhten Investitions- und Betriebskosten der Ladeinfrastruktur führen.

### **2.5.2 Pflicht zum Bau von Ladepunkten und zur PV-Parkplatzüberdachung**

Mit dem Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG) [85] besteht ab 2021 für Wohn- und Nichtwohngebäude eine Pflicht zur Errichtung von Lade-, bzw. für diese notwendige Leitungsinfrastruktur. Diese Pflicht bezieht sich sowohl auf Neuerrichtungen, größere Renovierungen, als auch bestehende Nichtwohngebäude. Als größere Renovierung gilt eine Renovierung von mindestens 25 % der Oberfläche der Gebäudehülle. Werden Nichtwohngebäude neu errichtet, muss ab sechs Stellplätzen für jeden dritten Stellplatz Leitungsinfrastruktur, sowie mindestens ein Ladepunkt errichtet werden. Bei einer größeren Renovierung von Nichtwohngebäuden, welche über mehr als zehn Stellplätze verfügen, muss an jedem fünften Stellplatz Leitungsinfrastruktur verbaut, und ebenfalls mindestens ein Ladepunkt errichtet werden. Zusätzlich dazu muss für Nichtwohngebäude mit über 20 Stellplätzen ab dem 1. Januar 2025 mindestens ein Ladepunkt errichtet werden. Ausnahmen gelten dabei unter anderem für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) oder sofern die Kosten für Lade- oder Leitungsinfrastruktur 7 % der gesamten Renovierungskosten übersteigen würden.

Um die in 2.3 angesprochene PV-Überdachung von Parkplätzen voranzutreiben besteht in manchen Bundesländern bereits eine gesetzliche Pflicht zu deren Bau, welche sich aktuell auf Neubauten von Gewerbeparkflächen bezieht. Die genauen Pflichten und Anforderungen unterschieden sich hierbei in den jeweiligen Bundesländern [86 bis 89], wobei eine solche Pflicht in Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen (jeweils ab 35 Stellplätzen), Niedersachsen, Hessen, Rheinland-Pfalz (jeweils ab 50 Stellplätzen) und Schleswig-Holstein (ab 100 Stellplätzen) existiert [62]. Ist der Bau einer solchen Anlage technisch nicht zu realisieren oder wirtschaftlich unzumutbar, können Parkplatzeigentümer über Ausnahmeregelungen von der PV-Pflicht befreit werden, wobei dies in der Regel im Einzelfall geprüft wird. In Baden-Württemberg gilt eine Anlage z.B. als wirtschaftlich unzumutbar, wenn ihre Kosten 30 % der Kosten des Neubauvorhabens überschreiten [61]. In diesem Fall kann die Dimensionierung der PV-Anlage so verringert werden, dass die Kosten innerhalb der genannten 30 % bleiben.

### **2.5.3 Förderungen**

Neben einer rechtlichen Verpflichtung, setzt die Bundesregierung im Rahmen des Masterplans Ladeinfrastruktur auf finanzielle Anreize. Die Gesamtstrategie der Bundesregierung zur Ertüchtigung der Ladeinfrastruktur umfasst dabei sieben verschiedene Anwendungsfälle im öffentlichen und nicht-öffentlichen Raum [90]. Für die Betrachtung in dieser Arbeit sind besonders die Anwendungsfälle Arbeitgeber- und Kundenparkplatz, sowie die jeweiligen Förderinitiativen denen diese zugeordnet sind relevant.

Mit der Förderrichtlinie „Nicht öffentlich zugängliche Ladestationen für Elektrofahrzeuge – Unternehmen und Kommunen“ unterstützte das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) Kommunen und Unternehmen bei dem Aufbau von Ladeinfrastruktur für Mitarbeiter sowie betrieblicher oder kommunaler Flotten [91]. Gefördert wurde der Erwerb und die Errichtung stationärer Ladepunkte mit bis zu 22 kW Ladeleistung und deren Netzanschluss. Dabei konnten bis zu 900 Euro pro Ladepunkt und maximal 45 000 Euro pro Standort gewährt werden. Die Förderung öffentlicher Infrastruktur von KMU, sowie natürlichen Personen hatte das Programm „Ladeinfrastruktur vor Ort“ zum Ziel. Im Fokus lagen attraktive Zielstandorte des Alltags, wie der Einzelhandel, die Gastronomie oder Kultureinrichtungen. Dem Förderprogramm standen insgesamt 300 Mio. Euro zur Verfügung, wobei Standorte mit bis zu 80 % ihrer Investitionskosten gefördert werden konnten. Beide Förderprogramme sind bereits abgelaufen und es können keine weiteren Anträge mehr gestellt werden.

Aktuell noch relevant ist die Förderrichtlinie „öffentliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland“, welche bis Ende 2025 aktiv ist [92]. Ihr Ziel ist die Förderung des Aufbaus von mindestens 50 000 Ladepunkten, wovon mindestens 20 000 Schnellladepunkte sein sollen. Der Aufbau soll bundesweit unter einheitlichen Kriterien erfolgen. Fördergegenstand sind die Beschaffung und Errichtung von Ladepunkten, deren zugehörigen NAPs, sowie möglichen Batteriespeichern. Auch die Modernisierung und Ersatzbeschaffung bestehender Ladepunkte kann gefördert werden. Als Bemessungsgrundlage dienen die förderfähigen Gesamtausgaben. In jedem Förderaufruf werden darüber hinaus Leistungskategorien definiert, die sich insbesondere nach der Ladeleistung in kW richten. Innerhalb einer Leistungskategorie haben dann Antragsteller Vorrang, die im Verhältnis zum maximalen Förderbetrag die geringste Förderung beantragen. Die maximalen Fördersätze sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2: Förderbeträge der Förderrichtlinie öffentliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland. Quelle: [92].

<b>Art des Ladepunkts</b>	<b>maximaler Förderbetrag</b>	
AC & DC Normalladepunkte mit 3,7 bis 22 kW	60 %	2 500 €
DC Schnellladepunkte mit 22 kW – 100 kW	60 %	10 000 €
DC Schnellladepunkte mit > 100 kW	60 %	20 000 €
<b>Art des Netzanschlusses</b>	<b>maximaler Förderbetrag</b>	
Anschluss an das Niederspannungsnetz	60 %	10 000 €
Anschluss an das Mittelspannungsnetz	60 %	100 000 €
Kombination Batteriespeicher mit Netzanschluss	wie dazugehöriger Netzanschluss	

Bei einer Bewilligung richtet sich der Zuschlag nach der geringsten beantragten Förderung pro Ladepunkt in derselben Leistungskategorie [92]. Um Förderberechtigt zu sein, müssen Anlagenbetreiber verschiedene Voraussetzungen erfüllen. Eine wichtige Einschränkung ist, dass der Ladestrom aus erneuerbaren Energien stammen muss. Hierzu kann entweder ein entsprechend zertifizierter Stromvertrag, oder eigenerzeugter erneuerbarer Strom verwendet werden. Wie der Name der Richtlinie besagt, gilt diese Förderung nur für öffentliche Ladepunkte im Sinne der LSV. Diese müssen frei zugänglich und rund

um die Uhr verfügbar sein. Bei zeitlich begrenzter Verfügbarkeit, welche minimal montags bis samstags jeweils zwölf Stunden betragen muss, wird die Förderung um die Hälfte reduziert. Bei Antragsbewilligung, kann der Zuwendungsgeber Vorgaben zur Preisgestaltung machen, und jeweilige Förderaufrufe können weitergehende Anforderungen beinhalten. Neben der Bundesförderung können Anlagenbetreiber auch Landesförderungen erhalten, welche sich je nach Bundesland in ihren Einzelheiten unterscheiden, und laut der Förderrichtlinie nicht mehr als 20 % der diskutierten Förderungen umfassen dürfen.

## 2.5.4 Handel mit THG-Quoten

Eine Maßnahme, die für Reduktionen im Verkehrssektor sorgen soll, stellt die sogenannte Treibhausgasminderungsquote, kurz THG-Quote dar [93]. Demnach sind Unternehmen die Kraftstoffe vertreiben nach § 37a des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG) [94] dazu verpflichtet, dass die in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe einen gewissen THG-Grenzwert nicht überschreiten. Die Vorgaben dieses Gesetzes stellen wiederum die Umsetzung des, in Artikel 25 bis 28 der erneuerbare Energien Richtlinie (RED2), zu findenden Europarechts dar. Die Grenze ergibt sich aus einem festgelegten Referenzwert pro Energieeinheit von 338,8 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq</sub>/kWh (94,1 kg<sub>CO<sub>2</sub>-Äq</sub>/GJ) und wird pro Kalenderjahr um den jeweiligen, in Tabelle 3 aufgeführten, Prozentsatz verringert [94, 95].

Tabelle 3: Minderungen des Treibhausgasgrenzwertes pro Kalenderjahr. Quelle: [94]

Jahr	Minderung	Jahr	Minderung	Jahr	Minderung	Jahr	Minderung
2023	8 %	2025	10,5 %	2027	14,5 %	2029	21 %
2024	9,25 %	2026	12 %	2028	17,5 %	2030	25 %

Um die THG-Emissionen zu errechnen, wird verschiedenen Kraftstoffen ein spezifischer Emissionswert zugeordnet. Für Ottokraftstoffe liegt dieser bei 335,9 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq</sub>/kWh (93,3 kg<sub>CO<sub>2</sub>-Äq</sub>/GJ) und für Dieselmotorkraftstoffe bei 343,4 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq</sub>/kWh (95,1 kg<sub>CO<sub>2</sub>-Äq</sub>/GJ) [95]. Zur Einhaltung der Quote können einerseits emissionsarme Kraftstoffe wie Biodiesel oder -Ethanol beigemischt, oder andererseits THG-Einsparungen Dritter erworben werden [93]. Diese werden den THG-Emissionen der Kraftstoffhersteller bilanziell angerechnet. Seit 2021 ist auch die Anrechnung im Straßenverkehr genutzter Strommengen, einerseits von privaten Elektroautobesitzern und andererseits Betreibern öffentlicher Ladepunkte im Sinne der LSV, möglich. Im ersten Fall wird hierbei ein pauschaler Schätzwert für die jährlich verladene Energiemengen angenommen, welcher 2022 bei 2000 kWh lag. Im zweiten Fall geschieht die Anrechnung anhand der tatsächlich am Ladepunkt verladene Energiemengen. Diese sind zur Bescheinigung dem Umweltbundesamt mitzuteilen. Die Errechnung, Zertifizierung und Aushändigung der entsprechenden THG-Einsparungen  $\Delta Q_{THG}$  erfolgt dann über das Hauptzollamt entsprechend Formel (2.13) [93].

$$\Delta Q_{THG} = (Q_{THG,t} - EF \cdot f_{Eff}) \cdot E_t \cdot 3 \quad (2.13)$$

$Q_{THG,t}$  beschreibt hier den THG-Grenzwert des jeweiligen Kalenderjahres  $t$ ,  $EF$  den Emissionsfaktor des Ladestromes,  $E$  die verladene Energiemenge und  $f_{Eff}$  einen Effizienzfaktor.

Der zu verwendende Emissionsfaktor ist abhängig von der Herkunft des Ladestroms, wobei nach dem deutschen Strommix, Photovoltaik und Windenergie auf See und an Land unterschieden wird. Die genauen Werte ändern sich jährlich und werden vom UBA im Bundesanzeiger bekanntgegeben. Für das Jahr 2023 beträgt der Faktor für Netzstrom  $486 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}$  ( $135 \text{ kg}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{GJ}$ ) und für Photovoltaik  $56,6 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{kWh}$  ( $15,7 \text{ kg}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}/\text{GJ}$ ) [96]. Der Effizienzfaktor passt die THG-Minderung an die Effizienzunterschiede verschiedener Antriebstechnologien an und liegt für Verbrennungsmotoren bei 1 und für Elektro- oder Brennstoffzellenfahrzeuge bei 0,4. Um den Ausbau öffentlicher Ladeinfrastruktur weiter zu fördern wird darüber hinaus die dreifache Energiemenge an Ladestrom und somit auch die dreifache Menge an THG-Minderungen angerechnet [96]. Um zur THG-Minderung einen Emissionsfaktor für erneuerbare Energien nutzen zu können, musste bisher der gesamte Ladestrom nachweislich aus erneuerbarer Erzeugung stammen darüber hinaus die Anlage als Inselanlage betrieben werden. Nach der neuesten Fassung der Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) [96] ist dies jedoch nicht mehr der Fall und ab 2024 können, sofern ein entsprechendes Messkonzept vorliegt, auch anteilige Energiemengen aus erneuerbarer Erzeugung mit den entsprechenden Emissionsfaktoren verrechnet werden.

Die zertifizierte THG-Minderung kann dann an Kraftstoffhersteller verkauft werden. In der Regel erfolgt das gegen Provision über einen Zwischenhändler, welcher dann viele kleine Energiemengen gebündelt vermarkten, und somit Großhandelspreise erzielen kann [93]. Die Preise lagen Anfang des Jahres 2023 bei über  $400 \text{ €/t}_{\text{CO}_2}$  und sind seitdem stark gesunken [97]. Seit etwa dem zweiten Quartal 2023 liegen sie relativ konstant bei etwa  $250 \text{ €/t}_{\text{CO}_2}$ . Die Höhe der erzielbaren Erlöse richtet sich dabei nach Angebot und Nachfrage und ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig. Beispielsweise wirken sich weitere Anstrengungen der Kraftstoffhersteller zur Emissionsminderung, gesetzliche Änderungen wie Anpassungen der Minderungsziele oder ein höheres Angebot auf die Preise aus [97]. Diese sind daher schwer vorherzusagen. Da die aktuelle Strafzahlung bei einer Verfehlung der Quote bei  $600 \text{ €/t}_{\text{CO}_2}$  liegt, werden sich Quotenpreise jedoch unter diesem Wert bewegen.

### **2.5.5 Netzdienliche Steuerung nach § 14 a EnWG**

Hintergrund des § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [53] sind die in 2.2.2 beschriebenen Herausforderungen die neuartige Verbraucher, insbesondere Wärmepumpen und Elektroautos, für Verteilnetze darstellen. Der Paragraph bietet dabei aktuell Anreize und in Zukunft auch Pflichten für ein netzdienliches Verhalten steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (SteuVE). Die aktuelle Fassung vom 1. Januar 2023 sieht dabei eine Reduzierung des Netzentgeltes für Verbraucher vor, welche eine Vereinbarung zur netzdienlichen Steuerung von SteuVE mit dem Netzbetreiber abgeschlossen haben. Für den 1. Januar 2024 sind wichtige Änderung der Regelung geplant welche aktuell von der BNetzA diskutiert werden [98]. Die wichtigsten Punkte wurden bereits in zwei Eckpunktepapieren veröffentlicht [99, 100].

Eine grundlegende Änderung ist dabei, dass die Teilnahme am § 14a sowohl für Netzbetreiber, als auch für Betreiber von SteuVE, verpflichtend sein soll, sofern die Teilnahmevoraussetzungen erfüllt sind.

Diese sind für Ladepunktbetreiber im Wesentlichen der Betrieb eines oder mehrerer, nicht öffentlicher Ladepunkte mit einem Leistungsbezug von über 3,7 kW, und ein Anschluss an das Niederspannungsnetz [99]. Als Gegenleistung erhält der Betreiber der SteuVE den Anspruch auf einen sofortigen Netzanschluss, sowie ein reduziertes Netzentgelt.

Die geplante Änderung [99] unterscheidet dabei zwischen dynamischem und statischem Steuern. Beim dynamischen Steuern erfolgt das Auslösen eines Steuerbefehls aufgrund einer messtechnisch konkret festgestellten Auslastungssituation in Echtzeit, und muss dabei erforderlich zur Beseitigung einer Störung oder Gefährdung der Netzsicherheit sein. Die Aufrechterhaltung des Steuerbefehls ist nur so lange gerechtfertigt, wie zur Abwendung der Gefahr notwendig. Hierzu wird jedoch ein intelligentes Messsystem (iMS) benötigt. Im Gegensatz dazu darf beim statischen Steuern die Annahme einer drohenden Überlastung rechnerisch, auf Basis angemeldeter Anschlussleistungen erfolgen. Steuervorgänge dürfen somit nach Zeitschema, Anzahl und Dauer präventiv festgelegt werden. Da die Niederspannungsnetze in Deutschland aktuell überwiegend nicht über iMS verfügen, haben Netzbetreiber übergangsweise die Befugnis zum statischen Steuern. Sobald jedoch ein solches System installiert und die technischen Voraussetzungen des dynamischen Steuerns geschaffen sind, ist von diesem umgehend Gebrauch zu machen. Die Befugnis zum statischen Steuern endet dabei spätestens am 1. Januar 2029.

Beim Betrieb einer § 14a-pflichtigen SteuVE, kann der Betreiber zwischen zwei Steuermöglichkeiten wählen [99]. Bei der Einzelsteuerung wird dabei während eines Steuerbefehls die Wirkleistung jeder SteuVE auf 3,7 kW reduziert. Kann die Einheit aus technischen Gründen nur höhere Leistungen liefern, so erfolgt die Beschränkung auf 0 kW. Für Verbraucher mit der Möglichkeit Strom vor Ort selbst zu erzeugen soll in Zukunft die sogenannte Prosumersteuerung eingeführt werden. Hier wird während eines Steuerbefehls eine Leistungsobergrenze für den entsprechenden NAP vorgegeben. Somit kann die SteuVE währenddessen auch höhere Leistungen beziehen, vorausgesetzt, der Strom stammt nicht aus dem Netz und die Leistungsobergrenze wird nicht überschritten. Für jedes Anschlussverhältnis wird hinter dem NAP ein Leistungsbezug von mindestens 5 kW gesetzlich zugestanden.

Gegen die Möglichkeit einer netzdienlichen Steuerung haben Verbraucher von einem reduzierten Netzentgelt zu profitieren. Aktuell wird dieses individuell bestimmt, wobei es dem besonderen Nutzungsverhalten des Kunden angemessen Rechnung zu tragen hat [76]. Mit den für 2024 geplanten Änderungen soll dem Kunden jedoch in Zukunft die Wahl zwischen drei verschiedenen Modulen gelassen werden [100]. Das erste Modul stellt dabei eine pauschale Netzentgeltreduzierung, Modul 2 eine prozentuale Reduzierung des APs um 60 % und Modul 3 die Nutzung variabler Netzentgelte dar. Letzteres kann dabei in Kombination mit Modul 1 gewählt werden, wobei das Angebot dieser Variante für VNB nicht verpflichtend ist. Voraussetzung für Modul 2 stellt eine separate Verbrauchsmessung der Energiemengen der SteuVE dar. Bei allen Modulen berechnet sich die Netzentgeltreduktionen ausdrücklich anhand des jeweils gültigen Netzentgelts für Kunden ohne rLM-Abrechnung [100].

### 3 Zielstellung

Hauptziel dieser Arbeit ist die Entwicklung, sowie die Optimierung geeigneter Geschäftsmodelle zur Ladung von Elektroautos mittels eigenerzeugtem Photovoltaikstrom. Dabei sollen ökonomische, ökologische, rechtliche sowie netztechnische Aspekte verschiedener Ladevarianten berücksichtigt werden. Varianten, welche sich positiv auf all diese Aspekte auswirken werden dann zu Geschäftsmodellen zusammengefasst, wobei ein solches folgende Fragen beantworten soll:

- Wie sollte das zugrundeliegende Energiesystem eines Geschäftsmodells optimal aufgebaut und dimensioniert sein und wie lässt es sich optimal betreiben?
- Mit welchen Ladestromgestehungskosten ist in Zukunft zu rechnen und wie setzen sich diese zusammen?
- Wie kann ein möglichst netzdienliches und klimafreundliches Verhalten sichergestellt werden?
- Welche Dynamiken können zu hohen Kosten oder schädlichen Netzauswirkungen führen?
- Welche Parameter haben einen besonders großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Ladung?

Da sich Geschäftsmodelle an Betreiber von Ladepunkten wenden, geschieht auch die Optimierung aus Sicht des Ladepunktbetreibers, mit dem Hauptziel die eigenen Kosten zu minimieren. Ein netztechnisch und emissionsarmes Verhalten ist demnach nicht gewährleistet und muss indirekt über wirtschaftliche Anreize oder rechtliche Pflichten sichergestellt werden.

Als Betrachtungsgegenstände werden zwei Anwendungsfälle gewählt, welche großes Potenzial für die Ladung mit Photovoltaikstrom versprechen: Arbeitgeberladen (AGL) und Kundenparkplatzladen (KPL). In beiden Fällen wird vorwiegend tagsüber geladen und es wird von großen Dach- oder zusammenhängenden Parkflächen ausgegangen, auf denen Photovoltaik installiert werden kann. Das Arbeitgeberladen verfügt darüber hinaus über den Vorteil, dass die Fahrzeuge lange Standzeiten aufweisen und mit vergleichsweise geringen Leistungen laden. Andere Anwendungsfälle haben weniger vorteilhafte Voraussetzungen für die Ladung mit Photovoltaikstrom. So geschieht die Ladung zu Hause oder im Straßenraum vorwiegend nachts und Lade-Hubs benötigen sehr hohe Leistungen, zu deren Bereitstellung mittels Photovoltaik vermutlich große zusätzliche Freiflächen benötigt werden.

Der Bezugsraum dieser Arbeit beschränkt sich aufgrund des großen Einflusses rechtlicher und energie-wirtschaftlicher Aspekte, welche sich je nach Land unterscheiden, auf Deutschland. Als Zeithorizont dient eine kurz- sowie mittelfristige Betrachtung. Da sich die Elektromobilität aktuell im Markthochlauf befindet und die Anzahl der Elektroautos stetig ansteigt, geschieht die zeitliche Betrachtung anhand von Stützjahren, für die die Jahre 2025 und 2030 gewählt wurden. Darüber hinaus soll auch untersucht werden, wie sich die Kosten in der aktuellen Markthochlaufphase verhalten.

## 4 Methodisches Vorgehen

Im folgenden Kapitel wird erläutert, nach welcher methodischen Vorgehensweise die Zielstellung bearbeitet wurde. Zunächst wird dabei in diesem Abschnitt zum allgemeinen Verständnis anhand weniger Schritte auf das grundsätzliche Vorgehen eingegangen. Im weiteren Verlauf des Kapitels folgen detaillierte Beschreibungen der einzelnen Schritte, sowie mathematische Beschreibungen und Ausführungen von Annahmen und Inputwerten. Das grundsätzliche Vorgehen ist wie folgt:

1. Da sich die Rahmenbedingungen in der Realität stark nach Einzelfall unterscheiden, wurde für beide Anwendungsfälle (AGL und KPL) ein fiktionales Fallbeispiel bearbeitet. Durch die Betrachtung eines einheitlichen Beispiels sollen Szenarien vergleichbarer gemacht werden, wodurch sich verschiedene Einflussfaktoren sowie deren Auswirkungen und Dynamiken besser erkennen lassen.
2. Je Anwendungsfall wurden verschiedene Szenarien und Anlagenkonfigurationen untersucht. Diese unterscheiden sich beispielsweise nach NAP, Standort und Ausrichtung der PV-Anlage und weiteren optionalen Bestandteilen, wie der Möglichkeit kontrolliert zu laden oder einen Batteriespeicher. Die untersuchten Szenarien werden unter 4.3 beschrieben.
3. Um quantitative Aussagen über die ausgearbeiteten Geschäftsmodelle treffen zu können, wurde eine Investitionsoptimierung mit investSCOPE und eine Betriebsoptimierung mit microSCOPE durchgeführt. Ergebnisse der Optimierung sind optimal ausgelegte Anlagenbestandteile, sowie Zeitreihen des optimalen Anlagenbetriebs. Da die Anzahl der EVs im aktuellen Markthochlauf der Elektromobilität stetig steigt, wurde das Anlagensystem dabei jeweils auf die beiden Stützjahre ausgelegt. Das Optimierungssystem wird in Kapitel 4.1 und die Abbildung der jeweiligen Anlagenbestandteile in 4.2 beschrieben.
4. Anhand der Optimierungsergebnisse wurden die Ladestromgestehungskosten, Netzdienlichkeit, sowie THG-Emissionen der unterschiedlichen Szenarien jeweils für beide Stützjahre ausgewertet. Die jeweiligen Vorgehensweisen werden in 4.4, 4.5 und 4.6 ausführlich beschrieben.
5. Da die Ergebnisse auf einer Vielzahl unsicherer Annahmen beruhen, wurden im Rahmen einer Parametervariation verschiedene Kostenfaktoren variiert und deren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Ladung untersucht. Die variierten Parameter finden sich unter 4.7.
6. Zu guter Letzt wurden die Ladestromgestehungskosten der erstellten Geschäftsmodelle im Verlauf des Markthochlaufs der Elektromobilität untersucht. Das hierzu verwendete Vorgehen findet sich unter 4.8.





Abbildung 5: Inputs und Ergebnisse der Optimierungstools *microSCOPE* und *investSCOPE* des Fraunhofer IEE. Hellgrüne Felder kennzeichnen die Investitionsoptimierung und blaue die Einsatzoptimierung. Quelle: [101]

#### 4.1.1 Einsatzoptimierung

Mittels *microSCOPE* lässt sich der Einsatz verschiedener Anlagenbestandteile optimieren. Das heißt dass diese je nach Freiheitsgraden so betrieben werden, dass der Energiebedarf so wirtschaftlich wie möglich gedeckt wird. Optimierungsparameter werden in den folgenden Gleichungen als kleingeschriebene Buschstaben dargestellt. Eine grundlegende Annahme ist, dass das betrachtete Anlagensystem über ein Energiemanagementsystem (EMS) verfügt, welches den Betrieb der Anlage steuert. Da die Vermarktung des Ladestroms in den durchgeführten Simulationen nicht berücksichtigt wird, wird die Optimierung mit dem Ziel einer Kostenminimierung durchgeführt und entspricht der Gleichung (4.1).

$$\min k_{opt} := \sum_m^M (k_m + k_{LP} - g_m) \quad (4.1)$$

$k_{opt}$  entspricht dabei den optimierten Betriebskosten über den Betrachtungszeitraum  $M$ ,  $k_m$  den durch Bezug von Netzstrom anfallenden Kosten zum jeweiligen Zeitpunkt  $m$ ,  $k_{LP}$  den Kosten für den Leistungspreis und  $g_m$  den Einnahmen. In diesem Fall wurde die Einsatzoptimierung für ein Jahr mit einer zeitlichen Auflösung von fünfzehn Minuten durchgeführt, wobei 35 040 Zeitschritte  $m$  durchlaufen werden. Die Kosten für den Bezug von Netzstrom  $k_m$  errechnen sich nach (4.2).

$$k_m = p_{Netz,m} \cdot \rho_{Netz} \cdot \Delta t \quad (4.2)$$

$p_{Netz,m}$  steht hier für die aus dem Netz bezogene Leistung, zum jeweiligen Zeitpunkt  $m$ ,  $\rho_{netz}$  für die Kosten des netzbezogenen Stroms und  $\Delta t$  für die Länge des Zeitintervalls über das die Leistung bezogen wird.  $\rho_{Netz}$  beinhaltet dabei sowohl die Kosten zur Strombeschaffung, staatliche Abgaben, als auch den AP des Netzentgeltes. Nicht nur durch die Verringerung netzbezogenen Stroms, sondern auch durch die

Vermeidung von Lastspitzen lassen sich Kosten beim Anlagenbetrieb einsparen. Die Kosten für Spitzenlasten  $k_{LP}$  fallen, sofern nach rLM abgerechnet wird, jährlich an und errechnen sich aus dem maximalen Leistungsbezug  $p_{max}$  aus dem Netz innerhalb des gesamten Betrachtungszeitraums  $M$ , und dem Leistungspreis  $\rho_{LP}$  nach (4.3).

$$k_{LP} = p_{max} \cdot \rho_{LP} \quad (4.3)$$

Die dritte Möglichkeit die Kosten zu senken besteht in der Einspeisung überschüssigen PV-Stroms ins Netz. Die hieraus resultierenden Einnahmen  $g_m$  errechnen sich aus der zum jeweiligen Zeitpunkt eingespeisten Leistung  $p_{Einsp,m}$ , der Einspeisevergütung  $\rho_{Einsp}$ , und dem Zeitintervall über das eingespeist wird nach (4.4).

$$g_m = p_{Einsp,m} \cdot \rho_{Einsp} \cdot \Delta t \quad (4.4)$$

Eine essenzielle Nebenbedingung für die Optimierung stellt eine jederzeit ausgeglichene Leistungsbilanz dar. Durch diese Nebenbedingungen wird sichergestellt, dass der Strombedarf zu jedem Zeitschritt  $m$  gedeckt wird, auch wenn dies möglicherweise über teuren Netzstrom geschieht. Die Leistungsbilanz wird nach (4.5) beschrieben.

$$p_{Netz,m} + p_{PV,erz,m} + p_{Bat,Ent,m} = p_{Geb,m} + p_{EV,m} + p_{Einsp,m} + p_{Bat,Lad,m} \quad (4.5)$$

Auf Erzeugerseite kann elektrische Leistung aus dem Netz bezogen  $p_{Netz}$ , von einer PV-Anlage erzeugt  $p_{PV,Erz}$  oder aus einem Speicher entladen  $p_{Bat,Ent}$  werden. Bedarf kann über die Gebäudelast  $p_{Geb}$ , die Ladung von Elektroautos  $p_{EV}$ , die Einspeisung ins Netz  $p_{Einsp}$  oder die Ladung eines Batteriespeichers  $p_{Bat,Lad}$  entstehen.

Sind auf Bedarfsseite lediglich nicht-steuerbare Lasten vorhanden und werden die Elektroautos unkontrolliert geladen, so entsteht zu jedem Zeitpunkt eine eindeutige Rangfolge, welche Erzeuger zur Deckung des Bedarfs am günstigsten sind. Beispielsweise würde immer zuerst der eigenerzeugte PV-Strom verwendet werden, da für diesen keine zusätzlichen Kosten anfallen und dessen Einspeisung ins Netz zur Einspeisevergütung die Kosten für den ansonsten benötigten Netzstrom nicht kompensieren kann. Ein komplexeres Optimierungsproblem ergibt sich durch Einführung eines Batteriespeichers oder durch die Möglichkeit des kontrollierten Ladens. Hier hat das Optimierungssystem jeweils zusätzlich die Möglichkeit Energiemengen aus der PV-Anlage oder aus dem Netz zwischenzuspeichern oder Ladungen in Zeiten günstiger Stromversorgung zu verlagern.

#### 4.1.2 Investitionsoptimierung

Neben dem Anlageneinsatz lassen sich auch Investitionen mittels *investSCOPE* optimieren. Wird ein Anlagenbestandteil als Investitionsobjekt definiert bedeutet das, dass neben seinen Betriebs- auch die Investitionskosten bei der Optimierung berücksichtigt werden. Ist dies nicht der Fall werden Anlagen

als Bestand betrachtet und nur die beim Betrieb anfallenden Kosten berücksichtigt. Ein Investitionsobjekt kann entweder mit einer vorgegebenen Größe installiert werden, oder als weiteres Optimierungsobjekt. Hierbei sucht der Solver nach der optimalen Dimensionierung, durch die die Gesamtkosten über den Betrachtungszeitraum soweit wie möglich verringert werden. Wird wie in diesem Fall bei der Optimierung ein einzelnes Stützjahr betrachtet, so werden die Investitionskosten jedes Optimierungsobjekts über ihre gesamte Lebensdauer abgezinst und das Optimierungsproblem wie in (4.6) beschrieben.

$$\min k := \sum_i \left( \frac{k_{Invest,i}}{\sum_{t=0}^{L_i-1} \frac{1}{(1+z)^t}} \right) + k_{opt} + k_{fix} \quad (4.6)$$

Die Herleitung von (4.6) ist im Anhang unter A1 zu finden.  $k$  gibt dabei die Gesamtkosten des betrachteten Jahres  $t$ ,  $z$  den Diskontzinssatz und  $L_i$  die Lebensdauer des jeweiligen Anlagenbestandteils  $i$  an.  $k_{Invest,i}$  steht für die Investitionskosten des Anlagenbestandteils  $i$  nach (4.7),  $k_{opt}$  für die optimierten Kosten des Anlageneinsatzes nach (4.1) und  $k_{fix}$  für die fixen jährlichen Betriebskosten nach (4.8).

$$k_{Invest,i} = s_i \cdot CAPEX_{spez,i} + CAPEX_{fix,i}, \quad (4.7)$$

$$k_{fix,t} = \sum_i s_i \cdot OPEX_{spez,i} + OPEX_{fix,i} \quad (4.8)$$

$s$  gibt hier die Dimensionierung des jeweiligen Investitionsgegenstands  $i$  an und kann unterschiedliche Einheiten annehmen. Die in *investSCOPE* betrachteten Investitionsgegenstände sind je nach Szenario eine PV-Anlage und ein Batteriespeicher. Bei Installation einer PV-Anlage entspricht  $s$  der Nennleistung, während bei einem Speicher die Kapazität, sowie die maximale Be- und Entladeleistung dimensioniert werden können.  $CAPEX_{spez}$  sowie  $OPEX_{spez}$  stehen für die spezifischen Investitions- und Betriebskosten des jeweiligen  $i$ s. Die Kosten der Ladeinfrastruktur werden von *investSCOPE* nicht berücksichtigt und im Nachhinein dazugerechnet. Zusätzlich zu den spezifischen Kosten können auch dimensionierungsunabhängige Investitionskosten  $CAPEX_{fix}$  und Betriebskosten  $OPEX_{fix}$  definiert werden. Diese können unter anderem dazu dienen Optima bei sehr kleinen Dimensionierungen zu verhindern und bilden zu einem gewissen Grad Skaleneffekte ab. Für die Dimensionierung jedes Objekts  $i$  kann eine Obergrenze  $S_{max}$  gesetzt werden. Somit gilt (4.9).

$$0 \leq s_i \leq S_{max,i} \quad (4.9)$$

Die beiden Optimierungsschritte Investitions- und Einsatzoptimierung sind, wie aus (4.6) ersichtlich, voneinander abhängig. Wird beispielsweise eine Photovoltaikanlage größer dimensioniert, hat das einen Einfluss auf die Betriebsführung, da somit im Anlagenbetrieb die Möglichkeit gegeben ist weniger Netzstrom zu beziehen und somit Betriebskosten zu vermeiden. Demnach sind Investitions- und Einsatzoptimierung als zwei Segmente eines Optimierungsproblems zu sehen.

## **4.2 Abbildung der Anlagenbestandteile**

In diesem Abschnitt werden die in Abbildung 4 gezeigten Anlagenbestandteile des Optimierungsmodells erläutert. In den meisten Punkten sind diese für die beiden Anwendungsfälle identisch, jedoch unterscheiden sich einzelne Inputgrößen und Annahmen. Ist eine Aussage nur für einen Anwendungsfall gültig, so wird dies im Text eindeutig benannt. Ist dies nicht der Fall, so sind die diskutierten Inputs für beide Fälle allgemein gültig. Der größte Unterschied der Modelle liegt in der Abbildung der Elektromobilität, die jeweils in den folgenden zwei Abschnitten erklärt wird.

### **4.2.1 Elektromobilität**

#### **Arbeitgeberladen (AGL)**

Für die Untersuchung des Arbeitgeberladens wurde ein Firmenparkplatz mit einer gegebenen Anzahl an Stellplätzen angenommen. Da sich der Markt aktuell in der Hochlaufphase befindet und die Marktdurchdringung der Elektromobilität aktuell noch niedrig ist, sollte der Firmenparkplatz in der Lage sein auch sehr geringe EV-Anteile möglichst unverzerrt abbilden zu können. Aus diesem Grund wurde für alle weiteren Betrachtungen des AGLs eine Anzahl von 100 Stellplätzen angenommen. Darüber hinaus wurde davon ausgegangen, dass der Parkplatz auf eine volle Auslastung ausgelegt ist und somit ein Stellplatz einem Mitarbeiterauto entspricht. Anhand der Stellplatzanzahl wurden sowohl die Anzahl ladender EVs, als auch die Größe des Gebäudes abgeschätzt.

Als mittlere zukünftige Marktdurchdringung wurden die prognostizierten Werte des mittleren Elektrofahrzeuganteils des CAM [32] angenommen. Diese liegt im Jahr 2025 bei ca. 11 % und im Jahr 2030 bei ca. 34 %. Die NLL [23] rechnet für das Jahr 2025 mit einer Wahrscheinlichkeit der Ladung am Arbeitsplatz von 88 % und für das Jahr 2030 mit 68 %. Dementsprechend wurde für den betrachteten Parkplatz mit 100 Stellplätzen für das Jahr 2025 von 10 EVs und 2030 von 23 EVs ausgegangen.

Für die Abbildung der EVs standen Fahrprofile, welche im Rahmen des Forschungsprojektes „Ladeinfrastruktur 2.0“ des Fraunhofer IEE [102] erzeugt wurden, zur Verfügung. Diese basieren auf Daten der bundesweiten Mobilitätsbefragung „Mobilität in Deutschland 2017“ [103], welche im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) durchgeführt wurde. Die Fahrprofile sind einem bestimmten Raumtyp nach der RegioStar 7 Systematik zugeordnet [104]. In diesem Fall wurde nur der Typ 7 verwendet, welcher einen mittelgroßen städtischen Raum abbildet und hier als mittlerer Fall angenommen wird. Die Fahrprofile decken verschiedene Fahrzeugklassen ab, deren Charakteristika in Tabelle 4 aufgeführt sind. Die Verteilung der Fahrzeugklassen ergibt sich aus der Häufigkeit der Klassen innerhalb eines Antriebtyps (PHEV oder BEV) nach [17] und wurde mit dem Anteil des Antriebtyps an der Gesamtheit der Elektromobilität nach [32] skaliert.

Tabelle 4: Fahrzeugtypen, Batteriekapazität, Verbrauch und Häufigkeit der verwendeten Fahrzeugprofile. Darstellung nach Referenz [17] auf Datenbasis [103].

Typ	Kapazität [kWh]	Verbrauch [kWh/km]	Häufigkeit [%]	
			2025	2030
<b>BEV Kleinwagen</b>	35,00	0,16	19	24
<b>BEV Kleinwagen (Zweitauto)</b>	25,00	0,16	8	9
<b>BEV Mittelklasse</b>	60,00	0,20	19	24
<b>BEV Mittelklasse (Zweitauto)</b>	50,00	0,20	1	1
<b>BEV Oberklasse</b>	80,00	0,25	6	8
<b>BEV leichtes Nutzfahrzeug</b>	45,00	0,28	3	3
<b>PHEV Kleinwagen</b>	8,80	0,16	2	2
<b>PHEV Kleinwagen (Zweitauto)</b>	8,80	0,16	2	2
<b>PHEV Mittelklasse</b>	11,50	0,20	28	19
<b>PHEV Mittelklasse (Zweitauto)</b>	11,50	0,20	12	8
		<b>Summe</b>		<b>100</b>

Für jedes Szenario wurden 25 unterschiedliche Stichproben mit der jeweiligen EV-Anzahl untersucht<sup>2</sup>. Diese wurden randomisiert aus einem Pool von insgesamt 1761 Fahrzeugprofilen gezogen. Um die Stichproben so repräsentativ wie möglich zu gestalten, wurde den Fahrprofilen nach ihrem Fahrzeugtyp und nach der Pendeldistanz zum Arbeitsplatz ein Gewichtungsfaktor zugewiesen, der beide Häufigkeitsverteilungen abbildet und bei der randomisierten Ziehung berücksichtigt wurde. Die Häufigkeitsverteilung der Pendeldistanz zur Arbeitsstätte ist in Tabelle 5 aufgeführt und basiert ebenfalls auf Daten der „Mobilität in Deutschland 2017“-Umfrage [103].

Tabelle 5: Häufigkeitsverteilung der Pendeldistanzen zum Arbeitsplatz. Datengrundlage [103].

Pendeldistanz [km]	Häufigkeit [%]	Pendeldistanz [km]	Häufigkeit [%]
<b>Unter 0,5</b>	0,7	<b>10 bis 20</b>	26,9
<b>0,5 bis 1</b>	2,0	<b>20 bis 50</b>	22,7
<b>1 bis 2</b>	4,7	<b>50 bis 100</b>	4,3
<b>2 bis 5</b>	16,6	<b>Über 100</b>	0,8
<b>5 bis 10</b>	21,2	<b>Summe</b>	<b>100</b>

Da in der Realität nicht jedes EV in der Lage ist mit jeder Leistung zu laden, wurde den verwendeten Profilen im letzten Schritt eine maximale Ladeleistung zugewiesen. Die Zuweisung erfolgte erneut randomisiert und gewichtet, nach einer Häufigkeit je Fahrzeugklasse, wobei Werte des Reiner Lemoine Instituts für das Jahr 2025 [20] verwendet wurden, welche in Tabelle 6 aufgeführt sind. Die Klasse „BEV leichtes Nutzfahrzeug“ wurde hierbei wie ein Oberklassefahrzeug behandelt.

<sup>2</sup> Im Vorhinein wurden Szenarien mit 10, 25 und 40 Stichproben untersucht. Dabei wurden große Unterschiede zwischen einer Anzahl von 10 und 25 Stichproben festgestellt, jedoch nur geringe Unterschiede zwischen 25 und 40 Stichproben. Aufgrund begrenzter Rechenleistung wurden daher 25 Stichproben verwendet.

Tabelle 6: Häufigkeitsverteilung der maximalen AC-Ladeleistungen nach Fahrzeugklassen. Datengrundlage [20].

	Kleinwagen		Mittelklasse		Oberklasse	
	BEV	PHEV	BEV	PHEV	BEV	PHEV
<b>AC 3,7 kW</b>	35 %	75 %	20 %	50 %	0 %	40 %
<b>AC 11 kW</b>	60 %	25 %	72,5 %	48 %	90 %	55 %
<b>AC 22 kW</b>	5 %	0 %	7,5 %	2 %	10 %	5 %

Die gezogenen Profile enthalten neben Informationen zu Batteriekapazität, Verbrauch und maximaler Ladeleistung auch Informationen zum Mobilitätsverhalten des jeweiligen EVs in Form von Zeitreihen. So gibt eine Mobilitätszeitreihe Aufschluss darüber, welche Strecke zu welchem Zeitschritt zurückgelegt wird, und eine weitere Zeitreihe darüber, welches Ziel jede Strecke hat. Ist die zurückgelegte Distanz eines Zeitschritts gleich null, so wird angenommen, dass das EV an seinem Ziel parkt. Sofern dieses Ziel der Arbeitgeber ist, so steht das EV grundsätzlich zur Ladung zur Verfügung.

Aus Systemperspektive lassen sich EVs gut als Batteriespeicher begreifen, die beim Zurücklegen einer Strecke entladen werden und bei Anwesenheit am Arbeitsplatz aufgeladen werden können. Der Ladezustand  $SOC_{EV}$  kann zwischen 0 und 1 liegen und wird für jeden Zeitschritt  $m$  nach (4.10) beschrieben.

$$SOC_{EV,m} = SOC_{EV,m-1} + \Delta SOC_{EV,m} \quad (4.10)$$

$SOC_{EV,m-1}$  beschreibt dabei den Ladezustand des vorherigen Zeitschritts und  $\Delta SOC_{EV,m}$  die Ladezustandsänderung. Diese errechnet sich bei der Ladung über (4.11) und bei der Entladung, beziehungsweise Nutzung des Fahrzeugs über (4.12).

$$\Delta SOC_{EV,m} = \frac{(1 - \mu_{Lad}) \cdot p_{Lad,m}}{C_{EV}} \cdot \Delta t \quad (4.11)$$

$$\Delta SOC_{EV,m} = \frac{(1 + \mu_{Ent}) \cdot p_{Ent,m}}{C_{EV}} \cdot \Delta t \quad (4.12)$$

$C_{EV}$  beschreibt hier die Kapazität der Batterie. Bei ihrer Ladung sowie Entladung treten Verluste auf, welche über  $\mu_{Lad}$  und  $\mu_{Ent}$  beschrieben werden. Für beide Verluste wurde ein Wert von 0,1 angenommen. Die Ladeleistung  $p_{Lad}$  wird von der Ladeinfrastruktur vorgegeben bzw. durch Einschränkungen des EVs beschränkt.  $p_{Ent}$  tritt bei der Nutzung des Fahrzeugs auf und errechnet sich aus der pro Zeitschritt zurückgelegten Strecke und dem Verbrauch. Die geringe Selbstentladung, welche Li-Ionen-Batterien in der Realität aufweisen wird in diesem Modell vernachlässigt.

### Kundenparkplatzladen (KPL)

Für den Anwendungsfall Kundenparkplatzladen wurde ein Supermarkt mit einer Verkaufsfläche von 1 000 m<sup>2</sup> angenommen, was in etwa einem durchschnittlichen Deutschen Supermarkt entspricht [105]. In diesem Fall wurde die Anzahl der täglichen EV-Ladungen über den durchschnittlichen Pkw-Querverkehr nach Verkaufsfläche abgeschätzt, für den ein Wert von 48 Pkw pro 100 m<sup>2</sup> angenommen wurde.

Dieser Wert stammt aus einer Mobilitätsuntersuchung im Rahmen des Projekts „E-Ladeinfrastrukturkonzept für die WIRO GmbH in Rostock“ [106]. Über den vom CAM prognostizierten Elektromobilitätsanteil von 11 % (2025) bzw. 34 % (2030) [32], sowie die Ladewahrscheinlichkeit am Anwendungsfall wurden daraus die Anteile der EVs mit Ladebedarf für beide Stützjahre errechnet. Die Ladewahrscheinlichkeiten auf Kundenparkplätzen werden von der NLL mit 50 % im Jahr 2025 und 45 % im Jahr 2030 deutlich geringer eingeschätzt als auf Arbeitgeberparkplätzen [23]. Nach dieser Herangehensweise wurde davon ausgegangen, dass 2025 rund 26 und 2030 etwa 73 tägliche Ladungen stattfinden.

Um diese Ladungen abzubilden, wurden synthetische Ladezeitreihen erzeugt. Hierfür wurden statistische Verteilungen verwendet, denen Auswertungen realer Ladedaten der Jahre 2022 und 2023 eines Unternehmens zugrunde liegen, welches Ladepunkte auf Kundenparkplätzen betreibt. Diese Daten werden im Weiteren als „Kundenparkplatzdaten“ bezeichnet. Aus Geheimhaltungsgründen kann die genaue Herkunft der Kundenparkplatzdaten nicht bekanntgegeben werden, jedoch werden alle für die Erstellung der Zeitreihen und weiterer Annahmen verwendeten Auswertungsergebnisse hier dargelegt.

Es wurde angenommen, dass es bei der Ladung auf Kundenparkplätzen kein Potenzial zum kontrollierten Laden gibt, da die Standzeiten der EVs mit einer mittleren Ladedauer von  $47 \pm 30$  min [Quelle: Kundenparkplatzdaten] hier deutlich geringer sind als mit  $6,8 \pm 0,6$  h auf Arbeitgeberparkplätzen. Die Kundenparkplatzdaten beinhalten darüber hinaus keinerlei Information zu den geladenen Fahrzeugen, deren Verbrauch, Batteriekapazität oder Ladezustand, jedoch zu der verladenen Energiemenge, der Ladedauer und somit der durchschnittlichen Ladeleistung jeder Ladung. Aus diesen Gründen wurde der Ladebedarf in diesem Fall nicht über eine zurückgelegte Distanz, Verbrauch und Umwandlungsverluste ermittelt, sondern direkt über Zeitreihen mittels verladener Energiemengen abgebildet. Dabei wurde für jedes täglich ladende EV eine eigene Zeitreihe erstellt, welche für jeden Tag eine Ladung enthält. Durch eine Kombination mehrerer Zeitreihen wurde die gewünschte Anzahl an EV-Ladungen abgebildet. Im Gegensatz zum AGL, entspricht demnach nicht jede Zeitreihe einem spezifischen Fahrzeug, sondern einer täglichen Ladung. Diese kann jeden Tag einen unterschiedlichen Energiebedarf und Ladeleistung aufweisen und enthält keine Information über das ladende Fahrzeug selbst.

Die erstellten Zeitreihen haben ebenfalls eine zeitliche Auflösung von 15 Minuten. Dabei wurde für jeden Tag ein nach einer Häufigkeitsverteilung gewichteter, zufälliger Ladebeginn gezogen. Die zugrundeliegende Verteilung unterscheidet sich je nachdem, ob es sich um einen Werk- oder einen Samstag handelt. Die auf den Kundenparkplatzdaten basierenden Häufigkeitsverteilungen sind in Abbildung 6 abgebildet und im Anhang unter A2 in tabellarischer Form angehängt. Da aus den Kundenparkplatzdaten hervorgeht, dass an Sonntagen in über 95 %, und an Feiertagen in über der Hälfte der Fälle keine Ladung stattfand, wurden diese Tage vernachlässigt und ihnen keine Ladungen zugewiesen.

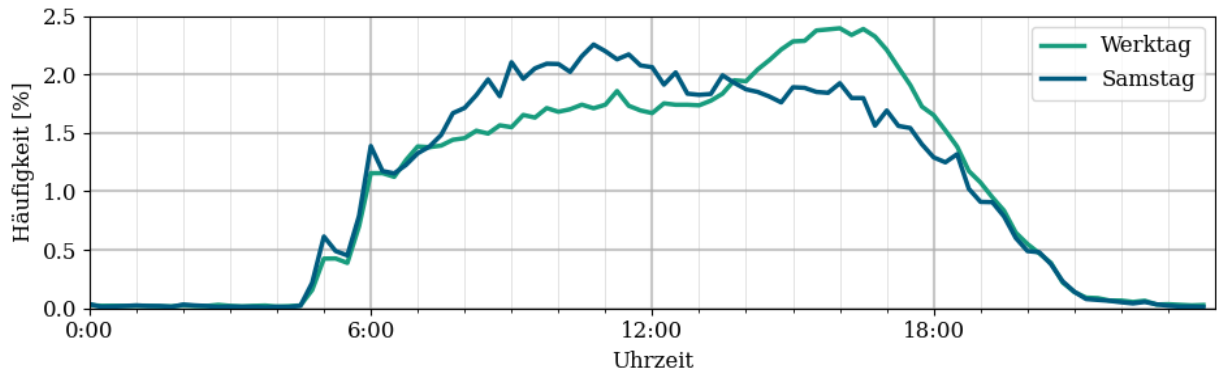


Abbildung 6: Wahrscheinlichkeitsverteilung eines Ladebeginns. Datengrundlage: Kundenparkplatzdaten.

Jedem gezogenen Ladebeginn wurde, dann durch eine randomisierte Ziehung aus einer Häufigkeitsverteilung auf Basis der Kundenparkplatzdaten, eine verladene Energiemenge und eine Ladeleistung zugewiesen. Die Energiemenge und Ladeleistung konnten hier Werte von 2,5; 5; 10; 15; 20; 25; 30; 35; 40; 45 und 50 kWh bzw. kW annehmen<sup>3</sup>. Die Verteilung der Ladeleistung ist dabei abhängig von der zuvor gezogenen Energiemenge. Ist diese hoch, ist es weniger wahrscheinlich eine geringe Ladeleistung zu ziehen und umgekehrt. Ab dem Ladezeitpunkt geschieht nun ein Ladevorgang mit der gezogenen Ladeleistung, bis die gewünschte Energiemenge erreicht ist. Die visualisierten Häufigkeitsverteilungen werden in Abbildung 7 gezeigt und sind ebenfalls in tabellarischer Form im Anhang unter A2 zu finden.

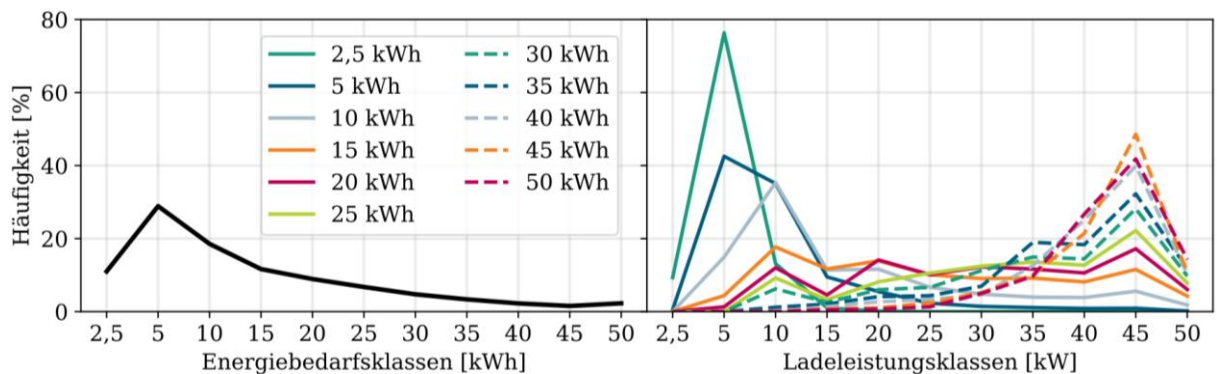


Abbildung 7: Häufigkeitsverteilungen der Energiebedarfsklassen (links) und Ladeleistungsklassen (rechts). Für jede Energiebedarfsklasse gilt für die Ladeleistung eine eigene Häufigkeitsverteilung. Datenbasis: Kundenparkplatzdaten.

Da aus den Kundenparkplatzdaten des Weiteren hervorgeht, dass samstags im Durchschnitt das 1,35-Fache der durchschnittlichen Ladungen stattfindet, wurden zusätzliche Profile erstellt, denen nur samstags ein Ladebedarf zugeordnet wurde. Um dieses Verhalten abzubilden wurden diese mit den vollständigen Zeitreihen kombiniert. Bei beispielsweise 20 Ladungen pro Tag wurden also 20 „Normal“- und 7 „Samstags“-Zeitreihen verwendet. Aus Konsistenzgründen mit dem Anwendungsfall AGL wurden beim KPL ebenfalls jeweils 25 Stichproben untersucht.

<sup>3</sup> Alle Energiemengen über 50 kWh machen in den Kundenparkplatzdaten zusammen einen Anteil von knapp über 1 % aus, weshalb diese vernachlässigt und der der Klasse 50 kWh zugeordnet wurden. Ladeleistungen über 50 kW haben mit ca. 0,3 % einen noch geringeren Anteil, weshalb ebenso vorgegangen wurde.

## 4.2.2 Ladepunkte

EVs mit Ladebedarf werden sowohl beim AGL, als auch beim KPL auf eine gegebene Anzahl an Ladepunkten verteilt. Dabei gilt das Prinzip *first come, first serve*: Ankommende EVs werden nacheinander einem freien Ladepunkt zugewiesen und belegen diesen, bis sie wegfahren. Hat ein EV Ladebedarf, sind jedoch bereits alle Ladepunkte von früher ankommenden EVs belegt, so parkt es ohne geladen zu werden. Beim AGL wird angenommen, dass EVs ab Unterschreitung eines SOC von 40 % Ladebedarf haben, während beim KPL jeder Ladeeintrag einem Bedarf entspricht.

Ist ein EV des Anwendungsfalles AGL einem Ladepunkt zugewiesen, gibt es die Möglichkeit der unkontrollierten und der kontrollierten Ladung. Unkontrolliert heißt hierbei, dass das EV sofort nach der Ankunft anfängt mit der ihm maximal möglichen Leistung zu laden und die Ladung erst beendet, sobald entweder die Batterie vollgeladen ist oder es wegfährt. Wird dagegen kontrolliert geladen, so hat das Optimierungssystem die Möglichkeit die Ladung zu beliebigen Zeiten innerhalb der Anwesenheit durchzuführen. Implizit setzt dies voraus, dass dem EMS bekannt ist wann das EV wieder abfährt. Im Anwendungsfall KPL wird aufgrund der kurzen Standzeiten jeder Ladebedarf sofort gedeckt.

Für die Ladepunkte des AGLs wurden Maximalleistungen von 22 kW und für die des KPLs von 50 kW angenommen (siehe 2.1.3). Beim AGL wurden dabei bevorzugt Wallboxen verwendet. Die angenommenen CAPEX, OPEX und Lebensdauern sind in Tabelle 7 zusammengestellt. Eine weitere Annahme ist dabei, dass Ladeeinrichtungen nicht nur die maximale, sondern auch geringere Leistungen bereitstellen können. Die Werte des AGLs basieren hierbei auf eigenen Annahmen, denen die in Tabelle 1 zu findende Kostenzusammenstellung zugrunde liegt, und die Werte des KPLs auf Annahmen anhand der Quelle [26], welche die Kostenverteilung von Schnellladeinfrastruktur untersucht.

Tabelle 7: Annahmen zu Kosten und Lebensdauern von Ladeeinrichtungen. Annahmen auf Datenbasis: [15, 19, 24 bis 28]

	Ladeleistung	Ausführung	CAPEX	OPEX	Lebensdauer
AGL	22 kW	(private) Wallbox	2500 €	250 €/Jahr	10 Jahre
	22 kW	(öffentliche) Ladesäule	7500 €	500 €/Jahr	15 Jahre
KPL	50 kW	(öffentliche) Ladesäule	40 000 €	3000 €/Jahr	15 Jahre

Für alle im weiteren Verlauf untersuchten EV-Anzahlen, bzw. täglichen Ladungen, wurde die benötigte Ladepunktanzahl im Vorhinein untersucht. Hierzu wurden die gezogenen Stichproben der jeweiligen EV- oder Ladungsanzahl mit der jeweils gleichen Anzahl an Ladepunkten unkontrolliert geladen. Die Ladepunktanzahl wurde dann als ausreichend angesehen, wenn die Einschränkung der verladenen Energiemenge im Mittel aller Stichproben einen bestimmten Anteil der maximal verladbaren Energie nicht übersteigt. Beim AGL wurde eine maximale Einschränkung von 5 % und beim KPL von 25 % gewählt. Darüber hinaus wurden weitere, von den hier getroffenen Annahmen unabhängige EV- bzw. Ladungsanzahlen untersucht, um allgemeine Aussagen treffen zu können.

### 4.2.3 Gebäudelast

Neben der Elektromobilität stellt die Gebäudelast beider Anwendungsfälle eine wichtige elektrische Last dar. Um diese abzubilden wurde die Gebäudefläche eines Arbeitgebers, sowie Supermarktes abgeschätzt, und auf deren Basis jeweils ein elektrisches Lastprofil in 15-minütiger Auflösung erstellt. Bei diesen Lasten handelt es sich um nicht flexible Verbraucher, was bedeutet, dass ihr Leistungsbedarf zu jeder Zeit gedeckt werden muss.

Die angenommene Gebäudefläche des Arbeitgebers wurde anhand der Stellplatzanzahl abgeschätzt. Diese kann in der Realität je nach Gebäude stark schwanken, jedoch finden sich in den Stellplatzsatzungen deutscher Bundesländer und Kommunen Richtwerte für die Stellplatzanzahl pro Quadratmeter Nettonutzfläche. Auch hier variieren die Richtwerte je Bundesland, bzw. Kommune. Als mittlere Spanne kann jedoch für Bürogebäude etwa mit einem Stellplatz pro 30 bis 40 m<sup>2</sup> Nutzfläche gerechnet werden. Diese Angabe findet sich für Bürogebäude beispielsweise in den Satzungen für die Länder Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Sachsen [107 bis 109]. Aus diesem Grund wurde für den betrachteten Arbeitgeber ein Bürogebäude mit 3500 m<sup>2</sup> Nettonutzfläche angenommen. Für die Abschätzung der Dachfläche, welche zur Errechnung der maximalen PV-Kapazität nach (2.11) notwendig ist, wurde ein Wert von 1100 m<sup>2</sup> angenommen, welcher wiederum auf den Annahmen eines Nutzflächenfaktors von 0,8 [110] und einer Anzahl von vier Stockwerken beruht.

Beim KPL erfolgte die Schätzung anhand der angenommenen Verkaufsfläche. Auf Basis der Voreinstellungen des zum Erstellen der Lastprofile verwendeten Tools (siehe nächsten Abschnitt), welche Standardfälle nach der Schweizer Norm SIA 2023:2025 abbilden, wurde angenommen, dass 75 % der zu Verfügung stehenden Fläche als Verkaufsfläche (inkl. Verkehrsfläche) genutzt wird. Somit ergibt sich für einen Supermarkt eine Gesamtfläche von 1333 m<sup>2</sup>. Unter der Annahme eines einzigen Stockwerks, entspricht die Gesamtfläche somit auch etwa der Dachfläche des Gebäudes. In den erwähnten Stellplatzsatzungen finden sich für Verkaufsstätten Richtwerte, welche in den meisten Fällen bei einem Stellplatz pro 10 bis 20 m<sup>2</sup> Verkaufsfläche liegen [107 bis 109]. Für einen Supermarkt mit 1000 m<sup>2</sup> Verkaufsfläche wurden auf dieser Basis 75 Stellplätze angenommen.

Anhand dieser Annahmen wurden elektrische Lastprofile mit dem *SynPRO Simulator* des Fraunhofer ISE erstellt [111]. Für das Bürogebäude wurde der Zonen-Typ „Verwaltung“ und für das Verkaufsbäude der Typ „Verkauf“ nach der Schweizer Norm SIA 2023:2015 verwendet. Die genauen Einstellungen sind im Anhang unter A3 beigefügt. Das resultierende Lastprofil des Bürogebäudes weist einen jährlichen Stromverbrauch von 191,3 MWh, sowie eine jährliche Spitzenlast von 79,0 kW auf. Für das Lastprofil des Supermarktes liegen diese Werte bei 409,9 MWh und 78,9 kW. Der mittlere Leistungsbedarf der verwendeten Profile ist, unterteilt nach Sommer-, Übergangs- und Wintermonaten, in Abbildung 8 dargestellt.

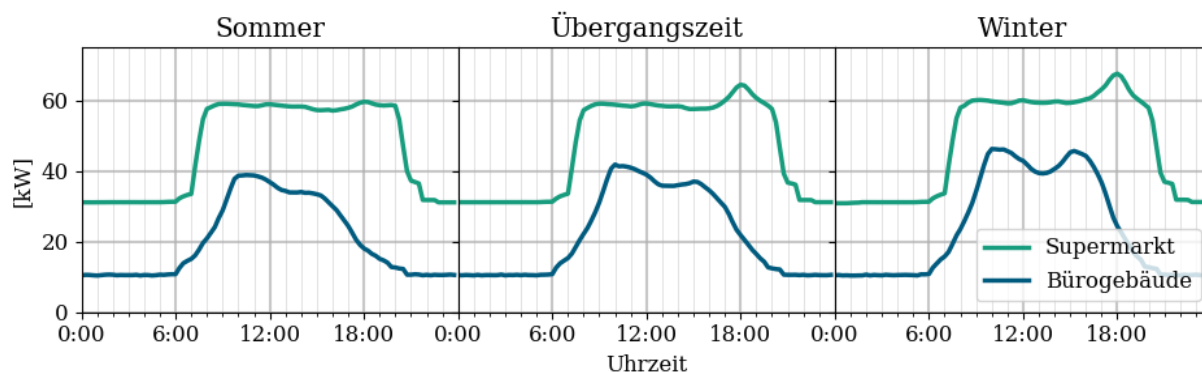


Abbildung 8: Mittlerer täglicher Leistungsbedarf der verwendeten Gebäudeprofile.

#### 4.2.4 Netzanschluss und Stromversorgung

Das Anlagensystem verfügt in allen betrachteten Szenarien über einen Netzanschluss und kann demnach Netzstrom beziehen. Dabei wird jedoch unterschieden, ob die Ladeinfrastruktur an den NAP des Gebäudes mit angeschlossen, oder ob ein eigener NAP errichtet wird. Im Modell werden dabei alle Anlagenbestandteile hinter dem NAP betrachtet. Verfügt die Ladeinfrastruktur über einen eigenen NAP wird die Gebäudelast demnach im Modell nicht berücksichtigt. Da jeder NAP eine maximal vorgehaltene Anschlussleistung besitzt, gibt es darüber hinaus im Modell die Möglichkeit, die maximal aus dem Netz bezogene Leistung zu beschränken (NAPmax). Ist dies der Fall, kann es dazu kommen, dass der Energiebedarf der EVs zeitweise nicht vollständig gedeckt werden kann. Da Gebäudelasten unflexible Verbraucher darstellen, dürfen diese durch beschränkte Netzleistungen nicht beeinflusst werden. Die Anschlussleistung muss demnach immer über der Spitzenlast des jeweiligen Gebäudes liegen.<sup>4</sup>

Nicht öffentliche Ladepunkte auf Niederspannungsebene sind nach § 14a EnWG ab 2025 zu einer netzdienlichen Steuerung verpflichtet (siehe 2.5.5). Aufgrund einer unbekanntenen Netzsituation wurden die Anforderungen des Paragraphen über ein statisches Steuern abgebildet, wobei tägliche Sperrzeiten von 11:00 bis 13:00 Uhr und 17:30 bis 19:30 Uhr verwendet wurden. Grundlage dieser Annahme ist die in Abbildung 2 gezeigte, mittlere Netzauslastung auf Niederspannungsebene [48]. In den genannten Zeiten wird die Netzanschlussleistung im Modell auf 3,7 kW pro Ladepunkt begrenzt. Die Verpflichtung zu einer netzdienlichen Steuerung gilt dabei nur für das AGL, da die Ladepunkte des KPL als öffentlich im Sinne der LSV angenommen werden. Darüber hinaus wird angenommen, dass die Regelungen des Paragraphen in Zukunft nur für SPL-Kunden gelten, da sich die in den Eckpunktepapieren der BNetzA diskutierte Netzentgeltreduzierung ausdrücklich anhand der Netzentgelte ohne rLM-Abrechnung berechnet, und die diskutierten Regelungen stark auf Haushaltskunden angepasst sind [99, 100].

<sup>4</sup> Durch einen beschränkten NAP kann der Energiebedarf in manchen Fällen nicht gedeckt werden. Dies führt zu einer unausgeglichene Leistungsbilanz und zu einer Verletzung der Bedingung (4.8), wodurch das Optimierungsproblem unlösbar wird. Um dies zu umgehen, wurde eine weitere „Notstromquelle“, mit hohem Strompreis von 50 €/kWh eingeführt. Alle von diesem Erzeugter bereitgestellten Energiemengen und verursachten Kosten wurden im Nachhinein rausgerechnet, sodass die Ergebnisse eine beschränkte Energieversorgung abbilden.

Für die 22-kW-Ladepunkte des AGLs wurde ein Anschluss auf Niederspannungsebene und für die 50-kW-Schnellladepunkte des KPLs auf Mittelspannungsebene angenommen. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Anschluss der jeweiligen Gebäude auf der gleichen Netzebene erfolgt.

Tabelle 8: Annahmen zu Strompreisen, staatlichen Abgaben und Netzentgelten. Datengrundlage: [78, 112 bis 115]

			2025	2030
	<b>Strompreis (GHD)</b>	[ct/kWh]	10,3	7
	<b>Staatliche Abgaben</b>	[ct/kWh]	3,535	3,525
<b>Niederspannung</b>	<b>GP SLP</b>	[€/Jahr]	58	72
	<b>AP SLP</b>	[ct/kWh]	6,9	7,6
	<b>LP rLM 1</b>	[€/kW]	25	29
	<b>AP rLM 1</b>	[ct/kWh]	7,1	8,2
	<b>LP rLM 2</b>	[€/kW]	137	160
	<b>AP rLM 2</b>	[ct/kWh]	2,6	3
<b>Mittelspannung</b>	<b>LP rLM 1</b>	[€/kW]	18	21
	<b>AP rLM 1</b>	[ct/kWh]	5,6	6,7
	<b>LP rLM 2</b>	[€/kW]	135	159
	<b>AP rLM 2</b>	[ct/kWh]	0,9	1

Je nach Abrechnung des Netzentgelts (SLP oder rLM) und Spannungsebene setzen sich die Kosten bei Netzbezug aus unterschiedlichen Komponenten zusammen, welche in Tabelle 8 aufgeführt sind. Der angegebene Strompreis gilt dabei für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und stammt aus einer Vollkostenrechnung im Rahmen des „Own-PV Outlook“ Projekts, welche wiederum auf dem EEG-Rechner des Öko-Instituts [112] basiert und zuletzt durch die beiden Masterarbeiten [113] und [114] aktualisiert wurde. Die prognostizierten Strompreise bilden dabei das „Own-PV Szenario“ ab, welches einen Kohleausstieg bis 2030 annimmt. Der zugrundeliegende Strommix dieses Szenarios ist im Anhang unter A7 beigefügt. Für die zu zahlenden staatlichen Abgaben wurde konstant die unter 2.4.2 diskutierte Höhe angenommen.

Die angenommenen Netzentgelte basieren auf eigenen Auswertungen realer Netzentgelte der Jahre 2010 bis 2022 [115]. Die zugrundeliegenden Auswertungen finden sich unter A4 im Anhang, wobei für die hier aufgeführten Werte angenommen wurde, dass sich die zu erkennenden Trends steigender Netzentgelte in Zukunft weiterhin linear fortsetzen. Bei einer Abrechnung nach rLM wurde im Optimierungsmodell lediglich das Netzentgelt 1 verwendet. In Fällen, in denen die Benutzungsdauer über 2 500 h liegt, wird jedoch das entsprechend gültige Netzentgelt 2 im Nachhinein bei der Berechnung der Gesteungskosten verwendet. Da der bei SLP-Abrechnung zu zahlende, jährliche GP jeweils unter 100 € liegt, wurde dieser in den Rechnungen vernachlässigt. Für Szenarien mit einer netzdienlichen Steuerung, bzw. Sperrzeiten, wurde die damit einhergehende Netzentgeltreduktion nach dem Modul 2 gewählt und der AP bei SLP-Abrechnung um 60 % reduziert. Die Reduktion des APs wird dabei bei der Optimierung berücksichtigt, um die Anlagenbestandteile anhand der gültigen Stromkosten zu dimensionieren.

## 4.2.5 Photovoltaik

Zur Erstellung von PV-Erzeugungszeitreihen wurde ein in im Rahmen des Projektes SystemKontext entwickeltes Tool des Fraunhofer IEE [116] verwendet. Der Software liegt ein physikalisches Modell zugrunde, welches Zeitreihen anhand meteorologischer Inputdaten, Standort, Modulneigung und –Ausrichtung errechnet. Der grundlegende Aufbau des Tools ist in Abbildung 9 schematisch dargestellt.

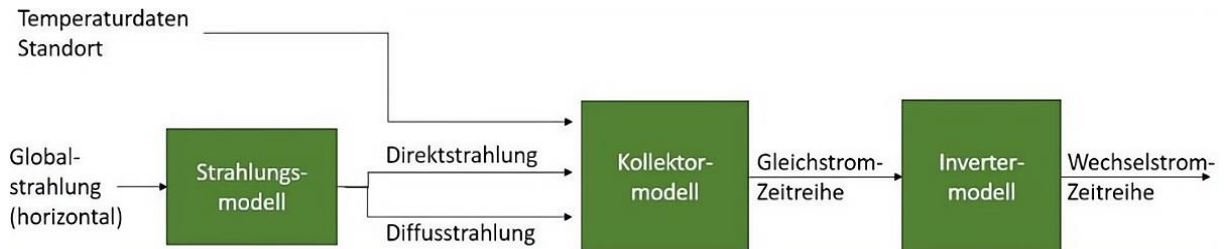


Abbildung 9: Aufbau des Zeitreihenmodells aus dem Projekt SystemKontext des Fraunhofer IEE. Quelle: [116]

Im ersten Schritt zerlegt ein Strahlungsmodell die Globalstrahlung in deren Anteile direkter und diffuser Strahlung. Diese dienen zusammen mit Temperatur-, Neigungs- und Ausrichtungsdaten als Input für ein Kollektormodell, welches eine DC-Zeitreihe ausgibt. Dabei werden die temperaturabhängige Moduleffizienz in Abhängigkeit der Nenneffizienz und weitere Verluste von insgesamt 7,3 % berücksichtigt. Die direkte Strahlung auf dem geneigten Modul errechnet sich nach (2.6), der diffuse Anteil nach dem *Perez Diffuse Radiation Model* [117] und der reflektierte Anteil nach (2.8) mit einem Ableadowert von 0,2. Die DC-Zeitreihe wird dann im letzten Schritt durch ein Wechselrichtermodell in eine AC-Zeitreihe umgewandelt. Die resultierende, auf 1 kWp normierte Zeitreihe kann nun mit der Nennleistung einer bestimmten PV-Anlage multipliziert werden, um deren Erzeugung abzubilden.

In dieser Arbeit wurden Süd-ausgerichtete PV-Anlagen mit 30° Neigung, sowie um 10° geneigte Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung, betrachtet. Als Standort diente dabei die Stadt Dresden, da deren Einstrahlung der einer typischen deutschen Stadt entspricht [101]. Für das Wetterjahr wurde 2012 verwendet, da es aufgrund einer besonders langen Kaltperiode eine Extremsituation darstellt [17]. Die spezifischen jährlichen Erträge der resultierenden Zeitreihen liegen bei einer Süd-Ausrichtung bei 1005,1 kWh/kWp und einer Ost-West-Ausrichtung bei 845,4 kWh/kWp. Die mittlere PV-Erzeugung der auf 1 kWp normierten Zeitreihen wird in Abbildung 10 gezeigt.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Es ist zu erwähnen, dass die verwendeten Zeitreihen für unterschiedliche Zeitzonen gelten und somit um eine Stunde zueinander verschoben sind. Die Gebäudelastprofile, Ladezeitreihen des KPL, und Sperrzeiten gelten für die Zeitzone UTC+1, die EV-Zeitreihen des AGL sowie die PV-Profile jedoch für UTC±0. Letztere sind dadurch der Deutschen Zeitzone (UTC+1) eine Stunde voraus. Leider fiel dieser Fehler im Laufe der Arbeit zu spät auf, wodurch er nicht mehr behoben werden konnte. Der mögliche Einfluss auf die Ergebnisse wird in 6.5 diskutiert.

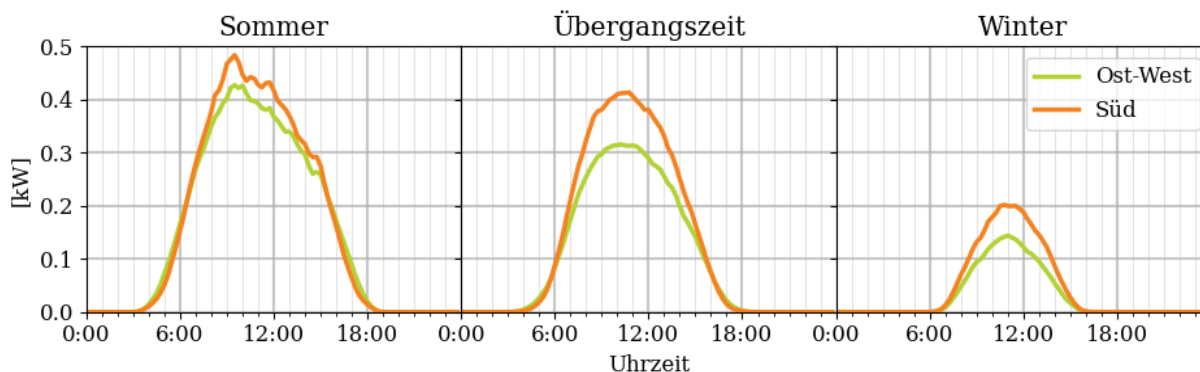


Abbildung 10: Mittlere, auf 1 kWp normierte, Erzeugung der verwendeten PV-Zeitreihen. Datenbasis: [116]

Bei den beiden betrachteten Anwendungsfällen wird davon ausgegangen, dass die Gebäude über ein Flachdach verfügen. Die maximal installierbare PV-Nennleistung ergibt sich demnach für Aufdach-PV-Anlagen nach (2.11), wobei für die verfügbare Fläche  $A_{hor}$  die unter 4.2.3 genannten Dachflächen des jeweiligen Anwendungsfalls verwendet wurden. Für den Flächennutzungsgrad  $f_{Nutz}$  wurde bei einer Süd-Ausrichtung ein Wert von 0,45 angenommen und bei einer Ost-West Ausrichtung ein Wert von 0,8. Für PPV-Anlagen ergibt sich die maximale Nennleistung nach (2.12). Dabei wird angenommen, dass nur die Parkfläche selbst überdacht wird, und dass die Verkehrswege zwischen den Parkreihen genug Abstand bieten um Verschattungen zu vermeiden. Pro Parkplatz wird mit einer Größe von 12,5 m<sup>2</sup> (2,5 m · 5 m) gerechnet. Die resultierenden maximalen PV-Dimensionierungen der jeweiligen Anwendungsfälle finden sich in Tabelle 9, wobei die Ergebnisse gerundet wurden. Restverschattungen bei niedrigen Sonnenwinkeln werden im Modell vernachlässigt.

Tabelle 9: Annahmen für die maximale Dimensionierung von Photovoltaikanlagen.

		Süd-Ausrichtung	Ost-West-Ausrichtung
<b>Arbeitgeber</b>	<b>Aufdachanlage</b>	100 kWp	175 kWp
	<b>Parkplatzanlage</b>	290 kWp	250 kWp
<b>Kundenparkplatz</b>	<b>Aufdachanlage</b>	120 kWp	215 kWp
	<b>Parkplatzanlage</b>	215 kWp	190 kWp

Die angenommenen CAPEX, OPEX und Lebensdauern beider PV-Ausführungen sind in Tabelle 10 zu finden, wobei diese für die gesamte Anlage inklusive Modulen, Wechselrichter, Installation, etc. gelten.

Tabelle 10: Kosten- und Lebensdauerannahmen von Photovoltaikanlagen. Datenbasis: [63, 64, 118]

	CAPEX	Jährliche OPEX	Lebensdauer
<b>Aufdachanlage</b>	1075 €/kWp	22,5 €/kWp	30 Jahre
<b>Parkplatzanlage (PPV)</b>	2500 €/kWp	50 €/kWp	30 Jahre

Die Annahmen für die Aufdachanlage basieren auf Prognosen des Fraunhofer ISE [118], während denen der Parkplatz-Ausführung Experteneinschätzungen zugrunde liegen [63, 64]. Überschüssiger PV-Strom kann im Modell für 6,2 ct/kWh ins Stromnetz eingespeist werden. Das entspricht der aktuellen Einspeisevergütung, bzw. Marktprämie für PV-Anlagen zwischen 40 und 750 kWp nach dem EEG [68].

## 4.2.6 Batteriespeicher

Eine Möglichkeit den Eigenverbrauch des Solarstroms zu erhöhen oder Spitzen der netzbezogenen Leistung zu vermeiden bietet ein Batteriespeicher. Dieser kann sowohl Strom aus der PV-Anlage als auch aus dem Netz zwischenspeichern. Als Stand der Technik wird hier Li-Ionen-Technologie angenommen. Die Implementierung im Simulationssystem erfolgt analog zu der der EV-Batterien, welche in Abschnitt 4.2.1 beschrieben ist. Der Ladezustand  $SOC_{Bat}$  ergibt sich damit ebenfalls aus den Gleichungen (4.10) bis (4.12). Als Lade- und Entladeverluste  $\mu_{Lad/Ent}$  wurden 8 % und 7,5 % angenommen, was in etwa einem Gesamtwirkungsgrad von rund 85 % entspricht [119]. Als Dimensionierungsobergrenze wurde eine Kapazität  $C$  verwendet, welche die Maximalleistung der Ladeinfrastruktur für zwei Stunden bereitstellen kann. Der Speicher kann mit einer C-Rate von 1 ge- und entladen werden, was bedeutet, dass der Wert der Maximalleistung in kW dem der Kapazität in kWh entspricht.

Als CAPEX wurden 800 €/kWh verwendet, wobei jährlich 16 €/kWh an OPEX anfallen. Für die kalendarische Lebensdauer wurde ein Wert von 15 Jahren gewählt. Diese Annahmen basieren auf Werten des *Fraunhofer ISE* [118] für Batteriespeicher für PV-Großdachanlagen. Die Standverluste, sowie Alterung und Verschleiß des Batteriespeichers wurden ebenfalls vernachlässigt.

## 4.3 Betrachtung verschiedener Szenarien

Um Geschäftsmodelle für die betrachteten Anwendungsfälle zu entwickeln wurden verschiedene Szenarien, Anlagenkonstellationen und Varianten untersucht. Die beste Anlagenkonstellation eines Szenarios dient dann als dessen Geschäftsmodell. Die Szenarien unterscheiden sich nach NAP der Ladeinfrastruktur und Ausführung der PV-Anlage. Für jedes Szenario wird eine einheitliche Netzebene und Abrechnungsart des Netzentgeltes angenommen. Innerhalb jedes Szenarios werden dann verschiedene Anlagenkonstellationen untersucht. Diese beinhalten die Möglichkeit kontrolliert zu Laden, die Installation eines Batteriespeichers, die Begrenzung der Netzanschlussleistung oder die Verwendung von Sperrzeiten. Für alle untersuchten Anlagenkonstellationen wurden die Varianten ohne PV-Anlage als Referenz, mit Ost-West-ausgerichteter und mit Süd-ausgerichteter PV-Anlage untersucht.

Da es sich bei der Erstellung der Geschäftsmodelle um einen iterativen Prozess mit vielen Vorabrechnungen handelt, und sich sinnvolle Anlagenkonstellationen nach Szenario unterscheiden können, werden nur Ergebnisse ausführlich ausgewertet, welche einen Mehrwert zum Verständnis der bei der Ladung auftretenden Dynamiken bieten. Auf Ergebnisse aus Vorabrechnungen wird lediglich soweit eingegangen, wie diese die Auswertung gezeigter Ergebnisse rechtfertigen. Welche genauen Anlagenkonstellationen untersucht wurden, wird daher am Anfang der Ergebnisse jedes Szenarios aufgeführt.

Die wichtigsten Kenngrößen der untersuchten Szenarien beider Anwendungsfälle sind in Tabelle 11 aufgeführt. Für einen Anschluss der Ladeinfrastruktur an einem eigenen NAP mit Aufdachanlage

(AGL2 und KPL2) wurde dabei angenommen, dass lediglich die Hälfte der verfügbaren PV-Fläche der EV-Ladung zur Verfügung gestellt wird.

Tabelle 11: Übersicht der untersuchten Szenarien beider Anwendungsfälle.

<b>Arbeitgeberladen (AGL)</b>			
<b>Ladeinfrastruktur</b>	22 kW Wallboxen		
<b>Optimierungskriterium</b>	Die an EVs verladene Energiemenge darf durch die Anzahl der Ladepunkte maximal um 5 % beschränkt werden		
<b>Ladeinfrastruktur</b>	Die an EVs verladene Energiemenge darf durch die Anzahl der Ladepunkte maximal um 5 % beschränkt werden		
<b>Netzebene</b>	Niederspannung		
	<b>AGL1</b>	<b>AGL2</b>	<b>AGL3</b>
<b>Netzanschlusspunkt</b>	Gebäudenetz	Eigener NAP	Eigener NAP
<b>Ausführung PV</b>	Aufdachanlage	Aufdachanlage	Parkplatzanlage
<b>Abrechnung Netzentgelt</b>	rLM	SLP	SLP
<b>Max. Nennleistung PV</b>	175 kWp (Ost-West) 100 kWp (Süd)	85 kWp (Ost-West) 50 kWp (Süd)	250 kWp (Ost-West) 290 kWp (Süd)
<b>Max. Kapazität Speicher</b>	88 kWh (2025) 132 (2030)	88 kWh (2025) 132 (2030)	88 kWh (2025) 132 (2030)
<b>Kundenparkplatzladen (KPL)</b>			
<b>Ladeinfrastruktur</b>	50 kW Ladesäulen		
<b>Optimierungskriterium</b>	Die an EVs verladene Energiemenge darf durch die Anzahl der Ladepunkte maximal um 25 % beschränkt werden		
<b>Ladeinfrastruktur</b>	Die an EVs verladene Energiemenge darf durch die Anzahl der Ladepunkte maximal um 25 % beschränkt werden		
<b>Netzebene</b>	Mittelspannung		
	<b>KPL1</b>	<b>KPL2</b>	<b>KPL3</b>
<b>Netzanschlusspunkt</b>	Gebäudenetz	Eigener NAP	Eigener NAP
<b>Ausführung PV</b>	Aufdachanlage	Aufdachanlage	Parkplatzanlage
<b>Abrechnung Netzentgelt</b>	rLM	rLM	rLM
<b>Max. Nennleistung PV</b>	215 kWp (Ost-West) 120 kWp (Süd)	105 kWp (Ost-West) 60 kWp (Süd)	190 kWp (Ost-West) 215 kWp (Süd)
<b>Max. Kapazität Speicher</b>	300 kWh (2025) 500 kWh (2030)	300 kWh (2025) 500 kWh (2030)	300 kWh (2025) 500 kWh (2030)

#### 4.4 Berechnung der Gestehungskosten

Die Ladestromgestehungskosten  $LCOE$  werden für alle Betrachtungsjahre separat berechnet. Sie setzen sich aus den Kosten  $K$  und Einnahmen  $G$  der Bestandteile  $j$  zusammen und werden der im jeweiligen Stützjahr genutzten Energie zugerechnet. Je Bestandteil  $j$  bestehen die Kosten grundsätzlich aus dem Anteil der Investitionskosten  $K_{invest}$  und den optimierten und fixen Betriebskosten  $K_{opt}$  und  $K_{fix}$  des jeweiligen Jahres  $t$ . Die Investitionskosten werden hierbei erneut über ihre gesamte Lebensdauer  $L$  mit einem Diskontierungsfaktor  $z$  abgezinst. Die Kosten jedes Anlagen- bzw. Kostenbestandteils lassen sich demnach analog zum Optimierungsproblem nach (4.13) beschreiben.

$$K_j = \frac{K_{Invest,j}}{\sum_{t=0}^{L_j-1} \frac{1}{(1+z)^t}} + K_{opt,j} + K_{fix,j} \quad (4.13)$$

Die Allokation der Kosten unterscheidet sich im Falle eines gemeinsamen NAPs der Ladeinfrastruktur und des Gebäudes, welcher durch den Index  $NAP, Geb$  beschrieben wird, und dem eines eigenen NAPs der Ladeinfrastruktur, für den der Index  $NAP, LI$  verwendet wird. Im Ersten Fall werden die Kosten der Stromerzeugung und des Strombezugs sowohl der vom Gebäude bezogenen Energiemenge  $E_{Geb}$ , als auch der an die EVs verladenen Energiemenge  $E_{EV}$ , gemeinsam zugerechnet. Die Kosten der Ladeinfrastruktur  $K_{LI}$  werden allerdings nur  $E_{EV}$  zugerechnet. Die Ladestromgestehungskosten  $LCOE$  errechnen sich in diesem Fall nach (4.14).

$$LCOE_{NAP, Geb} = \frac{K_{Netz} + K_{PV} - G_{Einsp} + K_{Bat} + K_{LP}}{E_{Geb} + E_{EV}} + \frac{K_{LI}}{E_{EV}} \quad (4.14)$$

Im Falle eines eigenen NAPs werden nur Anlagenbestandteile zur Versorgung der Ladeinfrastruktur betrachtet. Das zugehörige Gebäude, sowie dessen Energiebedarf und Versorgungssystem werden hier nicht berücksichtigt und die Berechnung erfolgt nach (4.15), isoliert für die Ladeinfrastruktur.

$$LCOE_{NAP, LI} = \frac{K_{Netz} + K_{PV} - G_{Einsp} + K_{Bat} + K_{LP} + K_{LI}}{E_{EV}} \quad (4.15)$$

Für wirtschaftlich unrentable PV-Anlagen werden ebenfalls die wirtschaftlichen Verluste pro erzeugtem PV-Strom und die maximalen CAPEX für einen gerade noch wirtschaftlichen Betrieb angegeben. Die Berechnungsweise dieser Kennzahlen ist im Anhang unter A5 beigefügt.

## 4.5 Abbildung der Netzdienlichkeit

Die Auswirkungen auf das Stromnetz werden anhand der jährlichen Spitzenlasten, der Dauer und dem zeitlichen Verlauf des Netzbezugs evaluiert. Für alle diese Kenngrößen wurden die aus der Optimierung resultierenden Zeitreihen des Stützjahres 2030 verwendet, da in diesem Jahr aufgrund der höheren Marktdurchdringung der Elektromobilität mit höheren Netzbelastungen gerechnet wird.

Die Spitzenlast gibt dabei einerseits Auskunft darüber, wie stark das Netz maximal durch das betrachtete Anlagensystem belastet wird, andererseits aber auch darüber auf welche Leistung der NAP mindestens dimensioniert sein muss. Steigt die Spitzenlast an einem bestehenden NAP an, kann das potenziell zur Notwendigkeit einer Netzanschlusserweiterung führen. Die Spitzenlasten der PV-Einspeisung werden dabei ebenfalls nicht außer Acht gelassen.

Da die Aussagekraft der jährlichen Spitzenlasten begrenzt ist, wird ebenfalls die Dauer des Netzbezugs evaluiert und eine Jahresdauerlinie erstellt. Dazu wurden die Zeitreihen des Netzbezugs zuerst absteigend nach der Leistung sortiert und dann für jedes Szenario der Mittelwert über alle untersuchten Stichproben gebildet. Aus der resultierenden Zeitreihe ist zu lesen, wie lange der Netzbezug im Mittel bei einer bestimmten Leistung stattfindet. Dabei spricht eine lange Dauer bei hoher Leistung für potenziell schädlichere Auswirkungen auf das Netz, und die Dauer in der der Netzbezug über der Spitzenlast des jeweiligen Gebäudes liegt, für eine potenzielle Überschreitung der Netzanschlussleistung.

Da vor allem das zeitliche Auftreten von Lastspitzen und die aktuelle Netzsituation für die Bewertung der Netzdienlichkeit von Bedeutung sind [46], wird auch der mittlere Netzbezug im Tagesverlauf untersucht. Hierfür wurde der Mittelwert aller untersuchten Stichproben eines Szenarios zu jedem Zeitschritt gebildet. Außerdem wurde nach Sommer- Übergangs- und Wintermonaten<sup>6</sup> unterschieden. Der resultierende Lastverlauf wird dann mit dem in Abbildung 2 gezeigten Verlauf der jeweiligen Netzebene verglichen. Da in diesem Fall durchschnittliche Auslastungen der jeweiligen Netzebenen und keine zeitlich hoch aufgelösten Auslastungssituationen einzelner Netze betrachtet wurden, handelt es sich ebenfalls um potenzielle Netzauswirkungen.

## 4.6 Berechnung der THG-Emissionen und -Quote

Die bei der EV-Ladung emittierten THG-Mengen werden anhand von Emissionsfaktoren des UBA berechnet [58, 120]. Dabei werden, einerseits aus Konsistenzgründen mit der Berechnung der THG-Quote, und andererseits da mit dem Bau von Ladeinfrastruktur entstehende Emissionen schwer abzuschätzen sind, nur die mit der Stromerzeugung verbundenen Emissionen berücksichtigt. Die resultierenden Emissionen werden ebenfalls als Emissionsfaktor  $EF_{Lad}$  angegeben und errechnen sich nach (4.16).

$$EF_{Lad} = EF_{Netz} \cdot x_{Netz} + EF_{PV} \cdot x_{PV} \quad (4.16)$$

$x_{Netz/PV}$  bezeichnet hier den jeweiligen Anteil des Ladestroms aus dem Netz, bzw. aus PV-Erzeugung. Wird im betrachteten Szenario die Gebäudelast berücksichtigt, so bezieht sich der Anteil der Stromherkunft auf das Gesamtsystem. Als Emissionsfaktor für Netzstrom  $EF_{Netz}$  wurde für das Jahr 2025 ein Wert von 341 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub>/kWh und für das Jahr 2030 ein Wert von 78,8 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub>/kWh verwendet. Diesen Werten liegt die Annahme eines Kohleausstieges im Jahr 2030 und ein daraus resultierender Strommix zugrunde, welcher bei der Volkkostenrechnung des OwnPV-Projekts als Basis verwendet wurde [114]. Eine detailliertere Beschreibung der Berechnung ist im Anhang unter A7 zu finden. Für den Emissionsfaktor aus PV-Erzeugung  $EF_{PV}$  wurde ein konstanter Wert von 56,55 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub>/kWh angenommen [58].

$EF_{Ladung}$  wird ebenfalls zur Berechnung der THG-Minderung verwendet und dient nach (2.8) als Emissionsfaktor der untersuchten Variante. Um über diese dann die erzielbaren Erlöse zu errechnen, wird ein konstanter Quotenpreis von 250 €/t<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub> angenommen [97].

## 4.7 Parametervariation

Um den Einfluss verschiedener Kostenfaktoren auf die LCOE zu ermitteln, wurde eine Parametervariation für die beste Anlagenkonstellation, bzw. das Geschäftsmodell jedes Szenarios durchgeführt. Dabei wurden folgende Kostenparameter jeweils einzeln um 25 % variiert:

---

<sup>6</sup> Diese Unterscheidung umfasst hier jeweils die gesamten Monate wie folgt. Sommermonate: Juni, Juli, August. Übergangsmonate: März, April, Mai, September, Oktober, November. Wintermonate: Dezember, Januar, Februar.

- CAPEX und OPEX der Ladeinfrastruktur
- CAPEX und OPEX PV-Anlage
- CAPEX und OPEX Batteriespeicher (sofern vorhanden)
- Strompreis (inkl. staatlicher Abgaben)
- Netzentgelte (AP und LP)

Darüber hinaus wurde beim AGL untersucht, welchen Einfluss die Installation von Ladesäulen statt Wallboxen auf die LCOE hat.

All diese Variationen wurden anhand der Ergebnisse der Investitions- und Betriebsoptimierung im Nachhinein durchgeführt und geben somit nur Aufschluss darüber, welche Kostenfaktoren sich bei gleichbleibender Dimensionierung der Anlagenbestandteile besonders stark auf deren Wirtschaftlichkeit auswirken. Abgesehen von der Verwendung von Ladesäulen beim AGL lässt sich die Untersuchung somit so interpretieren, dass sich Kosten anders entwickeln als bei Planung der Anlage angenommen.

#### **4.8 Gesteungskosten in der Markthochlaufphase**

Die Entwicklung und Optimierung der Geschäftsmodelle dieser Arbeit erfolgt in erster Linie anhand der für die beiden Stützjahre 2025 und 2030 errechneten LCOE. Sowohl diese, als auch die Anlagendimensionierung basieren dabei auf der Annahme einer bestimmten EV-Anzahl im jeweiligen Stützjahr. Wie unter 2.2.1 diskutiert, befindet sich die Elektromobilität aktuell in der Phase des Markthochlaufs, wobei angenommen wird, dass der Anteil an EVs jährlich steigt (siehe Abbildung 1 auf S. 8). Wird ein Anlagensystem auf eine zukünftige EV-Anzahl ausgelegt, so wird es demnach vor diesem Zeitpunkt unausgelastet betrieben und danach überlastet. Darüber hinaus sind auch die angenommenen Strompreise und deren Bestandteile über die Jahre nicht konstant. Aus diesen Gründen wurde der Verlauf der LCOE jedes Geschäftsmodells in den Jahren von 2023 bis 2030 untersucht.

Dabei wurde angenommen, dass das auf 2025 optimierte Anlagensystem im Jahr 2023 installiert wurde und das auf 2030 optimierte im Jahr 2028, bzw. dass in diesem Jahr zugebaut wird. Die auf die Stützjahre ausgelegten Anlagenkonstellationen und deren Dimensionierung wurden dann übernommen und eine Betriebsoptimierung für die Jahre 2023, 2027 (Auslegungsjahr 2025), 2028 und 2032 (Auslegungsjahr 2030) durchgeführt. Der Zeitraum in dem ein Anlagensystem unverändert betrieben wird, wird im Weiteren als Auslegungszeitraum bezeichnet. Die Annahmen der EV-Ladungen und Strompreisbestandteile sind für die jeweiligen Jahre im Anhang unter A6 beigefügt. Die LCOE der Zwischenjahre, für die keine Betriebsoptimierung durchgeführt wurde, wurden anhand linearer Interpolation berechnet.

## 5 Ergebnisse

### 5.1 Anzahl der Ladepunkte

Im Vorhinein wurde die benötigte Ladepunktzahl beider Anwendungsfälle untersucht. Beim AGL wird dabei angenommen, dass die verladene Energie um maximal 5 % beschränkt werden darf und beim KPL um maximal 25 %. Diese Beschränkung bezieht sich auf die Energiemenge, welche verladen wird, wenn für jedes EV, bzw. jede Ladung ein Ladepunkt bereitgestellt wird. Unter den genannten Bedingungen und getroffenen Annahmen erweisen sich beim AGL vier (2025) bzw. sechs (2030) 22-kW-Ladepunkte als ausreichend und beim KPL drei (2025) bzw. sechs (2030) 50-kW-Ladepunkte.

Darüber hinaus wurden weitere EV-, bzw. Ladungs-Anzahlen getestet, um allgemeine Aussagen zu ermöglichen. Die aus den Ergebnissen erstellten Kurven des optimalen Verhältnisses von Ladepunkten zu EV bzw. Ladung sind für beide Anwendungsfälle in Abbildung 11 aufgeführt.

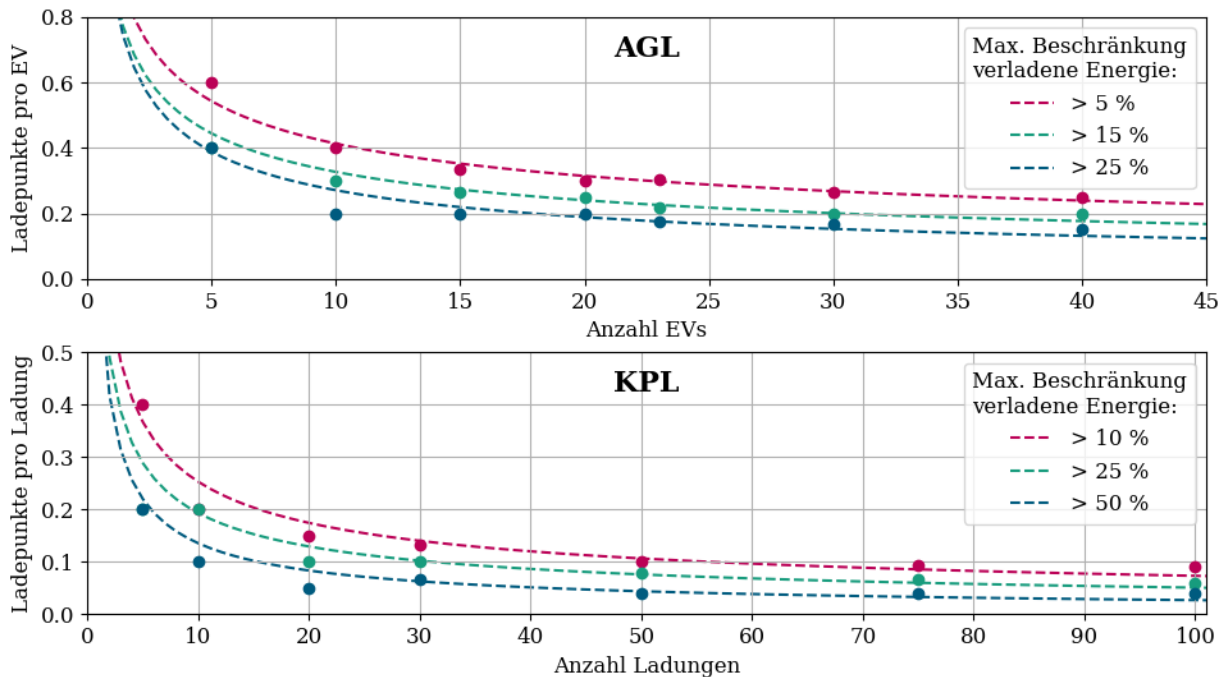


Abbildung 11: Verhältnis benötigter Ladepunkte pro EV bzw. täglicher Ladung in Abhängigkeit der EV- bzw. Ladungs-Anzahl. Die jeweiligen Kurven gelten unter Voraussetzung einer maximalen Beschränkung der verladenen Energiemenge.

Der Grafik ist zu entnehmen, dass die benötigte Ladepunktzahl pro EV, bzw. Ladung in beiden Anwendungsfällen mit steigender Anzahl an EVs bzw. Ladungen sinkt und sich asymptotisch einem Mindestanteil nähert. Besonders bei einer niedrigen Marktdurchdringung der Elektromobilität werden demnach verhältnismäßig viele Ladepunkte benötigt, um den Ladebedarf bestmöglich zu decken. Das mit einer steigenden Durchdringung sinkende Verhältnis ist vermutlich dadurch begründet, dass sich Ladungen vieler EVs zeitlich eher ausgleichen. Ebenfalls zeigt sich, dass die benötigte Anzahl an Ladepunkten weiter reduziert werden kann, sofern in Kauf genommen wird, dass die insgesamt verladene Energiemenge geringfügig mehr beschränkt wird, und somit nicht jede Ladung getätigt werden kann.

## 5.2 Arbeitgeberladen (AGL)

### 5.2.1 AGL1: Anschluss an Gebäudenetz mit PV-Aufdachanlage

Tabelle 12: Ergebnisübersicht des Geschäftsmodells AGL1. Zur Erläuterung der Darstellungsweise siehe <sup>7</sup>.

<b>Kurzbeschreibung Geschäftsmodell</b>	Die Ladeinfrastruktur wird an ein bestehendes Gebäudenetz angeschlossen, wobei kontrolliert mit bis zu 22 kW geladen wird. Dabei bietet die Nutzung von PV-Strom durch eine Substitution teureren Netzstroms Kostenvorteile. Das Netzentgelt wird nach rLM abgerechnet. Durch eine kontrollierte Ladung lassen sich EV-Bedarfe zeitlich verschieben, wodurch hohe Spitzenlasten vermieden, und Kosten weiter reduziert werden können.		
<b>Anlagenkonstellation</b>	Kontrolliertes Laden, kein Batteriespeicher		
<b>Sensitive Parameter</b>	Kosten und Ausführung der Ladeinfrastruktur		
		<b>2025</b>	<b>2030</b>
<b>Anzahl Ladepunkte</b>		4	6
<b>Verladene Energiemenge EV [kWh]</b>		11 056,6 ± 1 733,8	27 687,6 ± 3 499,3
<b>Volllaststunden Ladepunkte [h]</b>		125,6 ± 19,7	209,8 ± 26,5
<b>Dimensionierung PV [kWp]</b>	<b>Ost-West</b>	175 ± 0	175 ± 0
	<b>Süd</b>	100 ± 0	100 ± 0
<b>Eigenverbrauch PV-Strom [%]</b>	<b>Ost-West</b>	59,5 ± 0,5	63,7 ± 0,9
	<b>Süd</b>	74,3 ± 0,5	77,8 ± 0,8
<b>PV-Anteil Ladestrom [%]</b>	<b>Ost-West</b>	43,5 ± 0,1	43,1 ± 0,2
	<b>Süd</b>	36,9 ± 0,1	35,7 ± 0,3
<b>THG-Emissionen [gCO<sub>2</sub>-Äq./kWh]</b>	<b>Ohne PV</b>	341 ± 0	78,8 ± 0
	<b>Ost-West</b>	217,3 ± 0,3	69,2 ± 0
	<b>Süd</b>	236,1 ± 0,4	70,9 ± 0,1
<b>Erlös THG-Quote [ct/kWh]</b>	<b>Ohne PV</b>	12,5 ± 0	16,7 ± 0
	<b>Ost-West</b>	16,2 ± 0	17,0 ± 0
	<b>Süd</b>	15,7 ± 0	16,9 ± 0
<b>LCOE pro kWh [ct/kWh]</b>	<b>Ohne PV</b>	41,6 ± 2,9	31,5 ± 1,6
	<b>Ost-West</b>	37,2 ± 2,9	28,0 ± 1,6
	<b>Süd</b>	36,8 ± 2,9	27,7 ± 1,5
<b>LCOE pro EV<sup>8</sup> [€/Monat]</b>	<b>Ohne PV</b>	37,95 ± 3,09	31,45 ± 2,50
	<b>Ost-West</b>	33,88 ± 2,50	27,85 ± 2,03
	<b>Süd</b>	33,56 ± 2,47	27,58 ± 2,04

In diesem Szenario wurden folgende Anlagenkonstellationen untersucht:

- Unkontrolliertes Laden, PV-Anlage als Optimierungsobjekt
- Kontrolliertes Laden, PV-Anlage als Optimierungsobjekt
- Kontrolliertes Laden, Batteriespeicher und PV-Anlage als Optimierungsobjekt
- Kontrolliertes Laden, PV-Anlage mit Dimensionierung des Geschäftsmodells, Batteriespeicher mit vorgegebener Kapazität

<sup>7</sup> Die Ergebnisse werden als Mittelwert aller 25 Stichproben ± deren Standardabweichung angegeben.

<sup>8</sup> Die Kostenallokation erfolgt bei der Berechnung analog zu 4.4, wobei jedoch die monatlichen Kosten der Ladeinfrastruktur und der Ladeenergie der Anzahl an EVs zugerechnet werden.

Die besten Ergebnisse zeigt die Anlagenkonstellation mit kontrollierter Ladung und ohne Batteriespeicher, welche somit das Geschäftsmodell darstellt und für die wichtigsten Ergebnisse in Tabelle 12 aufgeführt sind. Um die Auswirkungen eines Batteriespeichers, welcher als Optimierungsobjekt in keinem Fall installiert wird, zu testen, wurde die zusätzliche Konstellation mit einem Batteriespeicher vorgegebener Kapazität untersucht. Diese wurde so gewählt, dass die maximale Leistung der Ladeinfrastruktur für eine Stunde überbrückt werden kann und beträgt 88 kWh (2025), bzw. 132 kWh (2030).

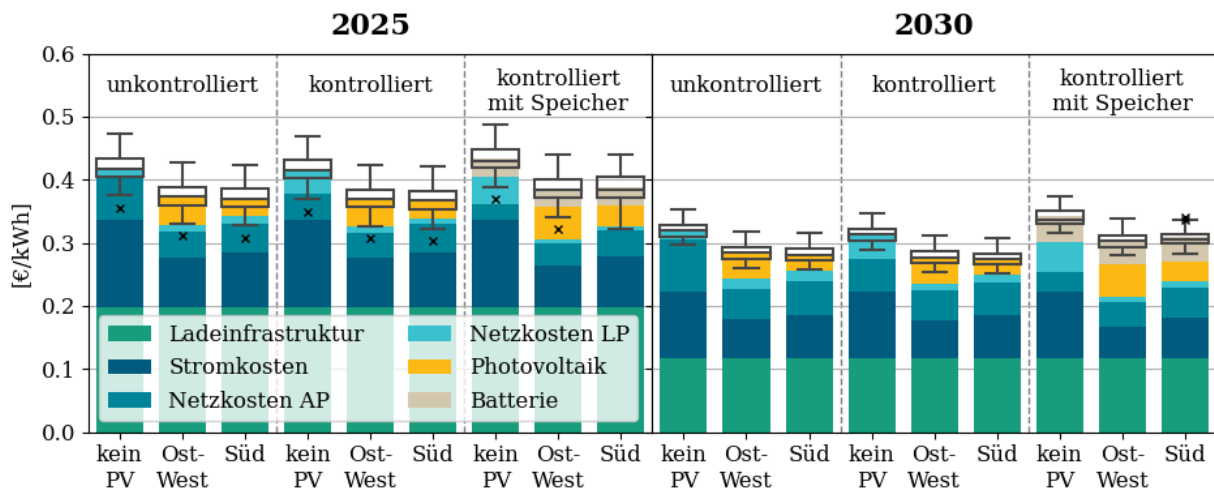


Abbildung 12: LCOE verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios AGL1 in den Jahren 2025 und 2030. Die Bakendia-gramme geben Aufschluss über die mittlere Zusammensetzung der LCOE und die Box-Plots über deren statistische Verteilung<sup>9</sup>.

Die Zusammensetzung und Verteilung der LCOE bei unkontrollierter und kontrollierter Ladung, sowie bei kontrollierter Ladung mit Batteriespeicher, sind in Abbildung 12 gegenübergestellt. Zwar lassen sich die LCOE durch eine kontrollierte Ladung senken, jedoch fällt deren Kostenvorteil gegenüber einer unkontrollierten Ladung nur gering aus. Ein größerer Teil der LCOE lässt sich bei allen Anlagenkonstellationen durch die Eigennutzung von PV-Strom einsparen, da durch diesen teurere Netzbezüge substituiert werden. Eine Süd-ausgerichtete PV-Anlage geht in beiden Stützjahren mit geringfügig höheren Kosteneinsparungen einher, was vermutlich an deren höherem spezifischen Ertrag und dem höheren Eigenverbrauch liegt. Der Batteriespeicher sorgt zwar für eine höhere Substitution des Netzstroms, allerdings erhöhen sich die LCOE insgesamt durch die zusätzlichen Kosten. Den größten Kostenfaktor stellt in allen Fällen die Ladeinfrastruktur selbst dar, wobei deren Kosten unabhängig der Anlagenkonstellation 2025 mit  $19,8 \pm 2,9$  ct/kWh deutlich höher liegen, als 2030 mit  $11,8 \pm 1,6$  ct/kWh. Grund dafür ist, die höhere Auslastung der Ladeinfrastruktur im Jahr 2030, bzw. dass deren Kosten einer verhältnismäßig größeren Energiemenge zugewiesen werden.

<sup>9</sup> Die Boxen zeigen das 1.; 2. und 3. Quantil und die Whisker das 1,5-fache des Interquartilabstandes (IQA) oder, sofern innerhalb des 1,5-fachen IQR, den Maximal-, bzw. Minimalwert. Liegt ein Wert außerhalb des 1,5-fachen IQA wird er durch ein x als Ausreißer gekennzeichnet. Mittelwerte werden als graues Dreieck dargestellt.

Bei Betrachtung der Netzkosten fällt auf, dass sich der Anteil des Leistungspreises durch kontrolliertes Laden oder einen Batteriespeicher erhöht. Das liegt daran, dass die Etablierung der Ladeinfrastruktur in Kombination einer kontrollierten Ladung oder eines Batteriespeichers bei manchen Stichproben mit einer Erhöhung der Benutzungsstunden und somit einer Änderung des Netzentgeltes einhergeht. Jedoch zeigt dieser Effekt keinen erkennbar signifikanten Einfluss auf die Höhe der gesamten Netzkosten.

Entgegen der geringen wirtschaftlichen Auswirkungen lassen sich durch kontrolliertes Laden, besonders in Kombination mit einer PV-Anlage oder einem Batteriespeicher, die Spitzenlasten deutlich senken. Diese, sowie die Dauerlinie des Netzbezugs sind für das Jahr 2030 in Abbildung 13 dargestellt.

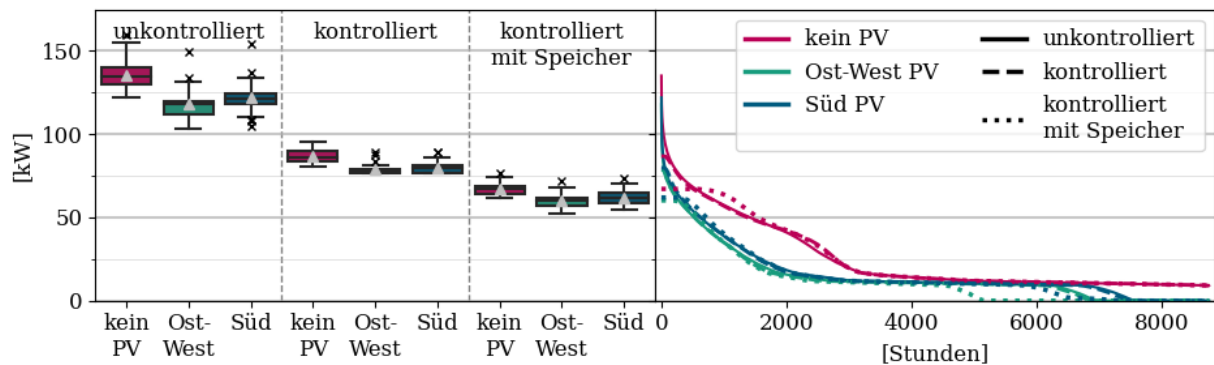


Abbildung 13: Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios AGL1 im Jahr 2030. (Links): Verteilung der Spitzenlasten (Erklärung der Box-Plots siehe Fußnote 9 auf S.51). (Rechts): Mittlere Dauer des Netzbezugs nach Leistung.

Es ist zu sehen, dass sich die Spitzenlast, welche bei alleiniger Versorgung des Gebäudes bei etwa 79 kW liegt, durch eine unkontrollierte EV-Ladung stark erhöht, wobei der Anstieg je nach Stichprobe stark schwankt. Wird hingegen kontrolliert geladen, lässt sich dieser Anstieg weitestgehend vermeiden, was bereits ohne die Nutzung von PV-Strom der Fall ist. Eine weitere Senkung der Spitzenlast ist durch den Batteriespeicher zu erreichen. Um Spitzenlasten effektiv verhindern zu können, wird dieser dabei zeitweise mit Netzstrom geladen. Der überwiegende Ladungsanteil stammt jedoch bei allen Varianten mit PV-Anlage mit im Mittel über 95 % aus PV-Erzeugung. Bei allen Konstellationen wirkt sich die Nutzung von PV-Strom ebenfalls positiv auf die Spitzenlast aus, wobei der Einfluss jedoch geringer ausfällt, als der der kontrollierten Ladung oder des Batteriespeichers. Zwar reduziert eine Ost-West-Ausrichtung jährliche Lastspitzen am effektivsten, jedoch geht mit ihr auch eine höhere Einspeisespitze einher. Da diese am Wochenende entsteht, an dem keine EVs laden und die Gebäudelast deutlich geringer ist als unter der Woche, ist diese lediglich von der PV-Dimensionierung abhängig. Die Einspeisespitzen liegen bei  $101 \pm 4,6$  kW (Ost-West) und  $66,4 \pm 0$  kW (Süd). Der hohe Eigenverbrauch des PV-Stroms zeigt dabei, dass dieser überwiegend selbst genutzt wird, wodurch nur ein geringer Teil ins Netz eingespeist wird und dieses potenziell belastet. Im rechten Teil der Abbildung ist zu sehen, dass die Dauer des Netzbezugs bei höheren Leistungen durch PV-Strom reduziert wird. Ebenfalls zeigt sich, dass die kontrollierte Ladung auf die bezogene Netzenergie nur einen geringen Einfluss hat, und deren Hauptvorteil in der Reduktion von Spitzenlasten liegt, welche nur für kurze Zeiten im Jahr auftreten.

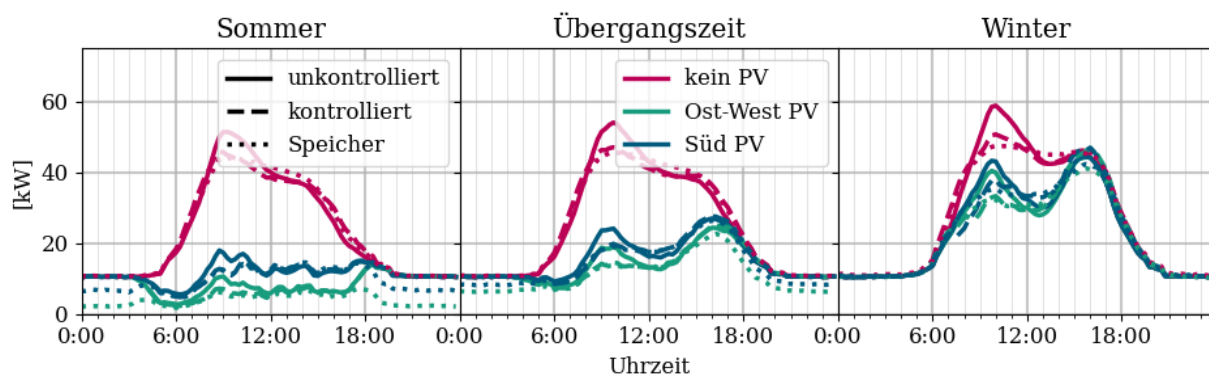


Abbildung 14: Mittlerer Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios AGLI nach Jahres- und Uhrzeit.

Abbildung 14 zeigt den mittleren Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen zu verschiedenen Jahres- und Tageszeiten. Die Variante ohne PV-Anlage entspricht hier dem kumulierten Bedarf der Gebäudelast und der EVs. Dieser weist eine tägliche Lastspitze zwischen etwa 9 und 10 Uhr auf, welche sich bereits ohne PV-Anlage durch eine kontrollierte Ladung verringern lässt. Die Nutzung von PV-Strom führt hier im Sommer und der Übergangszeit zu deutlichen Reduktionen der mittleren Netzbezugsleistung, welche dagegen im Winter geringer ausfallen. Die besagte Vormittagsspitze lässt sich zwar, besonders bei kontrollierter Ladung durch PV-Strom beseitigen, jedoch zeigt sich in den Wintermonaten eine weitere Leistungsspitze von etwa 15 bis 17 Uhr, welche sich weder durch PV-Strom, noch durch eine kontrollierte Ladung, und durch den Batteriespeicher nur geringfügig, senken lässt.

Tabelle 13: LCOE des Geschäftsmodells AGLI bei Variation verschiedener Kostenfaktoren.

LCOE bei Parametervariation [ct/kWh]						
Parameter	Kosten Ladepunkte	Kosten PV	Strompreis	Netzentgelte		
Variation	+ 25 %	Ladesäulen	+ 25 %	+ 25 %	+ 25 %	
2025	Ohne PV	46,6 ± 3,6	62,9 ± 6,0	-	45,1 ± 2,9	43,6 ± 2,9
	Ost-West	42,1 ± 3,6	58,5 ± 6,0	38,4 ± 2,9	39,1 ± 2,9	38,4 ± 2,9
	Süd	41,8 ± 3,6	58,1 ± 5,9	37,6 ± 2,9	39,0 ± 2,9	38,2 ± 2,9
2030	Ohne PV	34,5 ± 2,0	44,2 ± 3,3	-	34,2 ± 1,6	33,8 ± 1,6
	Ost-West	30,9 ± 2,0	40,6 ± 3,3	29,1 ± 1,6	29,4 ± 1,6	29,4 ± 1,6
	Süd	30,6 ± 1,9	40,3 ± 3,2	28,4 ± 1,6	29,4 ± 1,5	29,3 ± 1,5

Die in Tabelle 13 aufgeführten Ergebnisse der Parametervariation zeigen, dass die LCOE durch eine Erhöhung der Ladeinfrastrukturkosten am stärksten ansteigen. Besonders hohe LCOE kommen dabei durch die Verwendung von Ladesäulen zustande, durch die die LCOE gegenüber der Verwendung von Wallboxen um  $21,3 \pm 3,1$  ct/kWh (2025) bzw.  $12,7 \pm 1,7$  ct/kWh (2030) ansteigen<sup>10</sup>. Darüber hinaus zeigt auch eine Erhöhung des Strompreises einen großen Einfluss auf die LCOE, welcher jedoch durch die Installation einer PV-Anlage reduziert wird. Der Einfluss der Netzentgelte, sowie der Kosten der PV-Anlage sind dagegen vergleichsweise gering.

<sup>10</sup> Sowohl die Ladeinfrastrukturkosten, als auch deren Anstieg durch die Verwendung von Ladesäulen gelten für den gesamten Anwendungsfall AGL. Für die verwendeten Kostenannahmen siehe Tabelle 7 auf Seite 38.

## 5.2.2 AGL2: Anschluss an eigenen NAP mit PV-Aufdachanlage

Tabelle 14: Ergebnisübersicht des Geschäftsmodells AGL2.

<b>Kurzbeschreibung</b>	Die Ladeinfrastruktur wird an einen eigenen NAP angeschlossen, wodurch an diesem nach SLP abgerechnet werden kann. Bei SLP-Abrechnung kann das Netzentgelt nach § 14a EnWG gegen die Möglichkeit einer netzdienlichen Steuerung um 60 % reduziert werden, wodurch ein großer Teil der Netzkosten gespart wird. Bei einer kontrollierten Ladung mit maximal 22 kW zeigt sich eine Anschlussleistung von 44 kW als ausreichend. Durch die Eigennutzung von PV-Strom können insbesondere bei einer Süd-Ausrichtung Netzstrom substituiert und Kosten gespart werden.		
<b>Anlagenkonstellation</b>	Kontrolliertes Laden, Netzanschlussbegrenzung von 44 kW, Sperrzeiten und Netzentgeltreduktion, kein Batteriespeicher		
<b>Sensitive Parameter</b>	Kosten und Ausführung der Ladeinfrastruktur		
		<b>2025</b>	<b>2030</b>
<b>Anzahl Ladepunkte</b>		4	6
<b>Verladene Energiemenge EV [kWh]</b>		11 056,64 ± 1 733,8	27 687,6 ± 3 499,3
<b>Volllaststunden Ladepunkte [h]</b>		125,6 ± 19,7	209,8 ± 26,5
<b>Netzanschlussleistung [kW]</b>		44	44
<b>Dimensionierung PV [kWp]</b>	<b>Ost-West</b>	9,7 ± 5,4	21,7 ± 5,3
	<b>Süd</b>	17,7 ± 3,3	33,3 ± 6,2
<b>Eigenverbrauch PV-Strom [%]</b>	<b>Ost-West</b>	31,8 ± 16,5	51,5 ± 2,4
	<b>Süd</b>	32,8 ± 3,2	44,5 ± 2,9
<b>PV-Anteil Ladestrom [%]</b>	<b>Ost-West</b>	28,3 ± 15,1	33,7 ± 5,1
	<b>Süd</b>	52,5 ± 4,0	53,4 ± 3,6
<b>THG-Emissionen [gCO<sub>2</sub>-Äq/kWh]</b>	<b>Ohne PV</b>	341 ± 0	78,8 ± 0
	<b>Ost-West</b>	260,4 ± 42,9	71,3 ± 1,1
	<b>Süd</b>	191,8 ± 11,3	67,0 ± 1,0
<b>Erlös THG-Quote [ct/kWh]</b>	<b>Ohne PV</b>	12,5 ± 0	16,7 ± 0
	<b>Ost-West</b>	14,9 ± 1,3	16,9 ± 0
	<b>Süd</b>	17,0 ± 0,3	17,0 ± 0,1
<b>LCOE pro kWh [ct/kWh]</b>	<b>Ohne PV</b>	36,3 ± 2,9	25,3 ± 1,6
	<b>Ost-West</b>	35,6 ± 3,1	24,8 ± 1,7
	<b>Süd</b>	33,3 ± 3,1	23,1 ± 1,7
<b>LCOE pro EV [€/Monat]</b>	<b>Ohne PV</b>	33,10 ± 2,40	25,23 ± 1,72
	<b>Ost-West</b>	32,42 ± 2,08	24,65 ± 1,54
	<b>Süd</b>	30,31 ± 1,77	22,95 ± 1,31

Für einen eigenen NAP der Ladeinfrastruktur zeigte in Vorabrechnungen eine kontrollierte Ladung erneut die besten Ergebnisse. Aus diesem Grund werden im Folgenden nur Anlagenkonstellationen ausgewertet, bei denen ebenfalls kontrolliert geladen wird. Da in allen Fällen deutlich unter 100 000 kWh Netzstrom bezogen wird, wird hier lediglich die Netzentgeltabrechnung nach SLP betrachtet. Untersucht wurden folgende Anlagenkonstellationen bei kontrollierter Ladung:

- PV-Anlage als Optimierungsobjekt
- PV-Anlage als Optimierungsobjekt, verschiedene Anschlussbegrenzungen (22-kW-Vielfache)
- PV-Anlage als Optimierungsobjekt, Netzanschlussbegrenzung von 44 kW, Sperrzeiten
- Batteriespeicher gegebener Kapazität, PV-Anlage mit Dimensionierung des Geschäftsmodells

Weder eine Begrenzung der Netzanschlussleistung (NAPmax) auf 44 kW, noch die Verwendung von Sperrzeiten selbst haben einen Einfluss auf die LCOE. Letztere gehen jedoch mit einer Netzentgeltreduktion einher, wobei unter Wahl des Moduls 2 der AP um 60 % vergünstigt wird. Das hat neben einem positiven Einfluss auf die LCOE jedoch auch eine geringere PV-Dimensionierung zufolge. Bei vollem AP beträgt die Dimensionierung der Ost-West-Anlage  $16,5 \pm 3,0$  kWp (2025), bzw.  $35,8 \pm 5,3$  kWp (2030) und die der Süd-Anlage  $21,4 \pm 3,4$  kWp (2025), bzw.  $42,9 \pm 4,5$  kWp (2030). Aufgrund der niedrigsten LCOE stellt die Anlagenkonstellation mit begrenzter Anschlussleistung und Sperrzeiten in diesem Szenario das Geschäftsmodell dar, für das eine Ergebnisübersicht in Tabelle 14 aufgeführt sind. Da ein Batteriespeicher als Optimierungsobjekt erneut nicht installiert wird, wurde dieser mit einer gegebenen Kapazität untersucht, welche ausreicht um die maximale Netzanschlussleistung für eine Stunde bereitzustellen (44 kWh). Die Zusammensetzung der LCOE für die Konstellationen ohne und mit Netzentgeltreduktion und mit Netzentgeltreduktion und Batteriespeicher wird in Abbildung 15 gezeigt.

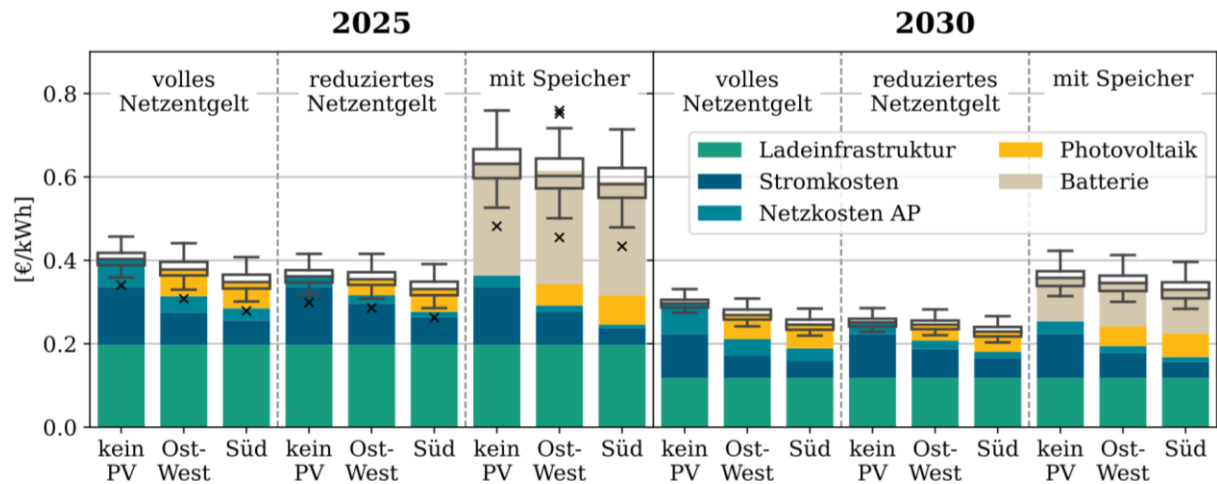


Abbildung 15: LCOE verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios AGL2 in den Jahren 2025 und 2030. Die Balkendiagramme geben die mittlere Höhe der Kostenbestandteile an. Zur Erläuterung der Boxplots siehe Fußnote 9 auf S.51.

Es ist zu erkennen, dass vor allem eine Süd-ausgerichtete PV-Anlage einen Kostenvorteil bietet, was an dem höheren spezifischen Ertrag und der dadurch bedingten größeren Dimensionierung und höheren Netzstrom-Substitution liegt. Ebenfalls wirkt sich die Netzentgeltreduktion trotz geringerer PV-Dimensionierung positiv auf die LCOE aus. Durch den Batteriespeicher lassen sich zwar die Kosten des Netzbezugs weiter senken, jedoch steigen die LCOE insgesamt durch die zusätzlichen Kosten stark an. Dass die Installation des Batteriespeichers mit derart hohen Anstiegen der LCOE einhergeht liegt vor allem daran, dass die Kosten nur der von der Ladeinfrastruktur verladenen Energie zugerechnet werden. Aufgrund des hohen negativen Einflusses des Batteriespeichers wird dieser nicht weiter betrachtet.

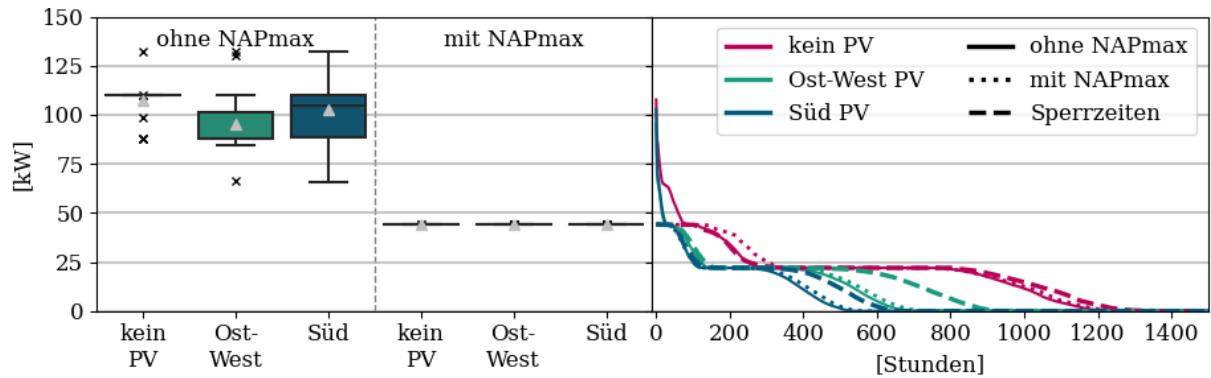


Abbildung 16: : Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios AGL2 im Jahr 2030. (Links): Verteilung der Spitzenlasten (Erklärung der Box-Plots siehe Fußnote 9 auf S.51). (Rechts): Mittlere Dauer des Netzbezugs nach Leistung.

Aufgrund des fehlenden LPs bei SLP-Abrechnung gibt es für das Optimierungssystem keinen Anreiz Lastspitzen zu vermeiden. Wie im linken Teil der Abbildung 16 zu sehen, sind die Folgen im Falle eines als unbegrenzt angenommenen NAPs hohe jährliche Spitzenlasten, welche sogar die des Bürogebäudes übertreffen können. Wie erwähnt lässt sich die Netzleistung jedoch auf 44 kW begrenzen, ohne dass die verladene Energiemenge dadurch beeinflusst wird. In diesem Fall liegen die Spitzenlasten jeder Konstellation bei 44 kW, was weder durch Sperrzeiten, noch einen Batteriespeicher beeinflusst wird. Die im rechten Teil der Abbildung 16 dargestellten Jahresdauerlinien zeigen, dass die Spitzenlasten ohne eine Anschlussbegrenzung nur für kurze Zeiten im Jahr bezogen werden. Durch Sperrzeiten erhöht sich bei Varianten mit PV-Anlage der Netzbezug, was mit der geringeren PV-Dimensionierung zusammenhängt. Die Einspeisespitzen der größer dimensionierten Süd-Ausrichtung liegen mit  $14,3 \pm 2,6$  kW (2025) und  $27,0 \pm 5,0$  kW (2030) unter denen des Netzbezugs. Der Eigenverbrauch lässt jedoch erkennen, dass ein großer Teil des erzeugten PV-Stroms ins Netz eingespeist wird und dieses somit potenzielle belastet.

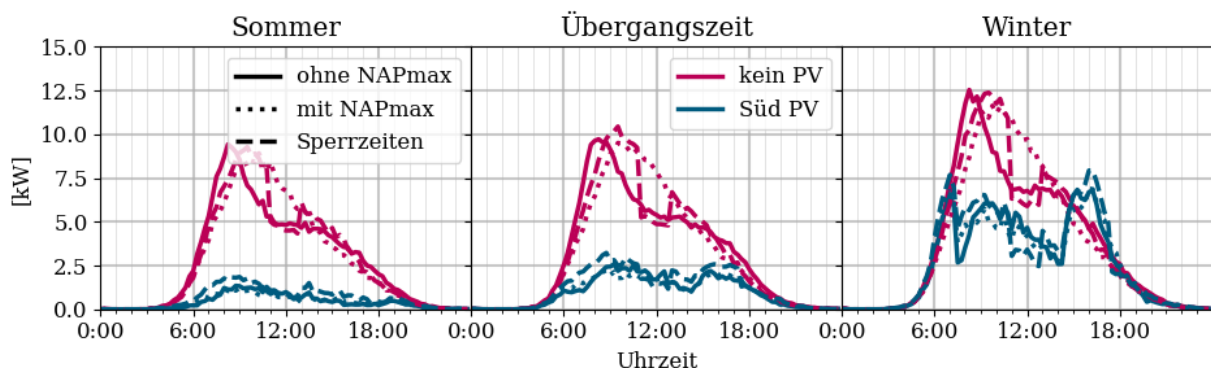


Abbildung 17: Mittlerer Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios AGL2 nach Jahres- und Uhrzeit.

Der zeitliche Verlauf der Netznutzung ist in Abbildung 17 aufgeführt, wobei hier aus Übersichtsgründen, und da diese wirtschaftlich, sowie netztechnisch die besseren Ergebnisse aufweist, nur eine Süd-ausgerichtete PV-Anlage gezeigt wird. Die Eigennutzung von PV-Strom lässt hier den größten Einfluss auf den Netzbezug erkennen. In den Sommer- und Übergangsmonaten wird das Stromnetz kaum genutzt und in den Wintermonaten lässt sich die durch die EVs verursachte Vormittagsspitze stark verringern. Darüber hinaus hat die Eigennutzung von PV-Strom eine gleichmäßigere tägliche Netznutzung zufolge.

Die Begrenzung der Anschlussleistung, sowie Sperrzeiten haben nur einen geringen Einfluss auf den mittleren täglichen Netzbezug. Letztere sorgt jedoch dafür, dass der Leistungsbezug zu den als kritisch angenommenen Zeiten von 11:00 bis 13:00 Uhr und 17:30 bis 19:30 Uhr begrenzt wird.

Tabelle 15: LCOE des Geschäftsmodells AGL2 bei Variation verschiedener Kostenfaktoren.

LCOE bei Parametervariation [ct/kWh]						
Parameter		Kosten Ladepunkte	Kosten PV	Strompreis	Netzentgelte	
Variation		+ 25 %	Ladesäulen	+ 25 %	+ 25 %	+ 25 %
2025	Ohne PV	41,3 ± 3,6	57,6 ± 5,9	-	39,8 ± 2,9	37,0 ± 2,9
	Ost-West	40,6 ± 3,8	56,9 ± 6,2	36,6 ± 2,9	38,1 ± 3,5	36,1 ± 3,2
	Süd	38,3 ± 3,8	54,6 ± 6,2	34,8 ± 3,1	35,0 ± 3,1	33,7 ± 3,1
2030	Ohne PV	28,3 ± 2,0	38,0 ± 3,2	-	28,0 ± 1,6	26,1 ± 1,6
	Ost-West	27,7 ± 2,1	37,4 ± 3,4	25,8 ± 1,6	26,5 ± 1,8	25,3 ± 1,7
	Süd	26,0 ± 2,1	35,8 ± 3,4	24,3 ± 1,7	24,3 ± 1,8	23,4 ± 1,7

Die in Tabelle 15 aufgeführten Ergebnisse der Parametervariation zeigen erneut einen großen Einfluss der Ladeinfrastrukturkosten und insbesondere deren Ausführung als Ladesäule. Auch eine Erhöhung des Strompreises wirkt sich ohne PV-Anlage vergleichsweise stark auf die LCOE aus.

### 5.2.3 AGL3: Anschluss an eigenen NAP mit PPV-Anlage

Tabelle 16: Übersicht der wichtigsten Ergebnisse des Szenarios AGL3 bei verschiedenen Dimensionierungen der PPV-Anlage.

		Anteil Überdachter Parkplätze	100 %	50 %	25 %
Spitzenlast	2025 & 2030	Ost-West	171,3 ± 0,4	85,7 ± 0,1	44,5 ± 0,1
		Süd	234,9 ± 0	117,5 ± 0	60,8 ± 0
Einspeisung [kW]	2025	Ost-West	5,0 ± 0,7	9,2 ± 1,3	15,5 ± 2,0
		Süd	3,7 ± 0,6	6,9 ± 1,0	12,0 ± 1,7
Eigennutzung PV-Strom [%]	2030	Ost-West	11,7 ± 1,3	20,5 ± 2,2	32,4 ± 3,4
		Süd	8,7 ± 1,0	15,7 ± 1,7	26,6 ± 2,9
Anteil PV an Ladestrom [%]	2025	Ost-West	95,5 ± 1,2	88,3 ± 1,9	77,6 ± 2,9
		Süd	96,7 ± 0,9	91,1 ± 1,6	82,4 ± 2,2
Erlös THG-Quote [ct/kWh]	2030	Ost-West	89,6 ± 1,1	78,3 ± 2,1	64,5 ± 2,2
		Süd	92,1 ± 1,3	83,1 ± 1,9	72,6 ± 2,0
LCOE [ct/kWh]	2025	Ost-West	20,7 ± 0,1	20,0 ± 0,1	19,1 ± 0,2
		Süd	20,8 ± 0,1	20,3 ± 0,1	19,5 ± 0,2
Wirtschaftliche Verluste [ct/kWh]	2030	Ost-West	17,3 ± 0	17,2 ± 0	17,1 ± 0
		Süd	17,3 ± 0	17,2 ± 0	17,2 ± 0
LCOE [ct/kWh]	2025	Ost-West	307,4 ± 43,5	167,9 ± 23,1	101,7 ± 13,3
		Süd	325,6 ± 46,2	176,8 ± 24,5	105,5 ± 14,0
Wirtschaftliche Verluste [ct/kWh]	2030	Ost-West	130,3 ± 16,3	75,5 ± 8,9	49,7 ± 5,3
		Süd	137,4 ± 17,3	78,8 ± 9,4	50,9 ± 5,6
Wirtschaftliche Verluste [ct/kWh]	2025	Ost-West	13,9 ± 0,1	13,5 ± 0,1	12,8 ± 0,2
		Süd	10,7 ± 0,1	10,4 ± 0,1	9,9 ± 0,2
Wirtschaftliche Verluste [ct/kWh]	2030	Ost-West	13,5 ± 0,1	12,9 ± 0,2	12,1 ± 0,2
		Süd	10,5 ± 0,1	10,0 ± 0,1	9,2 ± 0,2

Für den Anschluss der Ladeinfrastruktur an einem eigenen NAP mit einer PPV-Anlage wurden die Erkenntnisse des vorhergehenden Szenarios übernommen und nur die kontrollierte Ladung mit einer begrenzten Netzbezugsleistung von 44 kW und Sperrzeiten untersucht. Aufgrund der hohen Investitions- und Betriebskosten wird eine PPV-Anlage als Optimierungsobjekt nicht installiert, weshalb gegebene Dimensionierungen untersucht wurden, welche 100 %; 50 % und 25 % der maximal überdachbaren Parkfläche entsprechen. Da die Installation einer PPV-Anlage demnach bei jeder Dimensionierung zu wirtschaftlichen Verlusten führt, kann für dieses Szenario kein Geschäftsmodell formuliert werden. Die wichtigsten Ergebnisse bei vorgegebener Installation der Anlage finden sich in Tabelle 16.

Bei jeder untersuchten Dimensionierung der PPV-Anlage zeigen sich sehr starke Anstiege der LCOE, welche bei alleiniger Versorgung aus dem Netz zum Vergleich  $36,3 \pm 2,9$  ct/kWh (2025) und  $25,3 \pm 1,6$  ct/kWh (2030) betragen. Grund für die hohen Kosten ist, dass durch die Berechnung der LCOE nach (4.15) die gesamten Verluste der PPV-Anlage der EV-Ladeenergie zugerechnet wird. Die zusätzliche Betrachtung der wirtschaftlichen Verluste pro erzeugter kWh bietet daher eine sinnvolle Ergänzung der Diskussionsgrundlage. Die Ergebnisse zeigen, dass bei allen Dimensionierungen mit hohen finanziellen Verlusten zu rechnen ist, welche allerdings mit einer Süd-Ausrichtung, geringeren Überdachungsgraden und im Jahr 2030 tendenziell sinken. Zwar wird ein Großteil der Ladeenergie durch PV-Strom gedeckt, jedoch bleibt der Eigenverbrauchsanteil des PV-Stroms bei allen Dimensionierungen gering. Dieses Verhalten zeigt, dass Netzbelastungen durch Leistungsbezug zwar reduziert, dieses jedoch durch hohe PV-Einspeisungen belastet wird. Die großen Dimensionierungen sorgen dabei ebenfalls für hohe Einspeisespitzen, welche die des auf 44 kW begrenzten Netzbezuges in allen Fällen übertreffen.

Tabelle 17: Maximale CAPEX einer PPV-Anlage für ein gerade noch wirtschaftlichen Betrieb im Szenario AGL3.

Anteil überdachter Parkplätze	Maximale CAPEX [€/kWp]		
	100 %	50 %	25 %
Ost-West	$169,2 \pm 10,6$	$263,7 \pm 18,2$	$397,5 \pm 28,3$
Süd	$354,7 \pm 9,5$	$443,1 \pm 16,6$	$581,5 \pm 27,9$

Aus den Ergebnissen wird ersichtlich, dass sich PPV-Anlagen auf Arbeitgeberparkplätzen unter den getroffenen Annahmen nur mit finanziellen Förderungen wirtschaftlich betreiben lassen. Die unter den getroffenen Annahmen resultierenden maximalen CAPEX für einen gerade noch wirtschaftlichen Betrieb im Zeitraum von 2023 bis 2032 sind in Tabelle 17 aufgeführt. Hierbei zeigt sich, dass diese deutlich unter den für PPV-Anlagen angenommenen CAPEX von 2 500 €/kWh liegen.

## 5.3 Kundenparkplatzladen (KPL)

### 5.3.1 KPL1: Anschluss an Gebäudenetz mit PV-Aufdachanlage

Tabelle 18: Ergebnisübersicht des Geschäftsmodells KPL1.

<b>Kurzbeschreibung</b>	Die Ladeinfrastruktur wird an ein bestehendes Gebäudenetz angeschlossen, wobei unkontrolliert mit bis zu 50 kW geladen wird. Aufgrund des Anschlusses auf Mittelspannungsebene wird nach rLM abgerechnet. Die EV-Ladung ist mit einer starken Erhöhung der Spitzenlast verbunden, welche sich jedoch durch eine Beschränkung der Anschlussleistung verringern lässt, ohne dass die verladene Energiemenge stark beeinflusst werden. Vorteile der PV-Stromnutzung liegen hier vor allem in einer Reduktion des aus dem Netz bezogenen Stroms und einem höheren Erlös der THG-Quote.		
<b>Anlagenkonstellation</b>	Begrenzte Netzanschlussleistung, kein Batteriespeicher		
<b>Sensitive Parameter</b>	Kosten für Ladeinfrastruktur und Strompreis		
		<b>2025</b>	<b>2030</b>
<b>Anzahl Ladepunkte</b>		3	5
<b>Verladene Energiemenge EV [kWh]</b>		104 494,1 ± 1 005,2	27 431,4 ± 1 587,4
<b>Volllaststunden Ladepunkte [h]</b>		522,5 ± 5,0	908,1 ± 5,3
<b>Netzanschlussleistung [kW]</b>		150	200
<b>Dimensionierung PV [kWp]</b>	<b>Ost-West</b>	215 ± 0	215 ± 0
	<b>Süd</b>	120 ± 0	120 ± 0
<b>Eigenverbrauch PV-Strom [%]</b>	<b>Ost-West</b>	82,1 ± 0,2	89,6 ± 0,1
	<b>Süd</b>	92,9 ± 0,1	94,9 ± 0,1
<b>PV-Anteil Ladestrom [%]</b>	<b>Ost-West</b>	29,0 ± 0,1	23,9 ± 0
	<b>Süd</b>	21,8 ± 0	16,8 ± 0
<b>THG-Emissionen [gCO<sub>2</sub>-Äq./kWh]</b>	<b>Ohne PV</b>	341 ± 0	78,8 ± 0
	<b>Ost-West</b>	258,5 ± 0,2	73,5 ± 0
	<b>Süd</b>	279,0 ± 0,1	75,1 ± 0
<b>Erlös THG-Quote [ct/kWh]</b>	<b>Ohne PV</b>	12,5 ± 0	16,7 ± 0
	<b>Ost-West</b>	15,0 ± 0	16,9 ± 0
	<b>Süd</b>	14,4 ± 0	16,8 ± 0
<b>LCOE [ct/kWh]</b>	<b>Ohne PV</b>	40,3 ± 0,2	30,0 ± 0,1
	<b>Ost-West</b>	38,7 ± 0,2	29,5 ± 0,1
	<b>Süd</b>	38,8 ± 0,2	29,4 ± 0,1
<b>LCOE mit THG-Quote [ct/kWh]</b>	<b>Ohne PV</b>	27,8 ± 0,2	13,3 ± 0,1
	<b>Ost-West</b>	23,7 ± 0,2	12,6 ± 0,1
	<b>Süd</b>	24,4 ± 0,2	12,6 ± 0,1

Da angenommen wird, dass EVs während ihrer gesamten Standzeit auf Kundenparkplätzen laden (siehe 4.2.2), wird beim Anwendungsfall KPL von einer unkontrollierten Ladung ausgegangen. In diesem Szenario wurden dabei folgende Anlagenkonstellationen untersucht:

- PV-Anlage als Optimierungsobjekt
- PV-Anlage als Optimierungsobjekt, verschiedene Anschlussbegrenzungen (50-kW-Vielfache)
- PV-Anlage und Batteriespeicher als Optimierungsobjekt
- PV-Anlage als Optimierungsobjekt, Batteriespeicher mit gegebener Kapazität

Es zeigt sich, dass durch begrenzte Netzleistungen von 150 kW (2025) und 200 kW (2030) in allen Fällen lediglich unter 1 % der Ladeenergie nicht bereitgestellt werden kann. Bei jeweils 50 kW niedrigeren Netzleistungen steigen die Einschränkungen stark an und liegen für Varianten mit PV-Anlage in einer Spanne von etwa 3,4 bis 10,5 %. Da ein Batteriespeicher als Optimierungsobjekt nicht installiert wird, wurde dieser mit einer gegebenen Größe untersucht, welche ausreicht um die Maximalleistung der Ladeinfrastruktur für eine Stunde zu überbrücken. Die Kapazität beträgt demnach 150 kWh (2025) bzw. 250 kWh (2030). Die besten Ergebnisse zeigt die Anlagenkonstellation mit begrenzter Netzleistung, welche das Geschäftsmodell darstellt und für die eine Ergebnisübersicht in Tabelle 18 gegeben ist.

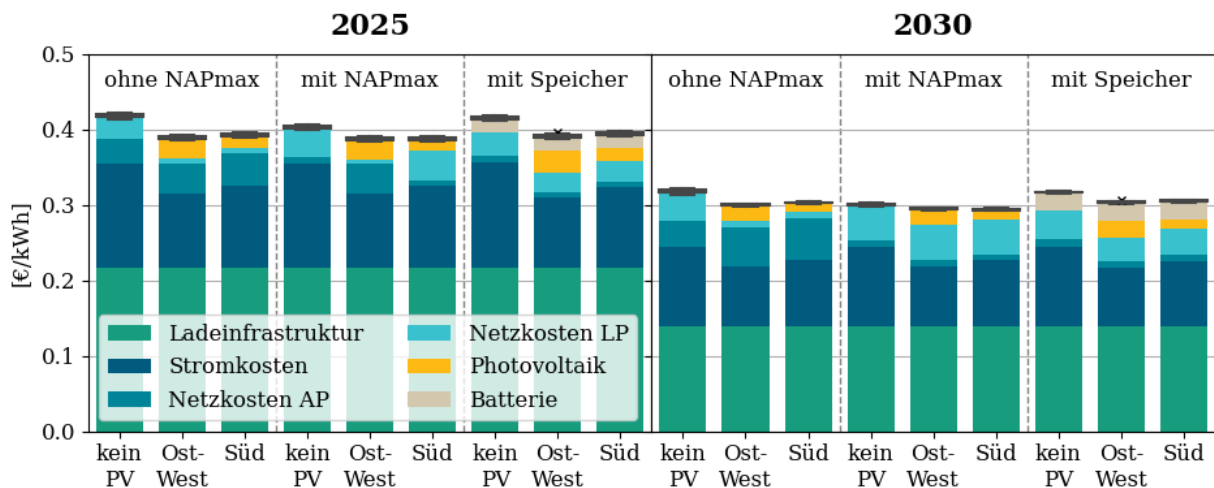


Abbildung 18: LCOE verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios KPLI in den Jahren 2025 und 2030. Die Balkendiagramme geben die mittlere Höhe der Kostenbestandteile an. Zur Erläuterung der Boxplots siehe Fußnote 9 auf S.51.

Die Zusammensetzung und Verteilung der LCOE wird für die Konstellationen mit und ohne Netzanschlussbegrenzung, und mit Batteriespeicher in Abbildung 18 gezeigt. Es ist zu erkennen, dass sich die LCOE durch die Beschränkung der Netzanschlussleistung zwar verringern lassen, der Kostenvorteil gegenüber einem als unbegrenzt angenommenen NAP jedoch niedrig ist. Die Leistungsbegrenzung hat dabei die bereits erwähnte Folge, dass ein Teil des Ladeenergiebedarfs nicht gedeckt werden kann. Bei Varianten mit PV-Anlage fällt diese Einschränkung mit unter 0,4 % (2025), bzw. unter 0,3 % (2030) allerdings sehr gering aus. Eine weitere Reduktion der LCOE lässt sich durch die Nutzung von PV-Strom erreichen, wobei der Kostenvorteil jedoch insbesondere 2030 gering bleibt. Dies ist dadurch zu erklären, dass in diesem Jahr bei allen Varianten ein hoher LP und ein niedriger AP (Netzentgelt 2) zu zahlen ist und darüber hinaus niedrigere Stromkosten angenommen wurden, wodurch die Kostenreduktion bei Substitution von Netzstrom geringer ausfällt. Wie angedeutet, ist auch in diesem Szenario eine Änderung des geltenden Netzentgelts bei verschiedenen Anlagenkonstellationen zu erkennen, wobei

erneut kein großer Einfluss auf die gesamten Netzkosten erkennbar ist. Beide PV-Ausrichtungen zeigen in diesem Szenario sehr ähnliche wirtschaftliche Auswirkungen, was vermutlich damit zu begründen ist, dass eine Süd-Ausrichtung zwar einen höheren spezifischen Ertrag, eine Ost-West Ausrichtung jedoch eine größere Dimensionierung und somit höhere Substitution netzbezogenen Stroms aufweist.

Auch in diesem Anwendungsfall sinken die LCOE insgesamt im Jahr 2030 im Vergleich zu 2025, was einerseits an den bereits erwähnten geringeren Strompreisannahmen, jedoch vor allem an einer höheren Auslastung der Ladeinfrastruktur liegt, durch die die Kosten einer höheren Energiemenge zugerechnet werden. Die Kosten der Ladeinfrastruktur zeigen sich in diesem Szenario ebenfalls als Hauptkostenfaktor und betragen  $18,0 \pm 0,2$  ct/kWh (2025) und  $11,5 \pm 0,1$  ct/kWh (2030)<sup>11</sup>.

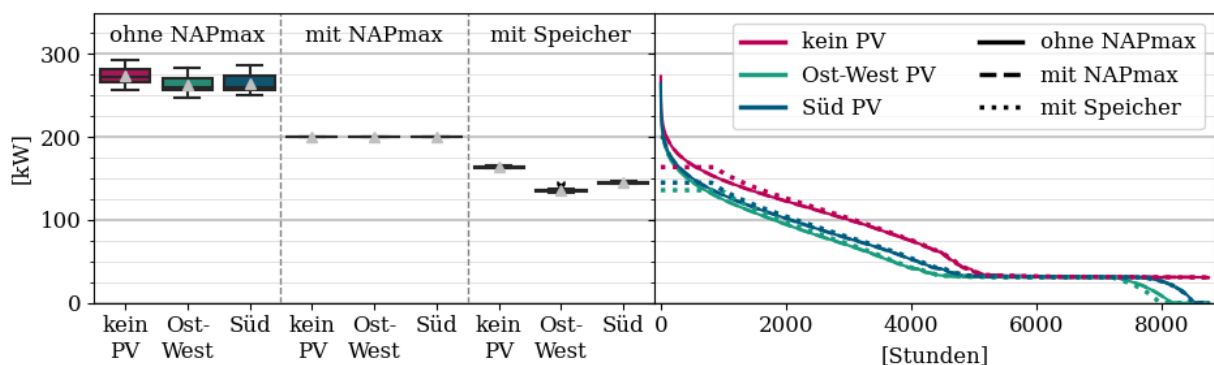


Abbildung 19: Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios KPL1 im Jahr 2030. (Links): Verteilung der Spitzenlasten (Erklärung der Box-Plots siehe Fußnote 9 auf S.51). (Rechts): Mittlere Dauer des Netzbezugs nach Leistung.

Die jährlichen Spitzenlasten, deren Verteilung links in der Abbildung 19 dargestellt ist, zeigen einen starken Anstieg gegenüber der Gebäudespitzenlast, welcher sich jedoch durch eine Begrenzung der Anschlussleistung und einen Batteriespeicher verringern lässt. Den rechts in der Abbildung gezeigten Jahresdauerlinien ist zu entnehmen, dass Lastspitzen dabei nur für sehr kurze Zeiten im Jahr auftreten. Das erklärt, dass sich diese bis zu einem gestimmten Grad kappen lassen, ohne dass die EV-Ladung maßgeblich beeinträchtigt wird. Der hohe Eigenverbrauch des PV-Stroms weist darauf hin, dass das Netz nur in seltenen Fällen durch Einspeisungen belastet wird. Dennoch ergibt sich bei einer Ost-West-Ausrichtung mit  $111,9 \pm 0$  kW eine hohe Einspeisespitze, welche bei einer Süd-Ausrichtung mit  $62,1 \pm 0$  kW geringer ausfällt. Die Einspeisespitzen beider Ausrichtungen lassen sich in diesem Szenario auch durch den Batteriespeicher nicht verhindern, liegen jedoch unter den angenommenen Netzanschlussleistungen, bzw. Bezugsspitzen beider Jahre.

<sup>11</sup> Die genannten Ladeinfrastrukturkosten gelten erneut für den gesamten Anwendungsfall KPL.

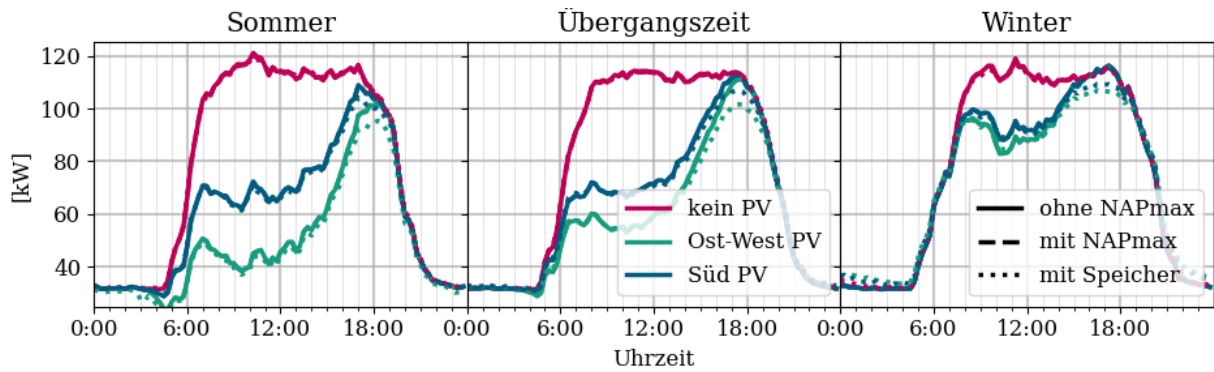


Abbildung 20: Mittlerer Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios KPL1 nach Jahres- und Uhrzeit.

Abbildung 20 zeigt den mittleren Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen im Tages- und Jahresverlauf. Dabei ist zu sehen, dass eigengenutzter PV-Strom die Netzbezugsleistung besonders gegen Vormittag und Mittag reduzieren kann. Aufgrund des hohen Leistungsbedarfs zu späteren Tageszeiten, zu denen die PV-Erzeugung bereits abnimmt, kann dieser am späten Nachmittag bzw. frühen Abend durch PV-Strom nicht mehr reduziert werden, wodurch eine Lastspitze zu diesen Tageszeiten verbleibt. Besonders im Winter wird der Leistungsbedarf aus dem Netz durch PV-Strom nur noch geringfügig gemindert. Den deutlichsten Einfluss zeigt hier, aufgrund ihrer größeren Dimensionierung, zu allen Jahreszeiten eine Ost-West-ausgerichtete PV-Anlage. Während der Batteriespeicher für eine geringfügige Kappung der verbleibenden Lastspitze gegen späten Nachmittag sorgt, ist der Einfluss eines begrenzten NAPs auf den mittleren Netzbezug so gering, dass dessen Linie in Abbildung 20 nicht von der des als unbegrenzt angenommenen Netzanschlusses zu unterscheiden ist.

Tabelle 19: LCOE des Geschäftsmodells KPL1 bei Variation verschiedener Kostenfaktoren um 25 %.

LCOE bei Parametervariation [ct/kWh]					
Parameter	Ladepunkte	Kosten PV	Strompreis	Netzentgelt	
2025	Ohne PV	45,7 ± 0,3	-	43,8 ± 0,2	41,5 ± 0,2
	Ost-West	44,2 ± 0,3	39,4 ± 0,2	41,2 ± 0,2	39,9 ± 0,2
	Süd	44,2 ± 0,3	39,2 ± 0,2	41,5 ± 0,2	39,9 ± 0,2
2030	Ohne PV	33,5 ± 0,1	-	32,6 ± 0,1	31,4 ± 0,1
	Ost-West	32,9 ± 0,1	30,0 ± 0,1	31,5 ± 0,1	30,8 ± 0,1
	Süd	32,8 ± 0,1	29,7 ± 0,1	31,6 ± 0,1	30,7 ± 0,1

Die in Tabelle 19 aufgeführten Ergebnisse der Parametervariation zeigen, dass auch bei diesem Geschäftsmodell die Ladeinfrastrukturkosten einen besonders sensitiven Einflussfaktor darstellen und die LCOE durch deren Erhöhung stark ansteigen. Der Strompreis weist hier ebenfalls eine hohe Sensitivität auf, welche erneut durch die Verwendung von PV-Strom gemindert wird. Der Einfluss der PV- und Netzentgeltkosten bleibt dagegen vergleichsweise gering.

### 5.3.2 KPL2: Anschluss an eigenen NAP mit PV-Aufdachanlage

Tabelle 20: Ergebnisübersicht des Geschäftsmodells KPL2.

<b>Kurzbeschreibung</b>	Der Anschluss der Ladeinfrastruktur erfolgt an einen eigenen NAP, wobei unkontrolliert mit bis zu 50 kW geladen wird. Aufgrund des Anschlusses auf Mittelspannungsebene wird nach rLM abgerechnet. Die Ladung der EVs ist mit hohen Spitzenlasten verbunden, welche sich jedoch durch eine Beschränkung der Anschlussleistung verringern lassen, ohne dass die verladene Energiemenge stark beeinflusst werden. Vorteile der PV-Stromnutzung liegen hier vor allem in einer Reduktion des aus dem Netz bezogenen Stroms und einem höheren Erlös der THG-Quote.		
<b>Anlagenkonfiguration</b>	Begrenzte Netzanschlussleistung, kein Batteriespeicher		
<b>Sensitive Parameter</b>	Kosten für Ladeinfrastruktur und Strompreis		
		<b>2025</b>	<b>2030</b>
<b>Anzahl Ladepunkte</b>		3	5
<b>Verladene Energiemenge EV [kWh]</b>		104 494,1 ± 1 005,2	272 431,4 ± 1 587,4
<b>Volllaststunden Ladepunkte [h]</b>		522,5 ± 5,0	908,1 ± 5,3
<b>Netzanschlussleistung [kW]</b>		100	150
<b>Dimensionierung PV [kWp]</b>	<b>Ost-West</b>	105 ± 0	105 ± 0
	<b>Süd</b>	60 ± 0	60 ± 0
<b>Eigenverbrauch PV-Strom [%]</b>	<b>Ost-West</b>	43,0 ± 0,4	72,7 ± 0,3
	<b>Süd</b>	49,6 ± 0,5	77,4 ± 0,3
<b>PV-Anteil Ladestrom [%]</b>	<b>Ost-West</b>	36,5 ± 0,4	23,7 ± 0,2
	<b>Süd</b>	28,6 ± 0,3	17,1 ± 0,1
<b>THG-Emissionen [gCO<sub>2</sub>-Äq./kWh]</b>	<b>Ohne PV</b>	341 ± 0	78,8 ± 0
	<b>Ost-West</b>	237,2 ± 1,1	73,5 ± 0
	<b>Süd</b>	259,6 ± 0,9	75,0 ± 0
<b>Erlös THG-Quote [ct/kWh]</b>	<b>Ohne PV</b>	12,5 ± 0	16,7 ± 0
	<b>Ost-West</b>	15,6 ± 0	16,8 ± 0
	<b>Süd</b>	15,0 ± 0	16,8 ± 0
<b>LCOE [ct/kWh]</b>	<b>Ohne PV</b>	42,8 ± 0,2	32,2 ± 0,1
	<b>Ost-West</b>	40,3 ± 0,2	30,5 ± 0,1
	<b>Süd</b>	39,8 ± 0,3	30,6 ± 0,1
<b>LCOE mit THG-Quote [ct/kWh]</b>	<b>Ohne PV</b>	30,3 ± 0,2	15,5 ± 0,1
	<b>Ost-West</b>	24,7 ± 0,2	13,6 ± 0,1
	<b>Süd</b>	24,8 ± 0,2	13,8 ± 0,1

Die in diesem Szenario betrachteten Anlagenkonstellationen entsprechen weitestgehend denen des vorhergehenden Szenarios, und es wurde folgendes untersucht:

- PV-Anlage als Optimierungsobjekt
- PV-Anlage als Optimierungsobjekt, mehrere Netzanschlussleistungen (50 kW-Vielfache)
- PV-Anlage und Batteriespeicher als Optimierungsobjekt
- PV-Anlage als Optimierungsobjekt, Batteriespeicher mit gegebener Kapazität

Wird die Ladeinfrastruktur an einen eigenen NAP angeschlossen können hohe Spitzenlasten auftreten, welche das Netz kurzzeitig stark belasten und über den Leistungspreis mit zusätzlichen Kosten verbunden sind. Durch eine Begrenzung der Netzleistung auf 100 kW (2025) und 150 kW (2030) lassen sich Lastspitzen reduzieren, wobei die verladene Energiemenge bei jeder Variante mit PV-Anlage im Mittel um weniger als 0,2 % eingeschränkt werden. Da ein Batteriespeicher als Optimierungsobjekt auch in diesem Szenario nicht installiert wird, wurde dieser ebenfalls mit vorgegebenen Kapazitäten von 150 kWh (2025) und 250 kWh (2030) untersucht. Das Geschäftsmodell, für das eine Ergebnisübersicht ist in Tabelle 20 aufgeführt ist, stellt eine beschränkte Netzanschlussleistung dar. Die LCOE der untersuchten Anlagenkonstellationen und deren Zusammensetzung sind in Abbildung 21 dargestellt.

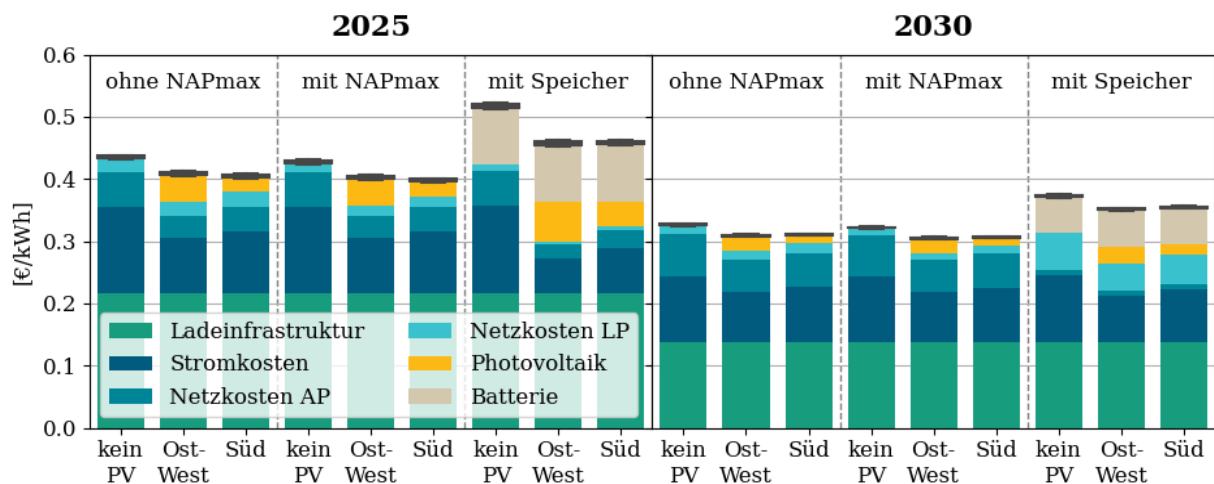


Abbildung 21: LCOE verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios KPL2 in den Jahren 2025 und 2030. Die Balkendiagramme geben die mittlere Höhe der Kostenbestandteile an. Zur Erläuterung der Boxplots siehe Fußnote 9 auf S.51.

Ohne die Verwendung des Batteriespeichers liegt die Benutzungsdauer jeder Anlagenkonstellation unter 2 500 h, was zu einem hohen AP und niedrigen LP führt. Der dennoch vergleichsweise hohe Anteil des LPs an den Netzkosten kann über eine Beschränkung der maximalen Netzleistung verringert werden, was die LCOE allerdings nur geringfügig positiv beeinflusst. Die Installation des Batteriespeichers zeigt starke negative Auswirkungen auf die LCOE, welche dadurch zustande kommen, dass die Kosten lediglich der an die EVs verladene Energie zugerechnet werden. Die Nutzung von PV-Strom wirkt sich auch in diesem Szenario durchweg positiv aus, wobei sich jedoch die optimale Ausrichtung in den beiden Stützjahren unterscheidet. Dass eine Ost-West-Ausrichtung 2030 trotz des geringeren spezifischen Ertrags und niedrigerer Strompreisannahmen den größeren wirtschaftlichen Nutzen aufweist liegt vermutlich an der höheren Netzstrom-Substitution und einem hohen Eigenverbrauch. Darüber hinaus werden die Kosten der PV-Anlage 2030 einer größeren Energiemenge zugerechnet, wodurch die LCOE des PV-Stroms sinken. Dieser Effekt lässt sich ebenfalls bei dem Batteriespeicher und der Ladeinfrastruktur erkennen. Letztere stellt in diesem Szenario erneut den Hauptkostenfaktor aller untersuchten Anlagenkonstellationen dar.

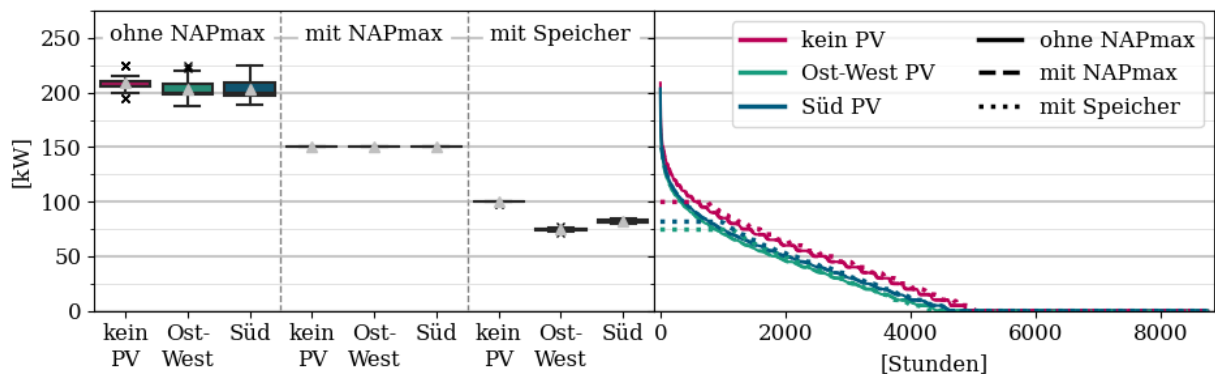


Abbildung 22: Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios KPL2 im Jahr 2030. (Links): Verteilung der Spitzenlasten (Erklärung der Box-Plots siehe Fußnote 9 auf S.51). (Rechts): Mittlere Dauer des Netzbezugs nach Leistung.

Die in der Abbildung 22 aufgeführten Spitzenlasten und Jahresdauerlinien zeigen ein ähnliches Verhalten wie im vorhergehenden Szenario, weshalb auf dieses nicht erneut eingegangen wird. Eine weitere Gemeinsamkeit ist, dass die Installation einer PV-Anlage auch in diesem Szenario zu hohen Einspeisepitzen führt, welche durch den Batteriespeicher nicht reduziert werden können. Mit  $71,0 \pm 0$  kW (Ost-West) und  $48,6 \pm 0$  kW (Süd) liegen diese im Jahr 2030 allerdings sowohl unter der angenommenen Netzanschlussleistung, als auch den Spitzenlasten des Netzbezugs. Aus dem Eigenverbrauchsanteil ist darüber hinaus zu erkennen, dass die Netzbelastung durch PV-Strom im Jahr 2030 deutlich geringer ausfällt als 2025, in dem etwa die Hälfte des erzeugten Stroms eingespeist wird.

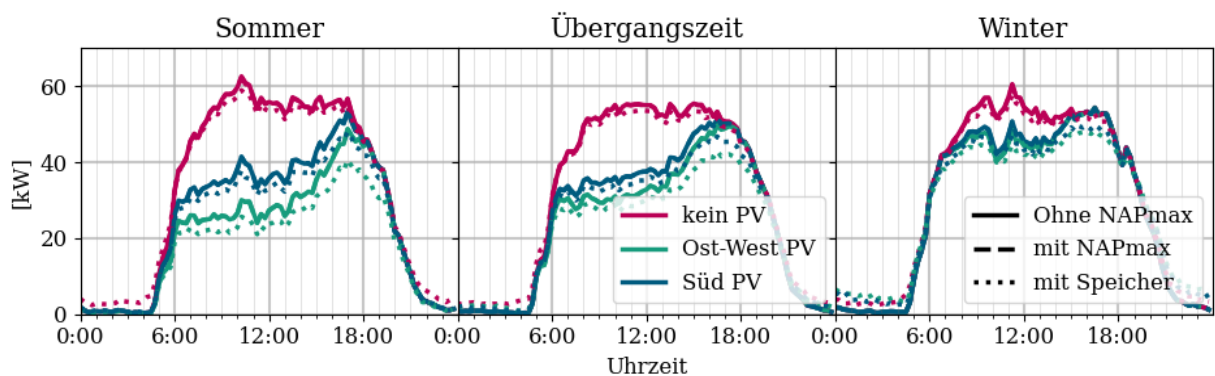


Abbildung 23: Mittlerer Netzbezug verschiedener Anlagenkonstellationen des Szenarios KPL2 nach Jahres- und Uhrzeit.

Auch das in Abbildung 23 aufgeführte zeitliche Verhalten des Netzbezugs ähnelt dem des vorherigen Szenarios. Die bezogene Netzleistung wird durch PV-Strom in den Vormittags- und Mittagsstunden reduziert, wobei eine Bezugsspitze gegen frühen Abend bestehen bleibt. Im Winter zeigt die Nutzung von PV-Strom dabei nur noch einen geringen Einfluss auf den Netzbezug, welcher lediglich vormittags leicht gesenkt wird.

Tabelle 21: LCOE des Geschäftsmodells KPL2 bei Variation verschiedener Kostenfaktoren um 25 %.

LCOE bei Parametervariation [ct/kWh]					
Parameter	Ladepunkte	Kosten PV	Strompreis	Netzentgelt	
2025	Ohne PV	48,2 ± 0,3	-	46,2 ± 0,2	44,6 ± 0,2
	Ost-West	45,7 ± 0,3	41,4 ± 0,2	42,5 ± 0,2	41,6 ± 0,2
	Süd	45,2 ± 0,3	40,4 ± 0,2	42,3 ± 0,2	41,2 ± 0,2
2030	Ohne PV	35,7 ± 0,1	-	34,8 ± 0,1	34,2 ± 0,1
	Ost-West	34,0 ± 0,1	31,1 ± 0,1	32,5 ± 0,1	32,1 ± 0,1
	Süd	34,1 ± 0,1	31,0 ± 0,1	32,8 ± 0,1	32,3 ± 0,1

Die in Tabelle 21 aufgeführten Ergebnisse der Parametervariation zeigen, dass die LCOE erneut insbesondere durch die Ladeinfrastrukturkosten stark beeinflusst werden.

### 5.3.3 KPL3: Anschluss an eigenen NAP mit PPV-Anlage

Tabelle 22: Übersicht der wichtigsten Ergebnisse des Szenarios KPL3 bei verschiedenen Dimensionierungen der PPV-Anlage.

Anteil überdachter Parkplätze		100 %	50 %	25 %	
Spitzenlast Einspeisung [kW]	2025	Ost-West	129,2 ± 0,6	64,6 ± 0,3	30,6 ± 0,1
		Süd	174,2 ± 0	85,1 ± 0,3	44,6 ± 0
	2030	Ost-West	128,5 ± 0	64,3 ± 0	30,4 ± 0
		Süd	174,2 ± 0	85,1 ± 0	44,6 ± 0
Eigennutzung PV-Strom [%]	2025	Ost-West	31,2 ± 0,3	44,8 ± 0,5	55,8 ± 0,5
		Süd	24,8 ± 0,3	39,1 ± 0,4	50,9 ± 0,5
	2030	Ost-West	61,1 ± 0,4	74,0 ± 0,3	79,1 ± 0,2
		Süd	52,1 ± 0,4	70,4 ± 0,4	78,1 ± 0,3
Anteil PV an Ladestrom [%]	2025	Ost-West	47,9 ± 0,4	34,4 ± 0,4	20,3 ± 0,2
		Süd	51,3 ± 0,4	39,5 ± 0,4	26,9 ± 0,3
	2030	Ost-West	36,0 ± 0,2	21,8 ± 0,1	11,1 ± 0,1
		Süd	41,2 ± 0,3	27,3 ± 0,2	15,8 ± 0,1
Erlös THG- Quote [ct/kWh]	2025	Ost-West	16,6 ± 0	15,4 ± 0	14,2 ± 0
		Süd	16,9 ± 0	15,9 ± 0	14,8 ± 0
	2030	Ost-West	16,9 ± 0	16,8 ± 0	16,8 ± 0
		Süd	17,0 ± 0	16,9 ± 0	16,8 ± 0
LCOE [ct/kWh]	2025	Ost-West	58,6 ± 0,4	49,3 ± 0,3	45,4 ± 0,3
		Süd	59,0 ± 0,4	48,8 ± 0,3	45,2 ± 0,3
	2030	Ost-West	36,7 ± 0,1	34,1 ± 0,1	33,0 ± 0,1
		Süd	36,5 ± 0,1	33,5 ± 0,1	32,7 ± 0,1
Wirtschaftliche Verluste [ct/kWh]	2025	Ost-West	10,3 ± 0	8,5 ± 0,1	7,1 ± 0,1
		Süd	7,8 ± 0	6,0 ± 0,1	4,4 ± 0,1
	2030	Ost-West	7,7 ± 0	6,3 ± 0	5,8 ± 0
		Süd	5,4 ± 0	3,4 ± 0	2,6 ± 0

Die wichtigsten Ergebnisse des Szenarios finden sich in Tabelle 22. Wie auch im Falle des AGLs, wurden dabei Erkenntnisse aus dem vorhergehenden Szenario übernommen, und lediglich die Ladung mit einer maximalen Netzanschlussleistung von 100 kW (2025), bzw. 150 kW (2030) untersucht. Da jede

Dimensionierung einer PPV-Anlage zu wirtschaftlichen Verlusten führt, wird hier kein Geschäftsmodell formuliert, und die weitere Untersuchung anhand vorgegebener Dimensionierungen durchgeführt, welche jeweils einer Überdachung von 100 %; 50 % und 25 % der Parkplätze entsprechen.

Der Betrieb von PPV-Anlagen geht erneut mit deutlichen Anstiegen der LCOE einher, welche ohne PV-Anlage bei  $42,8 \pm 0,2$  ct/kWh (2025) und  $32,2 \pm 0,1$  ct/kWh (2030) liegen. 2030 fällt dieser Anstieg geringer aus als 2025, da die entstehenden Kosten höheren Energiemengen zugerechnet werden und ein größerer Anteil des PV-Stroms eigenverbraucht werden kann. Zwar lassen sich durch die PPV-Anlage die netzbezogenen Energiemengen deutlich verringern, jedoch gehen insbesondere hohe Überdachungsgrade mit hohen Einspeisungen einher, welche für das Netz ebenfalls eine Belastung darstellen. Die Einspeisespitzen einer vollständigen Parkplatzüberdachung übersteigen dabei die des Netzbezugs teilweise. Bei Vermarktung der THG-Quote wirkt sich der hohe PV-Anteil durch die Parkplatzüberdachung besonders 2025 positiv auf die erzielbaren Erlöse aus. Nichtsdestotrotz reicht dieser Effekt in keinem Fall aus, um die wirtschaftlichen Verluste der PPV zu kompensieren. Um PPV-Anlagen unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich betreiben zu können, sind demzufolge Förderungen notwendig.

Tabelle 23: Maximale CAPEX einer PPV-Anlage für ein gerade noch wirtschaftlichen Betrieb im Szenario KPL3.

Anteil überdachter Parkplätze	Maximale CAPEX [€/kWp]		
	100 %	50 %	25 %
Ost-West	$991,6 \pm 5,4$	$1276,9 \pm 6,3$	$1458,6 \pm 6,0$
Süd	$1178,8 \pm 6,1$	$1587,1 \pm 7,8$	$1842,4 \pm 7,8$

Das Niveau, auf das die CAPEX der PPV für einen gerade noch wirtschaftlichen Betrieb über einen Zeitraum von 2023 bis 2032 gesenkt werden müsste, ist in Tabelle 23 aufgeführt. Auch beim KPL liegen alle Werte deutlich unter den für PPV-Anlagen angenommenen CAPEX von 2 500 €/kWh, wobei die Diskrepanz bei hohen Überdachungsgraden und einer Ost-West-Ausrichtung besonders groß ist.

## 5.4 Gestehungskostenverlauf in der Markthochlaufphase

Die wichtigsten Ergebnisse bei Betrachtung eines Gesamtzeitraums von 2023 bis 2032 sind für jedes Geschäftsmodell in Tabelle 24 aufgeführt. Eine ausführliche Aufführung der Ergebnisse aller Varianten der jeweiligen Geschäftsmodelle ist im Anhang unter A8 angefügt.

Tabelle 24: Wichtigste Ergebnisse der Geschäftsmodelle bei Betrachtung eines Gesamtzeitraums von 2023 bis 2030.

	AGL1	AGL2	KPL1	KPL2
<b>Wirtschaftlichste PV-Ausrichtung</b>	Süd	Süd	Ost-West	Süd
<b>LCOE [ct/kWh]</b>	$35,6 \pm 2,6$	$31,7 \pm 2,9$	$36,4 \pm 0,2$	$37,7 \pm 0,2$
<b>Einsparungen durch PV [ct/kWh]</b>	$4,6 \pm 0,1$	$2,8 \pm 0,3$	$1,4 \pm 0$	$2,5 \pm 0$
<b>THG-Quotenerlös [ct/kWh]</b>	$16,1 \pm 0$	$17,1 \pm 0,2$	$15,7 \pm 0$	$15,7 \pm 0$
<b>Erhöhung THG-Quotenerlös [ct/kWh]</b>	$1,9 \pm 0$	$2,9 \pm 0,2$	$1,5 \pm 0$	$1,5 \pm 0$

Der Verlauf der LCOE in den Jahren der Markthochlaufphase ist für beide Anwendungsfälle in Abbildung 24 aufgeführt. Hierfür wurden jeweils die wirtschaftlichsten PV-Ausrichtungen verwendet.

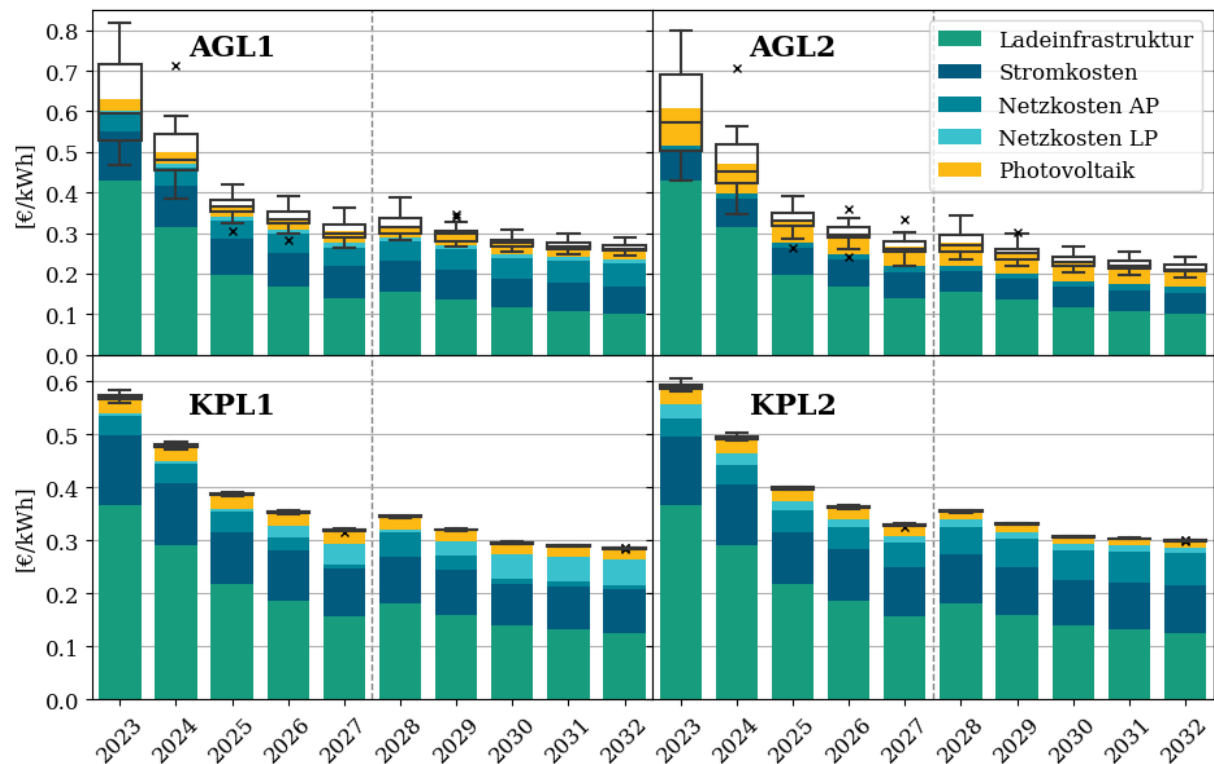


Abbildung 24: Gesteuerungskostenverlauf der Geschäftsmodelle AGL1, AGL2, KPL1 und KPL2 in den jeweiligen Jahren von 2023 bis 2032. Die Balkendiagramme geben Aufschluss über die mittlere Höhe der Kostenbestandteile und die Box-Plots über deren Verteilung (Zur Erläuterung siehe Fußnote 9 auf S.51).

Die Ergebnisse zeigen, dass die LCOE in den Jahren vor dem jeweiligen Auslegungsjahr (Stützjahr), in denen die Ladeinfrastruktur unausgelastet betrieben wird, ansteigen und in den Jahren danach, in denen sie überlastet betrieben wird, sinken. Sowohl beim AGL als auch beim KPL wird dies hauptsächlich durch den Kostenbestandteil der Ladeinfrastruktur hervorgerufen, da deren Kosten jeweils unterschiedlichen verladenen Energiemengen zugerechnet werden. Aus dem gleichen Grund zeigen sich bei einem eigenen NAP der Ladeinfrastruktur (AGL2 und KPL2) zwischen den Jahren ebenfalls größere Differenzen der Kosten der PV-Anlage. Dass die LCOE in der frühen Markthochlaufphase um das Auslegungsjahr 2025 besonders starke Änderungen aufweisen liegt zum einen daran, dass die verladene Energiemenge in dieser Zeit stärker variiert, als um das Stützjahr 2030, und zum anderen daran, dass bei einer niedrigeren Marktdurchdringung verhältnismäßig mehr Ladepunkte pro verladener Energiemenge benötigt werden. Die Tendenz der mit den Jahren sinkenden LCOE wird darüber hinaus durch unterschiedliche Strompreisannahmen verstärkt, welche mit der Zeit ebenfalls tendenziell sinken. Neben sinkenden mittleren LCOE mit zunehmender Marktdurchdringung, zeigen diese insbesondere beim AGL auch eine tendenziell geringere Verteilung. Grund dafür ist vermutlich, dass es mit höherer EV-Anzahl unwahrscheinlicher wird Stichproben mit besonders hohem oder niedrigem Energiebedarf zu ziehen.

## 6 Diskussion

### 6.1 Arbeitgeberladen (AGL)

Grundsätzlich bietet sich die EV-Ladung am Arbeitsplatz an, wobei durch die Verwendung von PV-Strom weitere Vorteile entstehen, sofern dieser durch eine Aufdachanlage erzeugt wird. Die mit durchschnittlich  $6,8 \pm 0,6$  Stunden langen Standzeiten, welche EVs tagsüber beim Arbeitgeber aufweisen, ermöglichen einerseits eine Ladung mit vergleichsweise geringen Leistungen bis 22 kW und bieten andererseits die Möglichkeit, den Ladebedarf durch eine kontrollierte Ladung zeitlich zu verschieben.

Wird die Ladeinfrastruktur an ein bestehendes Gebäudenetz angeschlossen (AGL1), lässt sich durch eine kontrollierte Ladung ein starker Anstieg der jährlichen Spitzenlast vermeiden. Bei unkontrollierter Ladung stellen die hohen resultierenden Spitzenlasten über den LP des Netzentgeltes einerseits einen Kostenfaktor dar und sorgen andererseits für kurzzeitig auftretende hohe Netzbelastungen. Darüber hinaus könnten die hohen resultierenden Spitzenlasten zeitweise zu Überlastungen des vorhandenen NAPs, und somit der Notwendigkeit einer Netzanschlusserweiterung führen. Diese ginge dabei mit zusätzlichen, jedoch allgemein schwer quantifizierbaren Kosten einher. Darüber hinaus stellt die Vermeidung steigender Spitzenlasten in der Realität möglicherweise eine Voraussetzung für die Zulässigkeit des Anschlusses am Gebäudenetz dar. Im Modell können hohe Leistungsspitzen bereits ohne eine begrenzte Netzanschlussleistung erreicht werden, was darauf schließen lässt, dass der Anschluss der Ladeinfrastruktur an einem ausreichend dimensionierten Gebäude-NAP unproblematisch ist. Dennoch sollte in der Realität durch ein dynamisches Lastmanagement sichergestellt werden, dass die Anschlussleistung nicht überschritten wird. Auch beim Anschluss an einen eigenen NAP (AGL2) stellt eine kontrollierte Ladung oder zumindest ein dynamisches Lastmanagement, die Voraussetzung zur Vermeidung hoher Spitzenlasten dar. Die mit 44 kW als ausreichend befundene Anschlussleistung wurde hier als Vielfaches der Leistung eines Ladepunktes gewählt und gilt zunächst nur unter den getroffenen Annahmen. Dennoch legen die Ergebnisse nahe, dass es in der Realität nicht notwendig ist den NAP auf den maximalen gleichzeitigen Leistungsbezug der Ladeinfrastruktur zu dimensionieren.

Eine als Aufdachanlage ausgeführte PV-Anlage wirkt sich in allen Anlagenkonstellationen beider Geschäftsmodelle positiv auf die LCOE aus, wobei sich aufgrund des höheren spezifischen Ertrags durch eine Süd-Ausrichtung jeweils höhere Einsparungen erreichen lassen. Eine Ost-West-Ausrichtung bietet jedoch aufgrund der hohen Flächennutzungsgrade den Vorteil, dass sich größere Dimensionierungen realisieren lassen, wodurch in diesem Fall mehr Netzstrom substituiert werden kann. Bei einem höheren Strompreis könnte dies dazu führen, dass diese Ausführung zu bevorzugen ist. Im Geschäftsmodell AGL1 werden die PV-Anlagen ausnahmslos maximal dimensioniert, was darauf schließen lässt, dass deren optimale Dimensionierung über dem angenommenen Grenzwert liegt. Insgesamt lassen sich bei einer Süd-Ausrichtung über den Betrachtungszeitraum von 2023 bis 2030  $4,6 \pm 0,1$  ct/kWh einsparen.

Im Fall AGL2 wird die Größe der PV-Anlage nicht durch die zu Verfügung gestellte Dachfläche begrenzt und somit optimal gewählt. Eine wichtige Erkenntnis ist hier, dass die PV-Dimensionierung von der Netzentgeltreduktion beeinflusst, und kleiner gewählt wird. Einerseits bietet der § 14a des EnWG somit einen wirtschaftlichen Anreiz zur Netzentlastung über eine netzdienliche Steuerung von SteuVE, bzw. deren an die Netzsituation angepasstes Verhalten. Andererseits geht die Netzentgeltreduktion jedoch damit einher, dass der Anreiz einer Netzentlastung durch die Erzeugung und den Verbrauch von PV-Strom vor Ort verringert wird. Nichtsdestotrotz führt eine südausgerichtete PV-Anlage über den Betrachtungszeitraum zu Einsparungen von  $2,8 \pm 0,3$  ct/kWh.

Die Eigennutzung von PV-Strom wirkt sich aus netztechnischer Sicht in beiden Geschäftsmodellen überwiegend positiv aus. In den Sommer- und Übergangsmonaten wird der Netzbezug stark verringert und somit potenziell negative Auswirkungen reduziert. Den für das Netz kritischsten Fall stellen jedoch die Wintermonate dar, in denen Netzbezüge durch PV-Strom einerseits nur noch geringfügig gesenkt werden können, und die Netze auf Niederspannungsebene andererseits höher ausgelastet sind (vgl. Abbildung 2 auf S.12). Beim Anschluss der Ladeinfrastruktur an das Gebäudenetz (AGL1) kann auch im Winter durch PV-Eigennutzung und eine kontrollierte Ladung eine hohe Vormittagsspitze vermieden werden. Allerdings bleibt eine Nachmittagsspitze von etwa 15 bis 17 Uhr bestehen, da die PV-Erzeugung zu dieser Zeit bereits sinkt. Diese wird jedoch nicht von den EVs, sondern vom Gebäude hervorgerufen, was dazu führt, dass sie sich auch durch kontrolliertes Laden nicht verhindern lässt. In der als am kritischsten für Niederspannungsnetze angenommenen Zeit zwischen etwa 17 und 20 Uhr nimmt die Gebäudelast bereits ab und belastet das Netz nur geringfügig. Die größte Reduktion des Netzbezugs wird aufgrund deren größerer Dimensionierung mit einer Ost-West-Anlage erreicht, wobei diese jedoch auch für höhere Einspeisespitzen sorgt, welche über denen des Netzbezugs liegen. Somit könnte in diesem Fall die PV-Anlage entweder ausschlaggebend für die Dimensionierung des NAPs sein, oder sie müsste bei hohen Einspeiseleistungen abgeregelt werden, wodurch jedoch Einnahmen verloren gingen und die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflusst würde. Diese Gründe sprechen somit ebenfalls für eine bevorzugte Wahl einer Süd-Ausrichtung. An einem eigenen NAP der Ladeinfrastruktur (AGL2) wird die bezogene Netzleistung durch eine PV-Anlage zwar ebenfalls verringert, allerdings wird diese nicht an die Gebäudelast angeglichen. Die Folge ist, dass im Winter eine Lastspitze von etwa 15 bis 16 Uhr entsteht, welche zeitlich mit einer Lastspitze des Gebäudes zusammentrifft. Jedoch wird bei einer netzdienlichen Steuerung nach § 14a des EnWG davon ausgegangen, dass hohe Netzbezüge zu besonders ungünstigen Zeiten vermieden werden. Im Modell wurde dies durch Sperrzeiten, bzw. statisches Steuern abgebildet, wobei jedoch bis 2029 für VNB die Pflicht zur Ermöglichung des dynamischen Steuerns besteht (siehe 2.5.5). In diesem Fall würde der Netzbezug der Ladepunkte nur bei konkreten Netzengpässen und nicht präventiv eingeschränkt werden. Da tägliche Sperrzeiten von insgesamt vier Stunden die EV-Ladung jedoch nicht negativ beeinflussen ist anzunehmen, dass durch dynamisches Steuern und eine Leistungsbegrenzung in konkreten Fällen ebenfalls keine negativen Auswirkungen entstehen.

Beim Vergleich beider Geschäftsmodelle weist AGL2 gegenüber AGL1 geringere LCOE auf. Dies kommt einerseits durch den fehlenden LP bei SLP-Abrechnung, jedoch hauptsächlich durch die Reduktion des APs zustande, für die eine SLP-Abrechnung ebenfalls als Voraussetzung angenommen wurde. Dass die LCOE für AGL2 bereits ohne die Eigennutzung von PV-Strom unter denen für AGL2 mit der Nutzung von PV-Strom liegen, lässt auf eine bevorzugte Wahl des Geschäftsmodells AGL2 schließen. Dennoch ist bei der Interpretation dieses Ergebnisses Vorsicht geboten, da abgesehen von der Netzentgeltabrechnung alle weiteren Kostenfaktoren als einheitlich angenommen wurden. Im Falle AGL2 ist zumindest mit Kosten eines zusätzlichen NAPs zu rechnen, welche sich jedoch allgemein schwer quantifizieren lassen. Die Ergebnisse des Geschäftsmodells AGL1 legen dagegen nahe, dass ein bestehender Gebäude-NAP für den Anschluss der Ladeinfrastruktur keine Ertüchtigung benötigt. Zudem können durch einen Anschluss an einem Gebäudenetz weitere, nicht allgemein quantifizierbare, Kostenvorteile entstehen, die z.B. von einer vereinfachten Installation und einem geringeren baulichen Aufwand oder geringerer räumlicher Entfernung zum NAP und geringeren Kabelwegen herrühren. All diese Punkte sind unter 2.1.3 als potenzielle Kostenfaktoren für Ladeinfrastruktur aufgeführt. Darüber hinaus beruht das Geschäftsmodell AGL2 auf der Annahme, dass ein Teil der Dachfläche der Ladeinfrastruktur zur Verfügung gestellt wird. Würde diese Fläche dem Gebäude zur Verfügung gestellt werden, so könnten ebenfalls Einsparungen durch substituierten Netzstrom entstehen, welche hier jedoch nicht berücksichtigt werden. Insbesondere für den Fall, dass am Gebäude-NAP ein volles, und am NAP der Ladeinfrastruktur ein reduziertes Netzentgelt zu zahlen ist, könnte sich die Nutzung von PV-Strom zur Deckung der Gebäudelast vorteilhafter auswirken. Welche Zuweisung der verfügbaren PV-Fläche wirtschaftlich ideal ist, sollte demnach im Einzelfall geprüft, und alle möglichen Einflussfaktoren evaluiert werden.

Bei beiden Geschäftsmodellen lassen sich durch die Eigennutzung von PV-Strom sowohl in den einzelnen Stützjahren, als auch über den betrachteten Gesamtzeitraum mit  $35,6 \pm 2,6$  ct/kWh (AGL1) und  $31,7 \pm 2,9$  ct/kWh (AGL2) LCOE erreichen, welche unter den in 2.4.1 aufgeführten Preisen für AC-Ladung von 36 bis 69 ct/kWh liegen. Darüber hinaus bietet sich der Vorteil, dass EVs komfortabel während der Arbeitszeit geladen werden können, wodurch möglicherweise Extra-Fahrten vermieden werden. Aufgrund der geringen verladenen Energiemenge ist beim Ladestromverkauf an Mitarbeiter jedoch nicht mit großen Gewinnen zu rechnen. Selbst bei einer Gewinnmarge von etwa 10 ct/kWh würden die jährlichen Gewinne lediglich in einem Bereich von 1 000 € (2025) und 3 000 € (2030) liegen. Bei einer entgeltlichen Überlassung des Ladestroms, welche die Mehrkosten des Ladepunktbetreibers gerade deckt, könnten Mitarbeiter dagegen von einer günstigen Lademöglichkeit profitieren und Arbeitgeber ihre Attraktivität steigern. Unabhängig davon, ob die Ladestrompreise gewinnorientiert erhoben werden oder nicht, bietet sich bei einer entgeltlichen Überlassung an Mitarbeiter die Abrechnung nach einem Flatrate-Modell an, da es sich hier um immer dieselben ladenden EVs handelt, und deren Anzahl leicht zu bestimmen ist. Dieses Modell kann ebenfalls zu einer einfacheren Abrechnung und somit weiteren Kosteneinsparungen führen. Wird der Ladestrom den Mitarbeitern kostenlos überlassen, so wird

dieser steuerlich begünstigt und es muss kein geldwerter Vorteil abgerechnet werden [11]. Sowohl eine unentgeltliche Überlassung des Ladestroms, als auch eine Lade-Flatrate könnten in der Realität den Effekt haben, dass Mitarbeiter häufiger laden und Ladepunkte häufiger blockiert werden. Die Auswirkungen solcher Effekte lassen sich jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht quantifizieren. Handelt es sich bei den ladenden EVs um Firmenwagen, bietet sich die Ladung am Arbeitsplatz besonders an, da einerseits günstiger geladen wird als an externen Lademöglichkeiten und andererseits die Fahrt zu diesen gespart wird. Jedoch können solche Firmenfahrzeuge ein anderes Mobilitätsverhalten aufweisen, welches von den verwendeten Zeitreihen möglicherweise nicht abgebildet wird.

Eine Vermarktung der THG-Quote bietet sich beim AGL eher nicht an. Zwar kann bei firmeneigenen EVs pauschal pro Fahrzeug abgerechnet werden, wodurch sich unter den getroffenen Annahmen ein jährlicher Erlös von 176,50 € (2025) bzw. 333,82 € (2025) pro EV ergibt, für eine Vermarktung tatsächlich verladener Energiemengen wäre es jedoch notwendig die Ladeinfrastruktur öffentlich zur Verfügung zu stellen. Dies ist einerseits möglicherweise nicht im Interesse jedes Arbeitgebers und andererseits müssten die Ladepunkte zwangsweise den Anforderungen der LSV entsprechen, wodurch höhere Kosten zu erwarten sind. In der unter 2.1.2 angegebenen Literatur wird dabei häufig zwischen privaten Wallboxen (auch beim Arbeitgeber) und öffentlichen Normalladesäulen mit 22 kW unterschieden, für die deutlich höhere Kosten angenommen werden. Somit steht den maximal erzielbaren THG-Quotenerlösen von  $16,2 \pm 0$  ct/kWh (2025) und  $17,0 \pm 0$  ct/kWh (2030) ein Kostenanstieg von  $21,3 \pm 3,1$  ct/kWh (2025) bzw.  $12,7 \pm 1,7$  ct/kWh (2030) aufgrund der Verwendung teurer Ladesäulen gegenüber. Ebenfalls basieren die erzielbaren Erlöse auf einer Vielzahl an Annahmen und sind wie unter 2.5.4 erwähnt volatil, weshalb sich nicht auf diese verlassen werden sollte. Darüber hinaus gelten die Bestimmungen des § 14a EnWG nur für nicht öffentliche Ladepunkte, wodurch die Netzentgeltreduktion, welche beim Geschäftsmodell AGL2 einen wichtigen Kostensenkungsfaktor darstellt, verwehrt bliebe. Jedoch ist es möglich, dass sich mit einer öffentlichen Ausgestaltung der Ladepunkte auch deren Auslastung erhöht, was wiederum tendenziell sinkende LCOE zufolge hätte. Dieser mögliche Effekt lässt sich jedoch nicht ohne Weiteres quantifizieren und hätte eventuell weitergehende Auswirkungen auf die Geschäftsmodelle wie z.B. die Notwendigkeit zusätzlicher Ladepunkte oder eine Überlastung des NAPs. Eine Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen, welche es Betreibern privater Ladepunkte erlaubt ihre THG-Quote nach tatsächlich verladenen Energiemengen zu vermarkten, wäre als Anreiz zur EV-Ladung am Arbeitsplatz sinnvoll und würde Arbeitgebern die Möglichkeit geben hohe Ladeinfrastrukturkosten in der frühen Phase des Markthochlaufs auszugleichen. Darüber hinaus würde eine solche Änderung einen zusätzlichen Anreiz zur Nutzung von PV-Strom bieten. Voraussetzung hierfür wäre jedoch vermutlich ein entsprechendes Messkonzept, welches verladene Energiemengen und deren Herkunft verlässlich erfasst.

## 6.2 Kundenparkplatzladen (KPL)

Wie beim Arbeitgeber-, zeigen sich auch beim Kundenparkplatzladen wirtschaftliche, netztechnische und ökologische Vorteile bei der EV-Ladung mit PV-Strom, sofern dieser aus einer Aufdachanlage stammt. In diesem Fall werden jedoch höhere Ladeleistungen bis 50 kW angenommen, welche mit hohen Spitzenlasten einhergehen. Diese lassen sich nicht durch eine kontrollierte Ladung verhindern, da die Standzeiten ladender EVs im Mittel mit  $47 \pm 30$  Minuten zu gering sind und eine Ladung während des gesamten Aufenthalts angenommen wurde.

Der angenommene Anschluss auf Mittelspannungsebene führt zu einer Abrechnung nach rLM, wodurch Spitzenlasten einen Kostenfaktor darstellen. Auch unter der Annahme eines Niederspannungsanschlusses würden allein die von den EVs bezogenen Energiemengen zur rLM-Abrechnung verpflichten. Zwar lassen sich die Spitzenlasten durch eine Beschränkung der Netzanschlussleistung verringern, jedoch zeigt dies nur einen geringen Einfluss auf die LCOE. Allerdings geht eine beschränkte Netzanschlussleistung mit einer möglicherweise geringeren Dimensionierung des NAPs einher, welche einen allgemein schwer quantifizierbaren Kostenfaktor darstellt. In jedem Fall ist die Begrenzung der Anschlussleistung damit verbunden, dass die Ladeinfrastruktur nicht zu jeder Zeit mit voller Leistung betrieben werden kann, wobei die verbleibende Netzleistung in der Realität z.B. durch ein dynamisches Lastmanagement gleichmäßig auf die Ladesäulen aufgeteilt werden könnte. Die Beschränkung der verladenen Energiemengen fällt bei den Ergebnissen dieser Arbeit gering aus, jedoch gelten diese nur für die verwendeten Lade-Zeitreihen. In Zukunft können höhere Ladeleistungen möglicherweise dazu führen, dass Spitzenlasten häufiger bezogen werden und eine Beschränkung des NAP somit die verladenen Energiemengen stärker beeinflusst. Werden die verladenen Energiemengen dabei zu sehr beeinflusst, kann darüber hinaus der Kostenvorteil dadurch kompensiert werden, dass weniger Ladeenergie verkauft wird.

Die hohen Spitzenlasten, sowie deren seltenes Auftreten und die Häufigkeitsverteilung der Ladeleistungen lassen darauf schließen, dass es vermutlich nicht notwendig ist jeden Ladepunkt als 50 kW DC-Schnellladepunkt auszuführen. Diese Annahme stellt in der vorliegenden Arbeit eine Einschränkung des Optimierungssystems dar, da es nicht möglich ist Ladungen entsprechend ihrer Leistung Normal- oder Schnellladepunkten zuzuweisen. In der Realität scheint dagegen ein Mix aus Normal- und Schnellladepunkten sinnvoll. Dafür spricht auch, dass die Ladeinfrastruktur beim KPL den Hauptkostenfaktor jedes Geschäftsmodells darstellt und die Bereitstellung hoher Ladeleistungen mit hohen Investitionskosten einhergeht (siehe 2.1.3). Ein solcher Mix hätte ebenfalls zur Folge, dass die maximal auftretenden Spitzenlasten geringer ausfallen würden und nicht zusätzlich begrenzt werden müssten.

Die Eigennutzung von PV-Strom wirkt sich bei beiden Geschäftsmodellen des KPLs positiv auf die LCOE aus. Dabei lassen sich durch einen eigenen NAP der Ladeinfrastruktur (KPL2) mit  $2,5 \pm 0$  ct/kWh höhere Einsparungen durch eigengenutzten PV-Strom erreichen, als bei einem gemeinsamen NAP mit

dem Verkaufsgebäude (KPL1), mit lediglich  $1,4 \pm 0$  ct/kWh. Das ist zum einen dadurch begründet, dass bei KPL1 in mehreren Jahren das Netzentgelt 2 gilt, wohingegen bei KPL2 lediglich das Netzentgelt 1 gezahlt werden muss. Somit lässt sich durch PV-Strom aufgrund des hohen APs ein größerer Kostenfaktor substituieren. Zum anderen zeigt bei KPL2 eine Süd-Ausrichtung den größten wirtschaftlichen Vorteil, welche einen höheren spezifischen Ertrag und geringe LCOE für die Stromerzeugung aufweist. In beiden Geschäftsmodellen werden die PV-Dimensionierungen durch die verfügbare Dachfläche begrenzt, was erneut zu der Vermutung führt, dass die optimale Dimensionierung ohne diese Beschränkung größer gewählt würde.

Der tägliche Lastverlauf ohne die Nutzung von PV-Strom, welcher bei einem gemeinsamen NAP (KPL1) dem Leistungsbedarf der EVs und der Ladeinfrastruktur, und bei einem eigenen NAP (KPL2) nur dem der Ladeinfrastruktur entspricht, zeigt im Mittel einen gleichmäßigeren Verlauf als beim AGL. Durch PV-Strom lässt sich der Netzbezug in den Sommer- und Übergangsmonaten vor allem von morgens bis frühen Mittag reduzieren und es bleibt eine Spitze gegen späten Nachmittag, bzw. frühen Abend bestehen. Im Winter fällt die Reduktion der bezogenen Netzenergie geringer aus und bereits gegen etwa 15 Uhr kann diese durch PV-Strom nicht mehr verringert werden. Die höchste mittlere Netzauslastung auf Mittelspannungsebene wird jedoch in den Vormittagsstunden angenommen (vgl. Abbildung 2), in denen der Netzbezug durch PV-Strom durchweg verringert und somit potenziell schädliche Auswirkungen auf das Netz reduziert werden können. Nimmt man bei gleichem Lastverlauf jedoch einen Anschluss auf Niederspannungsebene an, so liegen die verbleibenden Nachmittags- bzw. Abendspitzen in Zeiten höherer Netzauslastung, was sich potenziell schädlich auswirkt. Ein Anschluss der Ladeinfrastruktur auf Kundenparkplätzen erweist sich somit aus netztechnischer Sicht auf Mittelspannungsebene als sinnvoller. Der hohe Eigenverbrauch des Geschäftsmodells KPL1, spricht für eine geringe Netzbelastung durch PV-Einspeisung, welche im Geschäftsmodell KPL2 verhältnismäßig höher ausfällt. Im Jahr 2025 kann hier lediglich etwa die Hälfte des erzeugten PV-Stroms eigenverbraucht werden, wobei der eingespeiste Rest mit potenziellen Belastungen des Netzes einhergeht. Die Spitzenlasten der PV-Einspeisung liegen bei beiden Geschäftsmodellen unter denen des Netzbezugs, weshalb für die Installation der PV-Anlagen keine größere Dimensionierung des NAPs notwendig wäre.

Durch einen Anschluss der Ladeinfrastruktur an das Gebäudenetz (KPL1) lassen sich bei diesem Anwendungsfall die niedrigsten LCOE erreichen. Ein Grund dafür sind die durch den LP zustande kommenden Netzkosten. Vergleicht man die Spitzenlasten beider Geschäftsmodelle, so zeigt sich, dass die durch die Ladeinfrastruktur hervorgerufene Erhöhung der Spitzenlast bei KPL1 geringer ist, als die absolute Spitzenlast bei KPL2, was zu höheren Netzkosten führt. Ein weiterer Grund der geringeren LCOE im Fall KPL1 ist, dass die Kosten der PV-Anlage und des LPs nicht nur der Ladeenergie zugerechnet werden, sondern auch dem Gebäudebedarf. Darüber hinaus können auch hier möglicherweise zusätzliche Kosten beim Anschluss der Ladeinfrastruktur an das Gebäudenetz eingespart werden. Zumindest

die Schaffung eines weiteren NAPs ist in der Realität mit Kosten verbunden, welche jedoch allgemein schwer zu quantifizieren sind. Ebenfalls wird hier ein Teil der Dachfläche der EV-Ladung zur Verfügung gestellt, welche somit nicht zur Versorgung des Verkaufsgebäudes genutzt werden kann. Die Ergebnisse lassen somit darauf schließen, dass die Ladeinfrastruktur auf Kundenparkplätzen bei gegebener Möglichkeit bevorzugt an das Gebäudenetz angeschlossen werden sollte, um sowohl im Hinblick auf die Netzdienlichkeit als auch die Wirtschaftlichkeit der Ladung von Synergien zu profitieren.

Durch beide Geschäftsmodelle des KPLs lassen sich über den betrachteten Gesamtzeitraum mit  $36,4 \pm 0,2$  ct/kWh (KPL1) und  $37,7 \pm 0,2$  ct/kWh (KPL2) LCOE erreichen, welche unter der in 2.4.1 aufgeführten Preisspanne von 39 und 89 ct/kWh für DC-Ladungen liegen. Da es sich bei Kundenparkplätzen um öffentliche Parkplätze im Sinne der LSV handelt, können in diesem Fall die eingesparten THG-Mengen vermarktet werden. Mit Erlösen von  $15,7 \pm 0$  ct/kWh über den gesamten Betrachtungszeitraum lässt sich somit bei beiden Geschäftsmodellen ein großer Teil der LCOE ausgleichen. Zwar lassen sich bei beiden Geschäftsmodellen die gleichen THG-Quotenerlöse erreichen, jedoch wird im Falle eines eigenen NAPs der erzeugte PV-Strom gleichermaßen dem Gebäudebedarf, als auch der Ladeenergie zugerechnet. In diesem Fall könnte durch ein entsprechend programmiertes EMS PV-Strom priorisiert in die Ladeinfrastruktur gespeist, und somit die THG-Quotenerlöse erhöht werden.

Eine gewinnorientierte Vermarktung des Ladestroms bietet sich beim KPL aufgrund der hohen Energiemengen eher an. Diese liegen in etwa um einen Faktor von zehn höher als beim AGL, weshalb bei gleicher Gewinnmarge etwa mit den zehnfachen Gewinnen zu rechnen ist. Eine entgeltliche Überlassung, welche lediglich die für den Ladepunktbetreiber entstehenden Kosten abdeckt, könnte auch beim KPL Vorteile bringen, da Kunden dadurch ein günstiger Ladetarif geboten würde, was zu einer höheren Kundenbindung und Attraktivität der Einkaufsmöglichkeit führen kann. Eine unentgeltliche Überlassung würde dagegen aufgrund der hohen verladenen Energiemengen mit hohen Kosten für den Ladepunktbetreiber einhergehen. Da die LCOE für die Ladeinfrastruktur stark von der Auslastung der Ladepunkte abhängig sind, könnte in diesem Fall ein zusätzlicher zeitabhängiger Preis ab einer gewissen Standzeit dafür sorgen, dass Fahrzeuge die Ladeinfrastruktur nach Abschluss der Ladung nicht unnötig blockieren. Die Kosten einer Flatrate-Abrechnung lassen sich für Kundenparkplätze im Rahmen dieser Arbeit nicht quantifizieren, da nicht bekannt ist wie häufig eine Ladung durch dieselben EVs verursacht wird. In der Realität könnte ein solches Angebot oder auch eine unentgeltliche Überlassung des Ladestroms darüber hinaus zu einer erhöhten Nutzung der Ladeinfrastruktur und somit zusätzlichen Kosten für Strombezug aus dem Netz oder durch höhere Spitzenlasten einhergehen. Unabhängig der Ladestromvermarktung bietet sich beim KPL ebenfalls der Vorteil, dass EVs komfortabel zu Zeiten geladen werden, zu denen sie sowieso Standzeiten an diesem Ziel aufweisen, wodurch zusätzliche Fahrten gespart werden.

### 6.3 Auswirkungen von PPV-Anlagen

Aus den Ergebnissen wird deutlich, dass PPV-Anlagen unter den getroffenen Kostenannahmen weder beim AGL, noch beim KPL ohne Förderungen wirtschaftlich zu betreiben sind. Bei Vernachlässigung der Einmalkosten ergeben sich für Strom aus PPV-Erzeugung LCOE von 20,6 ct/kWh (Ost-West) und 17,3 ct/kWh (Süd). Durch diese werden sowohl bei der Einspeisung, als auch beim Eigenverbrauch des erzeugten Stroms unter den getroffenen Strompreisannahmen Verluste gemacht, welche bei einer Einspeisung jedoch deutlich höher liegen. Ohne Förderungen ist somit beim Bau solcher Anlagen mit hohen Verlusten zu rechnen. Um einen Anreiz zum Bau von PPV-Anlagen zu geben, oder dafür zu sorgen, dass bei einer rechtlich vorgeschriebenen Parkplatzüberdachung keine zu hohen wirtschaftlichen Schäden entstehen, müssten demnach finanzielle Zuschüsse gewährt werden. Wie hoch diese für einen wirtschaftlichen Betrieb seien müssten hängt dabei maßgeblich vom Eigenverbrauchsanteil des erzeugten Stroms und dem Strompreis ab. So zeigt sich, dass die Verluste mit geringeren Überdachungsgraden, welche zu einem höheren Eigenverbrauch führen, tendenziell sinken, und mit geringeren Strompreisannahmen im Jahr 2030 tendenziell steigen. Dass die maximalen CAPEX für einen gerade noch wirtschaftlichen Betrieb bei niedrigem Eigenverbrauch besonders niedrig sind liegt daran, dass die LCOE des PPV-Stroms allein durch die hohen angenommenen OPEX von 50 €/kWp bereits bei 5,9 ct/kWh (Ost-West) und 5,0 ct/kWh (Süd), und somit nur geringfügig unter der Einspeisevergütung liegen.

Vergleicht man die Ergebnisse beider Anwendungsfälle so fällt auf, dass beim AGL deutlich höhere Verluste durch eine PPV-Anlage entstehen, bzw. dass Zuschüsse für einen gerade noch wirtschaftlichen Betrieb einen größeren Teil der CAPEX ausgleichen müssten. Grund dafür sind die höheren verladenen Energiemengen und ein höherer Eigenverbrauch des PV-Stroms beim KPL. Besonders bei einer vollständigen Überdachung liegt der Eigenverbrauch beim AGL so gering, dass die LCOE der PPV-Anlage für deren wirtschaftlichen Betrieb nur geringfügig über der Einspeisevergütung liegen dürften. Da beim AGL selbst bei einer Überdachung von 25 % der Stellplätze nur ein geringer Teil des PV-Stroms eigenverbraucht werden kann, ist darauf zu schließen, dass alle untersuchten Dimensionierungen für das Ziel der EV-Ladung eine Überdimensionierung darstellen. Beim KPL weisen die hohen Eigenverbrauchsanteile, insbesondere im Stützjahr 2030, auf eine adäquatere Dimensionierung hin.

Der Eigenverbrauchsanteil des PV-Stroms, sowie dessen Anteil am Ladestrom, geben darüber hinaus auch Aufschluss über potenzielle Netzauswirkungen, durch einerseits die PV-Einspeisung und andererseits den Netzbezug. Dabei wird das Netz im Falle des AGL besonders durch Einspeisungen belastet. Ebenfalls liegt die Spitzenlast der Einspeisung hier bei allen Überdachungsgraden über der des Netzbezugs, wodurch diese für die Dimensionierung des NAPs ausschlaggebend wäre. Bei besonders großen Dimensionierungen der PPV, könnte diese beim AGL darüber hinaus an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden, was bei einer Kombination mit Ladeinfrastruktur zu einer Abrechnung nach rLM, und der zusätzlichen Kostenkomponente des Leistungspreises, führen würde. Im Gegensatz dazu wird

das Netz beim KPL durch Einspeisungen geringer, jedoch mehr durch Netzbezüge belastet. Letztere lassen sich zwar durch die PPV verringern, liegen jedoch insgesamt deutlich höher als beim AGL, wodurch die geringeren PV-Anteile zustande kommen. Die Spitzenlast der Einspeisung wäre auch hier, zumindest im Fall einer vollständigen Überdachung, für die Dimensionierung des NAPs verantwortlich.

Die diskutierten Punkte lassen darauf schließen, dass PPV auf Kundenparkplätzen eine sinnvollere Verwendung finden, als auf Arbeitgeberparkplätzen. Ist der Bau beim Arbeitgeber dennoch erwünscht, so sollte zumindest nicht die gesamte Parkplatzfläche überdacht werden. Sofern dies dennoch landesrechtlich vorgeschrieben ist, so ist mit hohen Netzbelastungen durch die PV-Anlage zu rechnen, welche auch durch die Ladung von Mitarbeiterfahrzeugen nicht stark beeinflusst werden. Alternativ könnten PPV-Anlagen in diesem Fall an das Gebäudenetz angeschlossen werden, um dessen Netzbezug und Einspeisungen zu verringern. Ebenfalls könnte sich der Zubau zusätzlicher öffentlicher Ladepunkte als sinnvoll erweisen, um einen größeren Teil des Stroms selbst zu nutzen. Um den Nutzen dieser beiden Alternativen zu quantifizieren wären jedoch weitere Annahmen und Untersuchungen notwendig.

Bei beiden Anwendungsfällen müssten PPV für einen wirtschaftlichen Betrieb finanziell bezuschusst werden. Die in den Ergebnissen angegebenen maximalen CAPEX wurden dabei für den hier betrachteten Zeitraum von 2023 bis 2030 errechnet, wobei für PPV-Anlagen jedoch eine Lebensdauer von 30 Jahren angenommen wurde. In welcher Größenordnung PPV-Anlagen für einen wirtschaftlichen Betrieb über die gesamte Lebensdauer bezuschusst werden müssten, bedarf dabei einer komplexen Betrachtung und geht über den Rahmen dieser Arbeit hinaus. Ebenfalls bietet eine Parkplatzüberdachung zusätzliche Nutzen, wie z.B. einen Witterungsschutz für parkende Fahrzeuge oder Mitarbeiter, bzw. Kunden, ein positives Image des Betreibers oder eine dadurch erhöhte Attraktivität des Arbeitgebers oder der Einkaufsmöglichkeit. Demnach sind die Kosten nicht nur der PV-Erzeugung selbst zuzurechnen. Darüber hinaus kann eine Verpflichtung von Parkplatzüberdachungen, wie sie in manchen Bundesländern bereits besteht (siehe 2.5.2), zu einer erhöhten Nachfrage führen. Wie unter 2.3.1 erwähnt, wird daher davon ausgegangen, dass die Investitionskosten für PPV-Anlagen in Zukunft sinken werden. So existiert beispielsweise bereits das Angebot einer Leichtbauvariante, durch die hohe Materialkosten vermieden werden sollen [121].

## **6.4 Allgemeine Erkenntnisse**

Den Hauptkostenfaktor aller Geschäftsmodelle stellt die Ladeinfrastruktur dar. Bei gegebenen Investitions- und Betriebskosten hängen deren Kosten lediglich von der Auslastung ab und lassen sich demnach weder im Optimierungsmodell, noch in der Realität, durch die Betriebsweise der Anlage beeinflussen. Dabei zeigt sich, dass die Ladeinfrastrukturkosten in der frühen Phase des Markthochlaufs besonders hoch liegen, und mit steigender Marktdurchdringung der Elektromobilität stark abnehmen. Da bei geringer EV-Anzahl ohnehin verhältnismäßig mehr Ladepunkte benötigt werden und deren Auslastung

geringer ausfällt, hätte ein Ladebedarf, der hinter dem bei der Planung angenommenen zurückbleibt, in früheren Jahren einen stärkeren Einfluss auf die LCOE. Für Ladepunktbetreiber empfiehlt es sich daher vorsichtig und schrittweise in Ladeinfrastruktur zu investieren, und diese nur auszubauen, wenn vorhandene Ladepunkte bereits überlastet betrieben werden und mit einer sicheren Auslastung der zugebauten Infrastruktur zu rechnen ist. Darüber hinaus ist es aus Betreibersicht sinnvoll bei Unsicherheit mit Investitionsentscheidungen zu warten, bis die Elektromobilität eine ausreichende Marktdurchdringung für sichere Investitionen erreicht hat.

Neben tendenziell sinkenden, zeigen sich mit fortschreitenden Jahren auch tendenziell gleichmäßiger verteilte LCOE. Grund dafür ist, dass es mit zunehmender EV-, bzw. Ladungsanzahl unwahrscheinlicher wird, eine Stichprobe mit besonders hohem oder niedrigem Ladebedarf zu ziehen. Dieser Effekt ist beim AGL deutlich stärker ausgeprägt, was mit den verwendeten Zeitreihen zusammenhängt. Während beim AGL eine Stichprobe verschiedene EVs mit gegebenem Fahrzeugtyp und Mobilitätsverhalten enthält, und sich deren statistische Verteilung nur bei der Betrachtung mehrerer EVs und Stichproben widerspiegelt, werden beim KPL statistische Verteilungen bereits in einer einzelnen Zeitreihe abgebildet. Zwar ist dies zunächst eine Eigenheit der verwendeten Zeitreihen, jedoch ist es möglich, dass dieser Effekt auch in der Realität auftritt. Somit ist das AGL aufgrund der immer gleichen ladenden EVs vermutlich abhängiger von deren Ladebedarf und –Leistung als das KPL, bei dem aufgrund eines größeren Fahrzeug-Pools eine größere Durchmischung stattfindet. Insgesamt wirkt sich ein zu geringer Ladebedarf jedoch vermutlich beim KPL stärker auf die Gesamtkosten aus, da die angenommene Schnellladeinfrastruktur für einen wirtschaftlichen Betrieb mit einer höheren Auslastung betrieben werden muss und deren Investitionskosten deutlich über denen für Normallladeinfrastruktur liegen.

Besonders in den Geschäftsmodellen AGL1 und KPL1 zeigt sich, dass sich das gültige Netzentgelt (Netzentgelt 1/ 2) durch verschiedene Anlagenkonstellationen ändern kann. Da sich die Benutzungsdauer aus der netzbezogenen Energiemenge und der Spitzenlast ergibt, reagiert diese auf jede Änderung der beiden Parameter, welche sowohl durch Ladeinfrastruktur, eigengenutzten PV-Strom, einen Batteriespeicher, als auch eine kontrollierte Ladung oder sonstige Spitzenlastkappungen verursacht werden. Jedoch zeigen die Ergebnisse, dass eine Änderung der Benutzungsstunden in keinem Fall mit signifikant höheren oder niedrigeren Netzkosten verbunden ist. Die spezifischen Netzentgeltkosten  $K_{NE,spez}$  lassen sich dabei nach (6.1) als Funktion der Benutzungsdauer  $VBH$  in Abhängigkeit des gültigen Arbeits-  $\rho_{AP}$  und Leistungspreises  $\rho_{LP}$  formulieren:

$$K_{NE,spez} = \rho_{AP} + \frac{\rho_{LP}}{VBH} \quad (6.1)$$

Die Höhe der spezifischen Netzentgeltkosten ist für die getroffenen Netzentgeltannahmen in Abhängigkeit der Benutzungsdauer in Abbildung 25 aufgeführt.

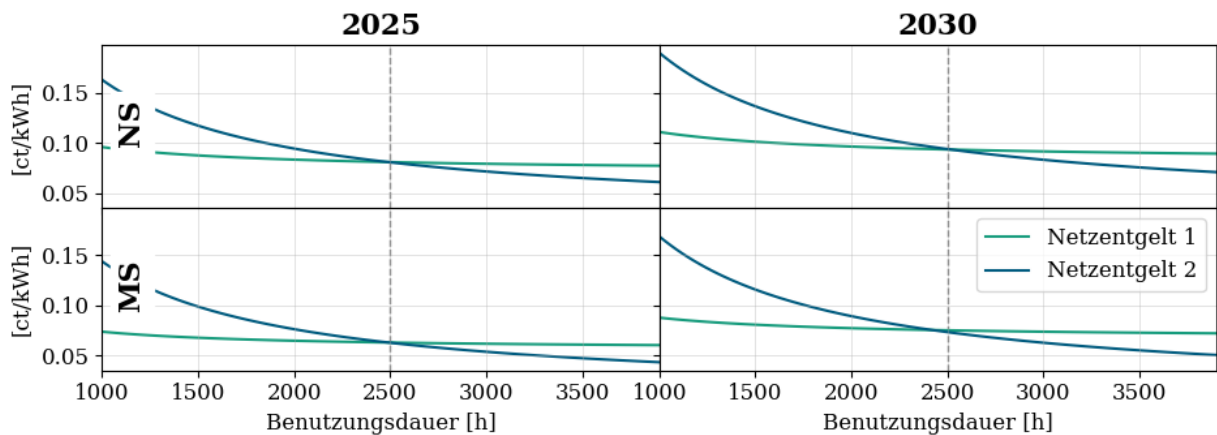


Abbildung 25: Höhe der spezifischen Netzentgeltkosten in Abhängigkeit der Benutzungsdauer. (Oben) sind die Netzkosten auf Niederspannungsebene und (unten) auf Mittelspannungsebene aufgeführt, (links) die Kosten für 2025 und (rechts) für 2030).

Aus der Abbildung lässt sich erkennen, dass sich die Kurven der Netzentgelte 1 und 2 bei einer Benutzungsdauer von 2 500 h schneiden<sup>12</sup>, und dass die jeweils gültige Abrechnungsweise die günstigere Variante darstellt. Wie unter 2.4.2 erwähnt sinken die gesamten Netzkosten dabei mit steigender Benutzungsdauer, wodurch ein möglichst gleichmäßiger Netzbezug angereizt wird. Aus den Jahresdauerlinien ist zu erkennen, dass sich die Eigennutzung von PV-Strom besonders auf die Menge der bezogenen Netzenergie, jedoch weniger auf deren Spitzenlast auswirkt, was zu einer ungleichmäßigeren Netznutzung tendenziell sinkenden Benutzungsdauer führt. Somit hat die Nutzung von PV-Strom einen Anstieg der spezifischen Netzentgeltkosten zufolge. Demgegenüber steht jedoch ein verringerter Netzbezug, wodurch insgesamt für weniger Netzstrom gezahlt werden muss.

Die Verwendung eines Batteriespeichers zeigt bei beiden Anwendungsfällen negative wirtschaftliche Auswirkungen. Zwar lassen sich einerseits PV-Strom zwischenspeichern und mehr Netzstrom substituieren, und andererseits Spitzenlasten senken, wodurch das Netz gleichmäßiger genutzt wird und die Netzentgeltkosten sinken, jedoch werden die dadurch vermiedenen Kostenfaktoren durch die Investitions- und Betriebskosten des Speichers kompensiert. Insgesamt geht die Installation eines Batteriespeichers somit in jedem untersuchten Szenario mit einem Anstieg der LCOE einher. In Fällen, in denen ein hoher Strompreis oder hohe Netzentgelte gelten, könnte sich ein Batteriespeicher dagegen möglicherweise lohnen. Die Nutzung von PV-Strom zeigt jedoch bei allen Geschäftsmodellen ohne dessen Zwischenspeicherung positive wirtschaftliche und netztechnische Auswirkungen, was darauf zurückzuführen ist, dass der Energiebedarf beider Anwendungsfälle zeitgleich mit der PV-Erzeugung auftritt. Diese Tatsache unterstreicht, dass eine Eigennutzung von PV-Strom zur EV-Ladung sowohl beim Arbeitgeber-, als auch beim Kundenparkplatzladen eine sinnvolle Anwendung findet.

<sup>12</sup> Dass die Schnittpunkte nicht genau bei 2500 h liegen, liegt vermutlich an der Verwendung fiktiver Netzentgelte.

Eigengenutzter PV-Strom wirkt sich darüber hinaus auch positiv auf die THG-Bilanz des Ladestroms aus. Wie hoch die positiven Auswirkungen sind ist dabei innerhalb eines Betrachtungsjahres nur vom jeweiligen PV-Anteil am Ladestrom abhängig. Es ist allerdings zu erwähnen, dass die Nutzung von PV-Strom für die EV-Ladung aus ökologischer Sicht nicht zwangsläufig einen Vorteil gegenüber dessen Netzeinspeisung bietet, da in diesem Fall sonstige, teils fossile Erzeuger substituiert würden. Die vorteilhafte THG-Bilanz des Ladestroms beruht demnach auf der hier angewandten Allokation. Darüber hinaus zeigt sich, dass die Ladung mit PV-Strom 2025 deutlich höhere bilanzielle THG-Einsparungen verursacht, als 2030. Das liegt zunächst an den verwendeten Emissionsfaktoren, welchen die Annahme eines Kohleausstiegs im Jahr 2030 zugrunde liegt. Die Tendenz bildet jedoch prognostizierte zukünftige Entwicklungen ab und bei einer weiteren Dekarbonisierung des Energiesystems ist damit zu rechnen, dass PV-Strom geringere ökologische Vorteile gegenüber dem mittleren Strommix bietet.

Die angesprochene Dynamik spiegelt sich auch in den erzielbaren Erlösen bei Vermarktung der THG-Quote wieder. Diese sind in Abbildung 26 für die Fälle, dass der Ladestrom entweder vollständig aus dem Netz bezogen wird, oder aus PV-Erzeugung stammt über einen Zeitraum von 2023 bis 2030 aufgeführt. Dabei wurde von einem konstanten Quotenpreis von 250 €/tCO<sub>2</sub>-Äq. ausgegangen.

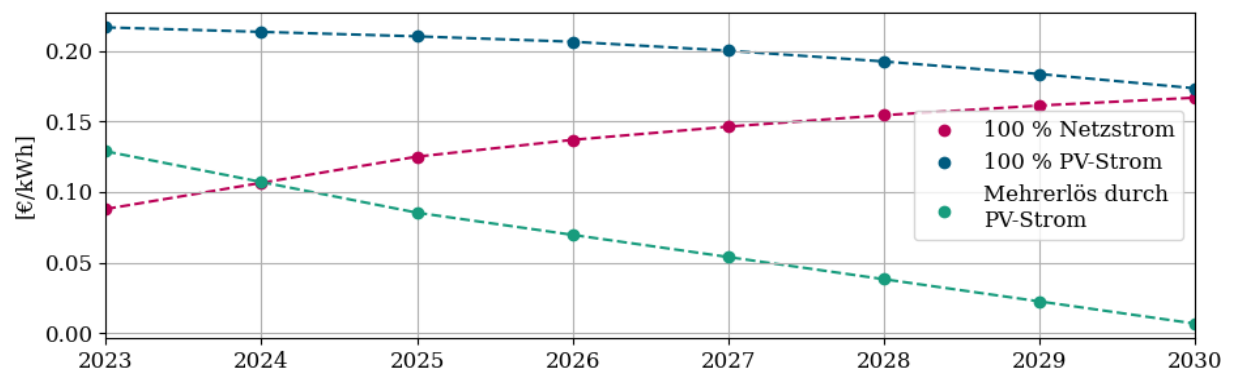


Abbildung 26: Erzielbare THG-Quotenerlöse bei Deckung des Ladebedarfs mit Netz- oder PV-Strom in den Jahren von 2023 bis 2030. Als Quotenpreises wurden konstant 250 € pro t-CO<sub>2</sub>-Äquivalent angenommen.

Es ist zu sehen, dass die Nutzung von PV-Strom insbesondere in den früheren Jahren, in denen ein höherer Anteil fossiler Erzeugung am Strommix angenommen wurde, zu einem Mehrerlös bei Vermarktung der THG-Quote führt, welcher mit steigender Dekarbonisierung des Strommixes abnimmt. Das liegt daran, dass die Erlöse bei Nutzung von Netzstrom aufgrund des sinkenden Emissionsfaktors mit den Jahren steigen und sich denen der Nutzung von PV-Strom annähern. Einen Anreiz zur Nutzung von PV-Strom bietet die THG-Quote demnach vor allem bei einem Strommix mit einem hohen Anteil fossiler Erzeuger. Wird ein Anteil des Ladestroms aus dem Netz bezogen, wirkt sich die Dekarbonisierung des Strommixes jedoch insgesamt positiv auf die Erlöse bei THG-Quotenvermarktung aus.

## 6.5 Grenzen der Arbeit

Die vorliegende Arbeit bietet nach aktuellem Kenntnisstand die erste detaillierte Auseinandersetzung mit dem Thema der wirtschaftlichen, netztechnischen und ökologischen Auswirkungen eigengenutzten PV-Stroms zur EV-Ladung auf Arbeitgeber- und Kundenparkplätzen. Zur Bearbeitung der Zielstellung wurden zwei fiktive Fallbeispiele untersucht und eine Vielzahl verschiedener Annahmen getroffen, welche dabei eine Vereinfachung der Realität darstellen und mit Unsicherheiten verbunden sind. Ebenfalls wurden verschiedene, in der Realität möglicherweise auftretende Effekte, wie z.B. mit der Zeit sinkende Investitionskosten, Skaleneffekte beim Bau großer Anlagen oder verhaltenspsychologische Effekte bei Kunden, nicht berücksichtigt. Die erzielten Ergebnisse, sowie formulierten Geschäftsmodelle gelten somit zunächst nur unter den getroffenen Annahmen.

Für verschiedene Kostenbestandteile jedes Geschäftsmodells wurde eine Parametervariation durchgeführt. Dabei wurden jedoch die Ergebnisse der Optimierung im Nachhinein variiert, wodurch mögliche Änderungen der Investitions- und Betriebsoptimierung nicht abgebildet werden. Die optimale Dimensionierung eines Anlagenbestandteils kann dabei besonders sensitiv auf Änderungen der Investitionskosten oder des Strompreises reagieren. Ebenfalls könnte die Verwendung anderer Mobilitäts-, Gebäudelast- oder PV-Erzeugungzeitreihen zu anderen Ergebnissen führen. Aus Zeitgründen ist eine Variation all dieser Parameter jedoch nicht möglich.

Die Abhängigkeit der Netzentgeltabrechnung (Netzentgelt 1 oder 2) von den Benutzungsstunden wird vom verwendeten Optimierungstool nicht abgebildet, und nur im Nachhinein bei der Errechnung der LCOE berücksichtigt. Dabei ist jedoch anzunehmen, dass die unterschiedliche Zusammensetzung des Netzentgeltes einen Einfluss auf die Dimensionierung verschiedener Anlagenbestandteile hat. So fällt bei einem hohen AP die Einsparung bezogener Netzenergie stärker ins Gewicht, wodurch sich große PV-Dimensionierungen wirtschaftlich vorteilhaft auswirken. Stellt jedoch der LP den Hauptkostenfaktor dar, so haben Spitzenlastkappungen einen größeren wirtschaftlichen Einfluss, was möglicherweise zur Installation eines Batteriespeichers führt. Die Installation eines Batteriespeichers mit vorgegebener Kapazität zeigt dennoch in dieser Arbeit in keinem Fall einen wirtschaftlichen Vorteil.

Sowohl die Dimensionierung, als auch der Betrieb eines Anlagensystems werden von dem verwendeten Tool anhand vorgegebener Zeitreihen optimiert. Dem zugrundeliegenden EMS sind dabei der zukünftige Energiebedarf und die PV-Erzeugung bekannt, wodurch die resultierenden Ergebnisse perfekte Entscheidungen widerspiegeln. In der Realität kann aufgrund einer unbekanntten Zukunft jedoch weder mit einer optimalen Dimensionierung, noch mit einem optimalen Betrieb gerechnet werden.

Die verwendeten EV-Zeitreihen beider Anwendungsfälle bilden deren Ladebedarf auf unterschiedliche Weise ab. Während beim AGL eine Anzahl individueller EVs angenommen und deren unterschiedliches Mobilitätsverhalten berücksichtigt wurde, wurde der Ladebedarf des KPL über statistische Verteilungen

bezogener Energiemengen und Ladeleistungen abgebildet. Dabei wurde angenommen, dass die Anzahl der ladenden EVs jeden Tag gleich ist und lediglich dadurch beeinflusst wird, dass eine Ladung aufgrund besetzter Ladepunkte nicht getätigt werden kann. Außerdem wurden zukünftige Fahrzeugentwicklungen und deren Einfluss auf Ladeleistung und -Bedarf nur beim AGL berücksichtigt, beim KPL jedoch nicht. Demnach ist beim Vergleich beider Anwendungsfälle Vorsicht geboten.

Wie in Fußnote 5 auf S.42 erwähnt, wurden Zeitreihen verschiedener Zeitzonen verwendet. Die Gebäudelastprofile und Ladezeitreihen des KPL sowie die Auslastung der Mittel- und Niederspannungsnetze und darauf basierenden Sperrzeiten gelten für die Zeitzone UTC+1 und bilden somit die Uhrzeit innerhalb Deutschlands ab. Die PV- und EV-Zeitserien des AGLs gelten hingegen für die Zeitzone UTC±0, wodurch diese für den Betrachtungsraum Deutschland um eine Stunde nach vorne verschoben sind. Da der Großteil der PV-Erzeugung jedoch immer noch zu Zeiten hohen Energiebedarfs auftritt, ist der Einfluss auf den Eigenverbrauch und die Substitution netzbezogenen Stroms vermutlich sehr gering. Auch die Reduktion jährlicher Spitzenlasten wird wahrscheinlich kaum beeinflusst, wodurch die wirtschaftlichen Auswirkungen dieses Fehlers vermutlich gering bleiben. Ein größerer Einfluss ist bei der Betrachtung des zeitlichen Netzbezugs zu erwarten. Bei einer zeitlich korrekten Abbildung der PV-Erzeugung ist dementsprechend mit einer geringfügigen Reduktion der verbleibenden Nachmittagsspitzen sowohl beim AGL, als auch beim KPL zu rechnen. Den kritischsten Fall für das Netz stellen die Wintermonate dar, in denen die Nachmittagsspitze mit einheitlichen Zeitreihen zwar vermutlich verkürzt, jedoch nicht vollständig verhindert werden könnte. Darüber hinaus könnte gegen Vormittag eine zusätzliche, jedoch geringer ausfallende Lastspitze verbleiben. Aufgrund der diskutierten Punkte wird insgesamt nicht mit einer großen Verfälschung der Ergebnisse gerechnet. Für eine verlässliche Quantifizierung des Einflusses müssten jedoch alle Rechnungen mit korrekten Zeitreihen wiederholt werden.

In der dieser Arbeit zugrundeliegenden Literatur wird häufig erwähnt, dass sich Rahmenbedingungen nach Einzelfall unterscheiden. Je nach Einschränkungen und Möglichkeiten sind daher verschiedene Geschäftsmodelle in der Realität umsetzbar oder sinnvoll. Entscheidungen sollten demnach im Einzelfall auf Basis bekannter Information getroffen werden. Innerhalb dieser Arbeit wurden jedoch Dynamiken ermittelt, welche potenzielle Auswirkungen auf die LCOE von Ladestrom haben, und Entscheidern somit ein Anhaltspunkt geboten, auf welchen Faktoren besonderes Augenmerk liegen sollte.

## 7 Zusammenfassung und Ausblick

Im Laufe dieser Arbeit wurde das Potenzial der Ladung von Elektroautos (EVs) mittels eigenerzeugtem Photovoltaik-(PV)-Strom auf Arbeitgeber- und Kundenparkplätzen untersucht und auf den erlangten Erkenntnissen basierende Geschäftsmodelle entwickelt. Ein Geschäftsmodell bezieht sich dabei auf die Zusammensetzung des der Ladung zugrundeliegenden Energiesystems, sowie dessen idealer Betriebsweise zur Reduktion der Gestehungskosten (LCOE). Sowohl für den Anwendungsfall des Arbeitgeber-, als auch des Kundenparkplatzladens konnten jeweils zwei Geschäftsmodelle formuliert werden.

Im ersten Geschäftsmodell des Arbeitgeberladens (AGL1) erfolgt der Anschluss der Ladeinfrastruktur an ein bestehendes Gebäudenetz, wobei kontrolliert mit bis zu 22 kW geladen wird. Dabei verpflichtet bereits der Energiebedarf des Gebäudes zu einer Netzentgeltabrechnung mit registrierender Lastgangmessung (rLM). Durch die kontrollierte Ladung lässt sich der Ladebedarf der EVs zeitlich verschieben, was zufolge hat, dass ein Anstieg der Spitzenlast sowie ein damit verbundener Anstieg der Netzkosten fast vollständig vermieden werden. Durch die Eigennutzung von PV-Strom können in diesem Fall die Kosten des aus dem Netz bezogenen Stroms, potenziell schädliche Netzauswirkungen und die Treibhausgasemissionen der EV-Ladung weiter gesenkt werden.

Das zweite Geschäftsmodell dieses Anwendungsfalles (AGL2) stellt der Anschluss der Ladeinfrastruktur an einen eigenen Netzanschlusspunkt (NAP) dar. Aufgrund des niedrigen Netzbezugs hinter dem NAP kann das Netzentgelt nach einem Standardlastprofil (SLP) abgerechnet werden, wodurch Kosten für Spitzenlasten vermieden werden. Darüber hinaus wird bei SLP-Abrechnung das Netzentgelt bei einer netzdienlichen Steuerung nach § 14a des EnWG reduziert, wodurch weitere Kosten gespart werden. Auch hier wird kontrolliert mit bis zu 22 kW geladen. Dabei kann die Netzanschlussleistung deutlich unter der Gesamtleistung der Ladeinfrastruktur liegen, was eine Vermeidung hoher Spitzenlasten zufolge hat, ohne dass die verladene an die EVs Energiemenge beeinflusst wird. Die Nutzung von PV-Strom bietet erneut durch die Substitution von Netzstrom wirtschaftliche Vorteile und senkt die aus dem netzbezogene Last. Zwar zeigen die Ergebnisse dieses Geschäftsmodells Vorteile gegenüber des vorhergehenden, jedoch können in der Realität weitere Kosten aufgrund des zusätzlichen NAPs oder eines höheren baulichen Aufwandes entstehen.

Die Geschäftsmodelle des Kundenparkplatzladens unterscheiden sich ebenfalls nach dem NAP der Ladeinfrastruktur. Wird diese an ein bestehendes Gebäudenetz angeschlossen (KPL1), zeigt die jährliche Spitzenlast aufgrund hoher Ladeleistungen von bis zu 50 kW einen starken Anstieg. In diesem Fall lassen sich Leistungsspitzen jedoch nicht durch eine kontrollierte Ladung reduzieren, da EVs auf Kundenparkplätzen zu geringe Standzeiten aufweisen. Das kurze zeitliche Auftreten von Leistungsspitzen bietet jedoch die Möglichkeit, diese durch eine Beschränkung der Netzanschlussleistung zu reduzieren, wodurch die EV-Ladung nur sehr geringfügig beeinträchtigt wird. Die Kappung von Spitzenlasten geht

dabei ebenfalls mit einer Senkung der LCOE einher, welche allerdings nur gering ausfällt. Wirtschaftliche Vorteile der Nutzung eigenerzeugtem PV-Stroms liegen hier vor allem in der Reduktion des aus dem Netz bezogenen Stroms und einem höheren Erlös bei Vermarktung der THG-Quote. Aus netztechnischer Sicht wirkt sich die Eigennutzung von PV-Strom ebenfalls positiv aus, da die Dauer hoher Netzbezüge gesenkt und nur wenig PV-Strom eingespeist wird.

Im Falle eines eigenen NAPs der Ladeinfrastruktur (KPL2) zeigen sich weitestgehend die gleichen Dynamiken wie im vorhergehenden Geschäftsmodell. Jedoch liegen die LCOE in diesem Fall höher, was einerseits mit vergleichsweise höheren Spitzenlasten zusammenhängt und andererseits damit, dass Kostenbestandteile geringeren Energiemengen zugerechnet werden. Darüber hinaus fällt die Eigennutzung des PV-Stroms an einem eigenen NAP geringer aus, was zu potenziell höheren Netzbelastungen durch Einspeisungen führt. Demnach ist ein Anschluss der Ladeinfrastruktur an ein Gebäudenetz auf Kundenparkplätzen zu bevorzugen, sofern die Möglichkeit dazu gegeben ist.

Alle angesprochenen Geschäftsmodelle haben gemeinsam, dass sich die PV-Anlage auf dem Dach des zugehörigen Gebäudes befindet. Dabei zeigt sich, dass sich die Installation einer PV-Anlage, welche als Parkplatzüberdachung ausgeführt ist, aufgrund hoher Investitions- und Betriebskosten wirtschaftlich nicht lohnt. Um einen wirtschaftlichen Anreiz zur PV-Überdachung von Parkplätzen zu bieten müssten solche Anlagen demnach finanziell gefördert werden. Dabei fallen die Verluste aufgrund eines niedrigeren Energiebedarfs auf Arbeitgeberparkplätzen besonders hoch aus, was ebenfalls einen geringen Eigenverbrauch und eine hohe Netzbelastung durch PV-Einspeisungen zufolge hat. Auf Kundenparkplätzen führen PV-Überdachungen zwar ebenfalls zu wirtschaftlichen Verlusten, jedoch fallen diese, sowie hohe Netzbelastungen durch Einspeisungen aufgrund eines höheren Eigenverbrauchs geringer aus.

Eine weitere Gemeinsamkeit aller Geschäftsmodelle ist, dass sich Batteriespeicher aus wirtschaftlicher Sicht nicht lohnen. Zwar lässt sich einerseits durch zwischengespeicherten PV-Strom mehr Netzstrom substituieren, und andererseits Spitzenlasten und die damit verbundenen Kosten reduzieren, jedoch führen die zusätzlichen Kosten eines Batteriespeichers insgesamt zu einem Anstieg der LCOE.

Den Hauptbestandteil der LCOE aller Geschäftsmodelle bilden die Kosten der Ladeinfrastruktur. Somit stellt eine ausreichende Auslastung eine wichtige Voraussetzung für deren wirtschaftlichen Betrieb dar. Bei einer Untersuchung der LCOE im Verlauf der kommenden Jahre, bei der für jedes Jahr unterschiedliche Auslastungen angenommen wurden, zeigt sich, dass besonders in der frühen Phase des Markthochlaufs mit starken Kostenanstiegen aufgrund unausgelasteter Ladepunkte zu rechnen ist. Mit fortschreitender Zeit sinken die Kosten jedoch und nähern sich einem konstanten Niveau an, da eine steigende Marktdurchdringung der Elektromobilität eine höhere Auslastung der Ladeinfrastruktur zufolge hat. Eine Empfehlung an Ladepunktbetreiber lautet daher schrittweise in Ladeinfrastruktur zu investieren und diese nur auszubauen, sofern mit deren ausreichender Auslastung zu rechnen ist.

Abschließend lässt sich festhalten, dass sich die Nutzung von eigenerzeugtem PV-Strom zur Ladung von EVs auf Arbeitgeber- und Kundenparkplätzen wirtschaftlich, netztechnisch und ökologisch positiv auswirkt, sofern eine adäquat dimensionierte Aufdachanlage verwendet wird. Durch die EV-Ladung verursachte Lastspitzen lassen sich jedoch mit PV-Strom nur geringfügig senken und sollten anderweitig, z.B. durch eine kontrollierte Ladung oder ein dynamisches Lastmanagement verhindert werden.

## 7.1 Ausblick

Die Aufgabenstellung dieser Arbeit wurde anhand zweier fiktionaler Fallbeispiele bearbeitet. Je nach Einzelfall können sich die Rahmenbedingungen jedoch stark unterscheiden, wobei davon ausgegangen werden muss, dass diese einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der EV-Ladung haben. Eine Untersuchung verschiedener Arbeitgeber- und Verkaufsstätten-Typen und –Größen bietet daher einen wichtigen Ansatzpunkt weiterer Untersuchungen. Darüber hinaus wirken sich auch externe Faktoren wie beispielsweise die Marktdurchdringung der Elektromobilität, Investitionskosten der Anlagenbestandteile, oder Strompreise und deren Bestandteile wirtschaftlich auf die EV-Ladung aus. Eine Quantifizierung des Einflusses dieser Faktoren würde für Ladepunktbetreiber ebenfalls einen Mehrwert bieten.

Die PV-Überdachung von Parkplätzen erwies sich im Rahmen dieser Arbeit als unwirtschaftlich. Da diese jedoch in manchen Bundesländern eine gesetzliche Pflicht darstellt, wären weitergehende Untersuchungen zur optimalen Betriebsweise bei einer solchen Pflicht sinnvoll. Ebenfalls könnten mögliche Anreize für den Bau von Parkplatz-Anlagen und deren netzdienliche Betriebsweise untersucht werden.

Neben den untersuchten Anwendungsfällen des Kundenparkplatz- und Arbeitgeberladens gibt es noch viele weitere. Bei der Recherche dieser Arbeit zeigte sich, dass Literatur zu wirtschaftlichen Aspekten vor allem für die Ladung zu Hause existiert, für alle anderen Anwendungsfälle jedoch ein Mangel an Literatur herrscht. Da für eine erfolgreiche Antriebswende jedoch Ladeinfrastruktur verschiedener Anwendungsfälle benötigt wird, stellt auch die Erforschung von Geschäftsmodellen weiterer Anwendungsfälle eine wichtige Aufgabe dar.

Einen weiteren interessanten Aspekt stellen verhaltenspsychologische Effekte dar. Da besonders die Auslastung der Ladeinfrastruktur über deren Wirtschaftlichkeit entscheidet, wäre eine Untersuchung verschiedener Vermarktungsweisen und deren Einflusses auf das Nutzerverhalten für Ladepunktbetreiber sicherlich von Interesse.

Zu guter Letzt könnte die Etablierung der Benutzungsdauer des öffentlichen Netzes und deren Auswirkung auf das gültige Netzentgelt eine sinnvolle Erweiterung der verwendeten Optimierungstools *invest* und *microSCOPE* darstellen. Die Berücksichtigung dieses Einflussfaktors hätte eine adäquatere Dimensionierung der Anlagenbestandteile und somit bessere Ergebnisse zufolge.

## Literaturangaben

- [1] Umweltbundesamt: Klimawandel, 2016. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/grundlagen-des-klimawandels>, abgerufen am: 30.11.2022
- [2] IPCC: Climate Change 2021. The Physical Science Basis. Chapter 2: Changing state of the climate system (2021)
- [3] Europäische Kommission: Übereinkommen von Paris, 2021. [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement\\_de#tab-0-0](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement_de#tab-0-0), abgerufen am: 30.11.2022
- [4] IPCC: Climate Change 2021. The Physical Science Basis. Summary for Policymakers 2021 (2021)
- [5] McMichael, A. J. u. Lindgren, E.: Climate change: present and future risks to health, and necessary responses. *Journal of internal medicine* 270 (2011) 5, S. 401–413
- [6] Umweltbundesamt: Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, 2022. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#entwicklung-des-endenergieverbrauchs-nach-sektoren-und-energieträgern>, abgerufen am: 25.11.2022
- [7] Umweltbundesamt: Klimaschutz im Verkehr, 2023. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr/klimaschutz-im-verkehr#ziele>, abgerufen am: 20.08.2023
- [8] Bundestag: Bundes-Klimaschutzgesetz. KSG. 2019
- [9] Hochfeld, C., Jung, A., Klein-Hitpaß, A., Maier, U., Meyer, K. u. Vorholz, F.: Mit der Verkehrswende die Mobilität von morgen sichern. 12 Thesen zur Verkehrswende, 2017. <https://www.agora-verkehrswende.de/12-thesen/nur-mit-der-verkehrswende-ist-die-vollendung-der-energie-wende-moeglich/>, abgerufen am: 21.08.2023
- [10] Bundesregierung: Projektionsbericht 2021 für Deutschland, 2021. <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/projektionsbericht-2021-politik-szenarien-x>, abgerufen am: 21.08.2023
- [11] Schulze, O.: Elektromobilität. Ein Ratgeber für Entscheider, Errichter, Betreiber und Nutzer. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden 2022
- [12] Staudacher, F.: Elektromobilität. Theorie und Praxis zur Ladeinfrastruktur. de-Fachwissen. München, Heidelberg: Hüthig 2020
- [13] Cichowski, R. R.: Lexikon der Elektromobilität. Erfolgreiche Planung, Anschluss, Betrieb und Erichten von Niederspannungsanlagen, der Ladeinfrastruktur und zugehörigen Elektroinstallation gemäß DIN VDE 0100, DGUV, VDE-Anwendungsregeln, DIN-EN-IEC-Normen und weiteren technischen Regelwerken. VDE-Schriftenreihe - Normen verständlich, Bd. 200. Berlin, Offenbach: VDE Verlag 2023

- [14] Seong, W. M., Park, K.-Y., Lee, M. H., Moon, S., Oh, K., Park, H., Lee, S. u. Kang, K.: Abnormal self-discharge in lithium-ion batteries. *Energy & Environmental Science* 11 (2018) 4, S. 970–978
- [15] Komarnicki, P., Haubrock, J. u. Styczynski, Z. A.: *Elektromobilität und Sektorenkopplung. Infrastruktur- und Systemkomponenten*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg 2020
- [16] Karle, A.: *Elektromobilität. Grundlagen und Praxis*. Hanser 2021
- [17] Bonin, M. von, Dörre, E., Al-Khrouz, H., Braun, M. u. Zhou, X.: Impact of Dynamic Electricity Tariff and Home PV System Incentives on Electric Vehicle Charging Behavior: Study on Potential Grid Implications and Economic Effects for Households. *Energies* 15 (2022) 3, S. 1079
- [18] Zapf, M.: *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem. Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden; Springer Vieweg 2022
- [19] Doppelbauer, M.: *Grundlagen der Elektromobilität. Technik, Praxis, Energie und Umwelt*. Springer eBook Collection. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden; Imprint Springer Vieweg 2020
- [20] Arnhold, O., Daam, C., Hirschberg, R., Hofmann, J., Teschner, B. u. Gscheidlinger, F.: *Studie Elektromobilität Berlin 2025+. Eine Untersuchung zur Entwicklung der Elektromobilität in Berlin im Pkw- Segment und daraus resultierender Bedarf an Ladeinfrastruktur auf Basis verschiedener Szenarien*, Berlin 2021. <https://reiner-lemoine-institut.de/studie-elektromobilitaet-berlin-2025/>, abgerufen am: 20.06.2023
- [21] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Ladesäulenverordnung. LSV*. 2021
- [22] Hardman, S., Jenn, A., Tal, G., Axsen, J., Beard, G., Daina, N., Figenbaum, E., Jakobsson, N., Jochem, P., Kinnear, N., Plötz, P., Pontes, J., Refa, N., Sprei, F., Turrentine, T. u. Witkamp, B.: A review of consumer preferences of and interactions with electric vehicle charging infrastructure. *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 62 (2018), S. 508–523
- [23] Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur: *Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf*. Studie im Auftrag des BMVI, Berlin 2020. <https://reiner-lemoine-institut.de/studie-ladeinfrastruktur-nach-2025-2030-szenarien-fuer-den-markthochlauf/>, abgerufen am: 21.11.2022
- [24] Deloitte: *E-Mobility. Ladeinfrastruktur als Geschäftsfeld*, 2018. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/de/Documents/risk/Risk-Deloitte-Ladeinfrastruktur.pdf>, abgerufen am: 21.07.2023
- [25] Bünger, U., Nicolai, S., Zerhusen, J., Monsalve, C., Kharboutli, S., Michalski, J., Ruhe, S. u. Albrecht, U.: *Infrastrukturbedarf E Mobilität. Analyse eines koordinierten Infrastrukturaufbaus zur Versorgung von Batterie- und Brennstoffzellen-Pkw in Deutschland*, 2019. <https://stiftung.adac.de/foerderschwerpunkte/mobilitaetsforschung/e-mobilitaet/>, abgerufen am: 13.08.2023

- [26] Alberer, L.: Kostensenkungspotentiale bei Schnell-Ladeinfrastruktur bis 2025, Universität für Bodenkultur Wien Diplomarbeit. Wien 2020
- [27] Nationale Plattform Elektromobilität: Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland. Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015, Berlin 2015. <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/2download/ladeinfrastruktur-fuer-elektrofahrzeuge-in-deutschland-statusbericht-und-handlungsempfehlungen/>, abgerufen am: 01.07.2023
- [28] Maur, A. auf der, Brüggeshemke, N. u. Kutschera, M.: Lade-Report. Entwicklung der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität sowie Vergleich der Ladetarife in Deutschland, 2020. [https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20200207\\_prog-nos\\_lade-report\\_2020.pdf](https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20200207_prog-nos_lade-report_2020.pdf), abgerufen am: 13.08.2023
- [29] idealo: Wallbox bis 22 kW (2023) Preisvergleich, 2023. <https://www.ideal.de/preisvergleich/ProductCategory/32443F100608002-100608333I16-45.html?cmpReload=true>, abgerufen am: 21.07.2023
- [30] Statista: Elektroautos - Anteil am Pkw-Bestand 2030, 2023. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1202904/umfrage/anteil-der-elektroautos-am-pkw-bestand-in-deutschland/>, abgerufen am: 17.01.2023
- [31] Bundesregierung: MEHR FORTSCHRITT WAGEN. BÜNDNIS FÜR FREIHEIT, GERECHTIGKEIT UND NACHHALTIGKEIT. KOALITIONSVERTRAG ZWISCHEN SPD, BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN UND FDP, 2021. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/gesetzesvorhaben/koalitionsvertrag-2021-1990800>, abgerufen am: 17.01.2022
- [32] Bratzel, S. u. Teller, R.: Die Zukunft der Mobilität. Die Zukunftstrends in den Bereichen Elektromobilität, Connected Car und Mobilitätsdienstleistungen, Bergisch Gladbach 2022. [https://www.bnpparibascardif.de/documents/20182/553563/202211\\_Studie+Zukunft+der+Mobilit%C3%A4t\\_BNP+Paribas+Cardif\\_CAM.pdf/ba64091a-72d0-4052-19b4-7219e6c0e606?t=1670931758690](https://www.bnpparibascardif.de/documents/20182/553563/202211_Studie+Zukunft+der+Mobilit%C3%A4t_BNP+Paribas+Cardif_CAM.pdf/ba64091a-72d0-4052-19b4-7219e6c0e606?t=1670931758690), abgerufen am: 17.01.2023
- [33] Gnann, T., Speth, D., Plötz, P., Wietschel, M. u. Krail, M.: Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge. Rückblick und Ausblick bis 2030. Working Papers Sustainability and Innovation 05/2022, Karlsruhe 2022. [https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2022/WP05-2022\\_Markthochlaufszszenarien\\_E-Fahrzeuge\\_GNT-final.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2022/WP05-2022_Markthochlaufszszenarien_E-Fahrzeuge_GNT-final.pdf), abgerufen am: 18.08.2023
- [34] Kraftfahrtbundesamt: Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken, 2022. [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Motorisierung/motorisierung\\_node.html?yearFilter=2022](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Motorisierung/motorisierung_node.html?yearFilter=2022), abgerufen am: 23.07.2023
- [35] Bundesnetzagentur: Ladeinfrastruktur in Zahlen (Stand 1. Oktober 2022), 2022. (Stand 1. Oktober 2022), abgerufen am: 08.12.2022

- [36] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität: BEDARFSGERECHTE UND WIRTSCHAFTLICHE ÖFFENTLICHE LADEINFRASTRUKTUR – PLÄDOYER FÜR EIN DYNAMISCHES NPM-MODELL, 2020. <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/04/NPM-AG->
- [37] Kasten, P., Minnich, L., Randrianarisoa, J., Ritter, D., Vogel, M., Dünzen, K., Just, L., Novirdoust, A. A., Diers, H., Niesler, N. u. Fabianak, P.: Szenarien und regulatorische Herausforderungen für den Aufbau der Ladeinfrastruktur für elektrische Pkw und Lkw, 2022. <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/szenarien-und-regulatorische-herausforderungen-fuer-den-aufbau-der-ladeinfrastruktur-fuer-elektrische-pkw-und-lkw>, abgerufen am: 12.01.2023
- [38] Kipker, D.-K. u. Seipel, C.: Datenschutz in der E-Mobilität - Problemstellungen und mögliche Lösungsansätze. ATZelektronik 14 (2019) 3, S. 44–49
- [39] BDEW: Die Energieversorgung 2022. Jahresbericht, Berlin 2023. [https://www.bdew.de/media/documents/Pub\\_20230601\\_Jahresbericht-2022-UPDATE-mai-2023.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20230601_Jahresbericht-2022-UPDATE-mai-2023.pdf), abgerufen am: 19.08.2023
- [40] Kemmler, A., Wunsch, A. u. Burret, H.: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2030. Berechnungsergebnisse aus dem Szenario 1, 2021. <https://www.prognos.com/de/projekt/entwicklung-des-bruttostromverbrauches-bis-2030>, abgerufen am: 21.11.2022
- [41] Schäfer, K. F.: Systemführung. Betrieb elektrischer Energieübertragungsnetze. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH; Springer Vieweg 2022
- [42] VDE u. FNN: Netzintegration Elektromobilität. Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen, 2019. <https://www.vde.com/resource/blob/1896384/8dc2a98adff3baa259dbe98ec2800bd4/fnn-hinweis--netzintegration-e-mobilitaet-data.pdf>, abgerufen am: 29.08.2023
- [43] Heuck, K., Dettmann, K.-D. u. Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. Springer eBook Collection Computer Science & Engineering. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, Wiesbaden 2010
- [44] Strobel, J. C.: E-mobility – opportunity or threat for grid operators? In: Liebl, J. (Hrsg.): Netzintegration der Elektromobilität 2018. Wege zusammenführen 3. Internationale ATZ-Fachtagung. SpringerLink Bücher. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden 2018, S. 72–79
- [45] Göhlich, D. u. Raab, A. F. (Hrsg.): Mobility2Grid - Sektorenübergreifende Energie- und Verkehrswende. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg 2021
- [46] Vennegeerts, H., Tran, J., Rudolph, F. u. Pfeifer, P.: Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität. Kurzfassung des Abschlussberichts, Aachen 2018. <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/metastudie-von-vdefnn-und-bdew-zur-netzintegration-der-elektromobilitaet-veroeffentlicht/>, abgerufen am: 06.12.2022

- [47] Thormann, B. u. Kienberger, T.: Estimation of Grid Reinforcement Costs Triggered by Future Grid Customers: Influence of the Quantification Method (Scaling vs. Large-Scale Simulation) and Coincidence Factors (Single vs. Multiple Application). *Energies* 15 (2022) 4, S. 1383
- [48] Westnetz GmbH: Netzrelevante Daten unseres Stromnetzes, 2023. <https://www.westnetz.de/de/ueber-westnetz/unser-netz/netzkennzahlen/netzrelevante-daten-strom.html>, abgerufen am: 19.08.2023
- [49] Schmid, E., Zimmermann, H. u. Wiesholzer, A.: Stromnetze in Deutschland: Das System, die Netzbetreiber und die Netzentgelte. Eine umfassende Einführung, 2019. <https://www.germanwatch.org/de/16122>, abgerufen am: 19.08.2023
- [50] Komarnicki, P., Lombardi, P. u. Styczynski, Z. A.: Elektrische Energiespeichersysteme. Flexibilitätsoptionen für Smart Grids. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg; Springer Vieweg 2021
- [51] Clement, D., Shaffer, L. u. Robb, J.: Commercial buildings and the grid in the advent of electric vehicles: challenges and opportunities – exploring possibilities for commercial buildings and facilities to sustainably host public EV charging infrastructures. In: Liebl, J. (Hrsg.): Netzintegration der Elektromobilität 2018. Wege zusammenführen 3. Internationale ATZ-Fachtagung. SpringerLink Bücher. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden 2018, S. 115–122
- [52] Mahmood, A., Javaid, N., Khan, M. A. u. Razaq, S.: An overview of load management techniques in smart grid. *International Journal of Energy Research* 39 (2015) 11, S. 1437–1450
- [53] Bundestag: Energiewirtschaftsgesetz. EnWG. 2023
- [54] Tulpule, P. J., Marano, V., Yurkovich, S. u. Rizzoni, G.: Economic and environmental impacts of a PV powered workplace parking garage charging station. *Applied Energy* 108 (2013), S. 323–332
- [55] van der Kam, M. u. van Sark, W.: Smart charging of electric vehicles with photovoltaic power and vehicle-to-grid technology in a microgrid; a case study. *Applied Energy* 152 (2015), S. 20–30
- [56] Fachrizal, R., Shepero, M., van der Meer, D., Munkhammar, J. u. Widén, J.: Smart charging of electric vehicles considering photovoltaic power production and electricity consumption: A review. *eTransportation* 4 (2020), S. 100056
- [57] Icha, P., Lauf, T. u. Kuhs, G.: Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2022. *Climate Change* 20/2023, 2023. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-treibhausgas-9>, abgerufen am: 21.08.2023
- [58] Lauf, T., Memmler, M. u. Schneider, S.: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2021. *Climate Change* 50/2022, 2022.

- <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energietraeger-2021>, abgerufen am: 21.08.2023
- [59] Buberger, J., Kersten, A., Kuder, M., Eckerle, R., Weyh, T. u. Thiringer, T.: Total CO<sub>2</sub>-equivalent life-cycle emissions from commercially available passenger cars, 2022
- [60] Wirth, H.: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 2023. [www.pv-fakten.de](http://www.pv-fakten.de), abgerufen am: 09.03.2023
- [61] Stryi-Hipp, G. u. Uhland, T.: Photovoltaik-Parkplaetze - Solarüberdachungen von Park- und Stellplätzen. Faktenpapier, 2022. [https://solarcluster-bw.de/fileadmin/Dokumente/Aktuelles/Nachrichten/2022/2022\\_01\\_Solar\\_Cluster\\_BW\\_PV-Netzwerk\\_Faktenpapier\\_Photovoltaik-Parkplaetze.pdf](https://solarcluster-bw.de/fileadmin/Dokumente/Aktuelles/Nachrichten/2022/2022_01_Solar_Cluster_BW_PV-Netzwerk_Faktenpapier_Photovoltaik-Parkplaetze.pdf), abgerufen am: 09.03.2023
- [62] Lichner, C.: pv magazine Podcast: Parkplatz-Photovoltaik kommt – wie geht es ökonomisch und schön?, 2022. <https://www.pv-magazine.de/2022/07/07/pv-magazine-podcast-parkplatz-photovoltaik-kommt-wie-geht-es-oekonomisch-und-schoen/>, abgerufen am: 10.03.2023
- [63] Kämpfe, S.: Anfrage zu Investitionskostenannahmen von Photovoltaik-Parkplatzüberdachungen. Telefonat. Kassel 2023
- [64] Mihaylov, J.: Anfrage zu Investitionskosten von Parkplatz-PV-Anlagen. E-Mail. 2023
- [65] Mertens, K.: Photovoltaik. Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis. München: Hanser 2020
- [66] Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Klimaschutz. Hanser eLibrary. München: Hanser 2021
- [67] Fechner, H.: Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können. mit Fokus auf bis 2030 realisierbare PV-Potentiale im Gebäudesektor und technische Potentiale auf anderen Flächen, 2020
- [68] Bundestag: Erneuerbare Energien Gesetz. EEG. 2023
- [69] Bundestag: Einkommensteuergesetz. EStG. 2022
- [70] Rechtsgutachten zur Anwendbarkeit von § 3 Preisangabenverordnung (PAngV) auf Ladestrom für Elektromobile sowie zur Zulässigkeit und Vereinbarkeit verschiedener am Markt befindlicher Tarifmodelle für Ladestrom mit den Vorgaben der PAngV, BMWi, 2018
- [71] VERIVOX: Ladetarife für E-Autos: Übersicht, 2023. <https://www.verivox.de/elektromobilitaet/ladetarife/>, abgerufen am: 13.08.2023
- [72] Gieße, A.: Ladestationen für Elektroautos: Anbieter und Kosten im Vergleich, 2023. <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/laden/elektroauto-ladesaehlen-strompreise/>, abgerufen am: 13.08.2023
- [73] STROM-REPORT: Strompreiszusammensetzung 2022: Strompreis einfach erklärt, 2022. <https://strom-report.de/strompreise/strompreis-zusammensetzung/>, abgerufen am: 19.12.2022

- [74] Löschel, A., Rübbelke, D. T. G., Ströbele, W., Pfaffenberger, W. u. Heuterkes, M.: Energiewirtschaft. Einführung in Theorie und Politik. Berlin, Boston: De Gruyter Oldenbourg 2020
- [75] Bundesnetzagentur: Netzentgelt (Strom und Gas), 2022. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A\\_Z\\_Glossar/N/Netzentgelt.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/N/Netzentgelt.html), abgerufen am: 19.12.2022
- [76] Bundesregierung: Stromnetzentgeltverordnung. StromNEV. 2022
- [77] Engel, S., Nestle, D., Selzam, P. u. Strauß, P.: Intelligentes Netzlastmanagement mit variablen Netzentgelten als indirektes Steuerungsinstrument für Verteilnetzbetreiber, 2011. <https://www.vde-verlag.de/proceedings-de/453376063.html>, abgerufen am: 20.12.2022
- [78] BDEW: BDEW-Strompreisanalyse Juli 2023. Haushalte und Industrie, 2023. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>, abgerufen am: 06.08.2023
- [79] Bundestag: Stromsteuergesetz. StromStG. 2021
- [80] Bundesregierung: Konzessionsabgabenverordnung. KAV. 2006
- [81] Amprion: § 19 StromNEV-Umlage, 2023. <https://www.amprion.net/Strommarkt/Abgaben-und-Umlagen/%C2%A719-StromNEV-Umlage/>, abgerufen am: 31.08.2023
- [82] Bundestag: Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz. KWKG. 2022
- [83] Bundesnetzagentur: Kurzleitfaden zur LSV für Betreiber öffentlicher Ladepunkte. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/E\\_Mobilitaet/Leitfaden.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/E_Mobilitaet/Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=6), abgerufen am: 11.08.2023
- [84] Umweltbundesamt: Klarstellung zur „öffentlichen Zugänglichkeit“ im Sinne der LSV und der 38. BImSchV, 2022. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/2023-01-13\\_klarstellung\\_oeffentliche\\_zugaenglichkeit.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/2023-01-13_klarstellung_oeffentliche_zugaenglichkeit.pdf), abgerufen am: 11.08.2023
- [85] Bundestag: Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz. GEIG. 2021
- [86] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg. KlimaG BW. 2023
- [87] Landtag Rheinland-Pfalz: Landesgesetz zur Installation von Solaranlagen. LSolarG. 2021
- [88] Ministerium des Inneren des Landes Nordrhein-Westfalen: Bauordnung für das Land Nordrhein-Westfalen. BauO NRW 2018. 2018
- [89] Land Schleswig-Holstein: Energiewende- und Klimaschutzgesetz, 2022. <https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/K/klimaschutz/energiewendeKlimaschutzgesetz.html>, abgerufen am: 15.10.2023
- [90] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Das Deutschlandnetz: Konzept der Ausschreibung von 1000 Schnellladestandorten auf Grundlage des Schnellladegesetzes, 2021. <https://www.standorttool.de/strom/deutschlandnetz/>

- [91] Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur: Fördern, 2023. <https://nationale-leitstelle.de/foerdern/>, abgerufen am: 23.01.2023
- [92] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Förderrichtlinie "Öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland". 2021
- [93] Ambrosch, T.: THG-Quotenhandel: Alles rund um die THG-Quote (Treibhausgasminderungsquote), 2023. <https://equota.de/thg-quote-treibhausgasminderungsquote/>, abgerufen am: 03.08.2023
- [94] Bundestag: Bundes-Immissionsschutzgesetz. BImSchG. 2022
- [95] Bundesregierung: Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen. 38. BImSchV. 2021
- [96] Umweltbundesamt: Vollzug 38. BImSchV: Anrechnung von Strom für Elektrofahrzeuge, 2023. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr/kraftstoffe-antriebe/vollzug-38-bimschv-anrechnung-von-strom-fuer>, abgerufen am: 04.08.2023
- [97] eQuota: Aktueller Preis der THG-Quote und Infos zur Marktentwicklung, 2023. <https://equota.de/quotenerloese/>, abgerufen am: 03.08.2023
- [98] Bundesnetzagentur: Beschlusskammer 6 und Beschlusskammer 8, 2023. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/BK6-22-300\\_Festlegungsverfahren.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/BK6-22-300_Festlegungsverfahren.html), abgerufen am: 01.06.2023
- [99] Bundesnetzagentur: Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz. 2022
- [100] Bundesnetzagentur: Festlegung zu Netzentgelten bei Anwendung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG gem. Festlegung BK6-22-300. 2023
- [101] Prewitz, K.: Optimierungsbasierte Analyse von Anreizsystemen für Photovoltaik-Eigenstromversorgung in Mehrfamilienhäusern, TU Dresden Diplomarbeit. Dresden 2022
- [102] Fraunhofer IEE: Ladeinfrastruktur 2.0, 2023. <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/ladeinfrastruktur2-0.html>, abgerufen am: 24.03.2023
- [103] infas Institut für Sozialwissenschaft: Mobilität in Deutschland, 2022. <https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/index.html>, abgerufen am: 24.03.2023
- [104] BMDV: Regionalstatistische Raumtypologie (RegioStaR), 2021. <https://bmdv.bund.de/Shared-Docs/DE/Artikel/G/regionalstatistische-raumtypologie.html>, abgerufen am: 19.06.2023
- [105] Statista: Durchschnittliche Verkaufsfläche je Verkaufsstelle im Lebensmitteleinzelhandel in Deutschland nach Betriebsformen in den Jahren 1990 bis 2013, 2015. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/431561/umfrage/filialgroesse-im-lebensmitteleinzelhandel-in-deutschland-nach-betriebsformen/>, abgerufen am: 15.07.2023

- [106] Dörre, E., Hippe, S., Klein, T. u. Stoklosa, P.: E-Ladeinfrastrukturkonzept für die WIRO GmbH in Rostock. Erläuterungsbericht, 2023
- [107] Ministerium für Landesentwicklung und Wohnen Baden-Württemberg: VwV Stellplätze. 2022
- [108] Staatsministeriums des Innern Sachsen: Verwaltungsvorschrift des Sächsischen Staatsministeriums des Innern zur Sächsischen Bauordnung. VwVSächsBO. 2005
- [109] Ministerium für Städtebau und Wohnen, Kultur und Sport Nordrhein Westfalen: Verwaltungsvorschrift zur Landesbauordnung. VV BauO NRW. 2000
- [110] Kleiber, W. u. Tillmann, H.-G.: Tabellenhandbuch zur Ermittlung des Verkehrswerts und des Beleihungswerts. Tabellen, Indizes, Formeln und Normen für die Praxis. Bundesanzeiger Verlag 2008
- [111] Fraunhofer ISE: SynPRO Simulator, 2023. <https://synpro-lastprofile.de/simulator/>, abgerufen am: 30.08.2023
- [112] Haller, M., Loreck, C., Matthes, F. C. u. Ritter, D.: EEG-Rechner 3.0.3. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage, 2015. <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/eeg-rechner-303>, abgerufen am: 29.08.2023
- [113] Jasper, A.: Wer trägt die Vollkosten des deutschen Energiesystems der Zukunft? Szenarienbasierte Wirkungsanalyse einer Reform der Entgelt-, Steuern-, Abgaben- und Umlagensystematik, Universität Kassel Masterarbeit. Kassel 2019
- [114] Metzler, K.: Untersuchung von Maßnahmen zur netzdienlichen und verursachergerechten Allokation zukünftiger Stromsystemkosten für PV-Eigenstromsysteme, Technische Universität Braunschweig Masterarbeit. Braunschweig 2022
- [115] ene't: Marktdaten Netznutzung (Strom) | ene't GmbH, 2023. <https://www.enet.eu/portfolio/marktdaten-netznutzung-strom>, abgerufen am: 05.04.2023
- [116] Böttger, D., Dreher, Alexander, Ganal, Irina, Gauglitz, P., Geiger, D., Gerlach, Gerhardt, Norman, Harms, Y., Härtel, P. u. Jentsch, M.: Modellbildung für nationale Energieversorgungsstrukturen im europäischen Kontext unter besonderer Berücksichtigung der Zuverlässigkeit von Vereinfachungen und Aggregationen (SystemKontext), 2023. [https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=Fraunhofer-Institut%20f%C3%BCr%20Energiewirtschaft%20und%20Energiesystemtechnik%20\(IEE\)&v=10&p=2&s=8&id=600797](https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=Fraunhofer-Institut%20f%C3%BCr%20Energiewirtschaft%20und%20Energiesystemtechnik%20(IEE)&v=10&p=2&s=8&id=600797), abgerufen am: 28.06.2023
- [117] Perez, R., Stewart, R., Seals, Robert u. Guertin, T.: The Development and Verification of the Perez Diffuse Radiation Model, 1988. <https://www.osti.gov/servlets/purl/7024029>, abgerufen am: 30.08.2023

- [118] Kost, C., Shammugam, S., Fluri, V., Peper, D., Memar, A. D. u. Schlegl, T.: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Juni 2021, 2021. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>, abgerufen am: 20.03.2023
- [119] Tesla: Powerwall 2 AC Datasheet, 2019
- [120] Baumann, M. u. Schuller, O.: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle. Climate Change 61/2021, Dessau-Roßlau 2021. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsfaktoren-der-stromerzeugung-betrachtung>, abgerufen am: 03.09.2023
- [121] PARK-SOLAR: PPV - PARK-SOLAR Parkplatz-Photovoltaik im Leichtbau, 2023. <https://park-solar.com/>, abgerufen am: 03.10.2023

## Anhang

### A1 Herleitung zeitunabhängiger Gesteungskosten

Gesteungskosten  $LCOE$  werden in der Regel über einen Zeitraum  $T$  betrachtet, wobei gilt:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=0}^{T-1} \frac{OPEX_t}{(1+z)^t} - \frac{DEC}{(1+z)^T}}{\sum_{t=0}^{T-1} \frac{E_t}{(1+z)^t}} \text{ bzw.} \quad (A1.1)$$

$$LCOE \cdot \sum_{t=0}^{T-1} \frac{E_t}{(1+z)^t} = CAPEX + \sum_{t=0}^{T-1} \frac{OPEX_t}{(1+z)^t} - \frac{DEC}{(1+z)^T} \quad (A1.2)$$

$t$  beschreibt dabei das Betrachtungsjahr,  $CAPEX$  die Investitionskosten,  $OPEX$  die Betriebskosten,  $DEC$  einen Dekommissionierungswert und  $z$  den Diskontzinssatz.

Möchte man die  $LCOE$  je Jahr betrachten, so ist es hilfreich die Summanden jedes Betrachtungsjahr auszuschreiben.

$$\begin{aligned} CAPEX + \sum_{t=0}^{T-1} \frac{OPEX_t}{(1+z)^t} - \frac{DEC}{(1+z)^T} \\ &= \left( CAPEX + \frac{OPEX_0}{(1+z)^0} - R_1 \right) + \left( R_1 + \frac{OPEX_1}{(1+z)^1} - R_2 \right) + \dots \\ &+ \left( R_{T-1} + \frac{OPEX_{T-1}}{(1+z)^{T-1}} - \frac{DEC}{(1+z)^T} \right) \\ &= \sum_{t=0}^{T-1} \left( R_t + \frac{OPEX_t}{(1+z)^t} - R_{t+1} \right) \quad (3) \end{aligned} \quad (A1.3)$$

$R_t$  gibt hier den Anlagenrestwert an, welcher abhängig vom Betrachtungsjahr ist und mit der Zeit abnimmt, und  $DEC$  den Restwert der Anlage am Ende deren Lebensdauer

Führt man (A1.2) und (A1.3) zusammen, so erhält man (A1.4):

$$LCOE \cdot \sum_{t=0}^{T-1} \frac{E_t}{(1+z)^t} = \sum_{t=0}^{T-1} \left( R_t + \frac{OPEX_t}{(1+z)^t} - R_{t+1} \right) \quad (A1.4)$$

Für die  $LCOE$  je Jahr sollte davon ausgegangen werden, dass die einzelnen Summanden der linken und rechten Seite der Gleichung (A1.4) gleich groß sind, wodurch folgt:

$$LCOE_t \cdot \frac{E_t}{(1+z)^t} = R_t + \frac{OPEX_t}{(1+z)^t} - R_{t+1}, \text{ bzw.} \quad (A1.5)$$

$$LCOE_t = \frac{(1+z)^t (R_t - R_{t+1}) + OPEX_t}{E_t} \quad (A1.6)$$

Für die Restwerte müssen bei Forderung der zeitlichen Unabhängigkeit der  $LCOE$  folgende Bedingungen gelten:

$$R_0 = CAPEX \quad (A1.7)$$

$$R_T = \frac{DEC}{(1+z)^T} \quad (A1.8)$$

$$\sum_{t=0}^{T-1} (R_t - R_{t+1}) = CAPEX - \frac{DEC}{(1+z)^T} \quad (A1.9)$$

Sind  $OPEX_t$  und  $E_t$  unabhängig von  $t$ , so müssen im Sinne der Gestehungskostenmethode auch die  $LCOE_t$  unabhängig von  $t$  sein, woraus folgt:

$$(R_t - R_{t+1}) = \frac{c}{(1+z)^t} \quad (A.10)$$

$c$  steht hierbei für eine zeitunabhängige Konstante. Setzt man (A.10) in (A1.9) ein, so folgt daraus:

$$\sum_{t=0}^{T-1} (R_t - R_{t+1}) = c \cdot \sum_{t=0}^{T-1} \frac{1}{(1+z)^t} =: c \cdot Y_{z,T} \quad (A1.11)$$

$Y_{z,T}$  ist eine endliche geometrische Reihe, deren Wert sich für  $z \neq 0$  zu bestimmt.

$$Y_{z,T} = \sum_{t=0}^{T-1} \frac{1}{(1+z)^t} = \frac{(1+z)^T - 1}{z \cdot (1+z)^{T-1}} \quad (A1.12)$$

Aus (A1.9) und (A1.11) folgt für die Konstante  $c$ :

$$c \cdot Y_{z,T} = CAPEX - \frac{DEC}{(1+z)^T}, \text{ bzw.} \quad (A1.13)$$

$$c = \frac{CAPEX - \frac{DEC}{(1+z)^T}}{Y_{z,T}} \quad (A1.14)$$

Für die Restwerte  $R_t$  folgt aus (A1.7), (A.10) und (A1.14) nach Iteration:

$$\begin{aligned} R_t &= R_{t-1} - \frac{c}{(1+z)^{t-1}} = \dots = CAPEX - \sum_{t=0}^{t-1} \frac{c}{(1+z)^t} = CAPEX - c \cdot Y_{z,t} \\ &= CAPEX - \left( CAPEX - \frac{DEC}{(1+z)^T} \right) \cdot \frac{Y_{z,T}}{Y_{z,t}} \end{aligned} \quad (A1.15)$$

Und für die jährlichen LCOE gilt nach (A1.6) und (A1.11)

$$LCOE_t = \frac{c + OPEX_t}{E_t} = \frac{CAPEX}{Y_{z,T}} + OPEX_t - \frac{DEC}{(1+z)^T Y_{z,T}} \quad (A1.16)$$

Geht man davon aus, dass die Restwerte einer Anlage zu ihrem Lebensende  $DEC = 0$  beträgt, so folgt:

$$LCOE_t = \frac{\frac{CAPEX}{\sum_{t=0}^{T-1} \frac{1}{(1+z)^t}} + OPEX_t}{E_t} \quad (A1.17)$$

Betrachtet man die jährlichen Kosten  $k_j$  eines einzelnen Anlagenbestandteils  $j$  mit einer Lebensdauer  $L$ , so gilt konsistenter Weise:

$$k_{j,t} = \frac{CAPEX_j}{\sum_{t=0}^{L_j-1} \frac{1}{(1+z)^t}} + OPEX_j \quad (A1.18)$$

## A2 Häufigkeitsverteilung der Kundenparkplatzdaten

Tabelle A2.1: Häufigkeitsverteilung der Energiebedarfsklassen für die Erstellung von Ladezeitreihen auf Kundenparkplätzen. Datenbasis: Kundenparkplatzdaten.

Energiebedarfs- klasse	Häufigkeit [%]	Energiebe- darfsklasse	Häufigkeit [%]	Energiebe- darfsklasse	Häufigkeit [%]
2,5 kWh	11,01	20 kWh	8,93	40 kWh	2,25
5 kWh	28,89	25 kWh	6,75	45 kWh	1,56
10 kWh	18,56	30 kWh	4,74	50 kWh	2,29
15 kWh	11,65	35 kWh	3,36		

Tabelle A2.2: Teil 1/2 der Häufigkeitsverteilung der Leistungsklassen für die Erstellung von Ladezeitreihen auf Kundenparkplätzen. Datenbasis: Kundenparkplatzdaten.

Ladeleistungsklasse	Energiebedarfsklasse					
	2.5 kWh	5 kWh	10 kWh	15 kWh	20 kWh	25 kWh
	Häufigkeit [%]					
2,5 kW	9,33	0,54	0,01	0,00	0,00	0,00
5 kW	76,37	42,54	14,95	4,39	1,31	0,01
10 kW	13,14	35,07	35,33	17,70	12,01	9,23
15 kW	1,02	9,51	11,39	11,70	4,56	3,29
20 kW	0,15	5,49	11,62	13,92	14,16	8,15
25 kW	0,00	2,31	6,67	10,08	10,14	10,56
30 kW	0,00	1,44	4,79	9,07	12,28	12,46
35 kW	0,00	1,12	3,97	9,18	11,66	13,58
40 kW	0,00	0,88	3,87	8,14	10,59	12,71
45 kW	0,00	0,93	5,59	11,56	17,21	22,20
50 kW	0,00	0,18	1,81	4,27	6,07	7,81

Tabelle A2.3: Teil 2/2 der Häufigkeitsverteilung der Leistungsklassen für die Erstellung von Ladezeitreihen auf Kundenparkplätzen. Datenbasis: Kundenparkplatzdaten.

Ladeleistungsklasse	Energiebedarfsklasse				
	30 kWh	35 kWh	40 kWh	45 kWh	50 kWh
	Häufigkeit [%]				
2,5 kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5 kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10 kW	6,23	1,20	0,00	0,00	0,00
15 kW	2,53	2,07	1,36	0,71	0,49
20 kW	6,00	4,12	2,70	1,02	0,71
25 kW	6,65	4,36	3,33	2,37	1,31
30 kW	11,24	6,96	4,63	5,23	4,98
35 kW	14,95	18,97	12,61	10,06	9,69
40 kW	14,46	18,35	25,12	21,43	26,71
45 kW	28,18	32,24	39,87	48,59	41,82
50 kW	9,75	11,73	10,37	10,59	14,29

### A3 Einstellungen für Gebäudelastprofile

**Profiltypen**

Elektrisch  Trinkwarmwasser  Heizung  Nur Elektroauto

---

**Allgemeines**

Wetterdatensatz  Standort  Zeitliche Auflösung  Simulationsjahr

---

**Gebäudeliste**

Aggregationsebenen

---

**Gebäude 1**

**Zonierung**

Anteil Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD) gegenüber Anteil Wohngebäude (%)

**GHD Zonen (100% vergeben)**

**Zone 1 (100% vergeben)**

Zonen-Norm  Zone  Anteil der Zone (%)

Effizienz Licht  Effizienz Geräte  Effizienz Lüftung

Einzel-, Gruppenbüro (%) <input type="text" value="10"/>	Grossraumbüro (%) <input type="text" value="50"/>	Sitzungszimmer (%) <input type="text" value="10"/>
Schalterhalle, Empfang (%) <input type="text" value="5"/>	Verkehrsfläche (%) <input type="text" value="10"/>	Treppenhaus (%) <input type="text" value="5"/>
Nebenraum (%) <input type="text" value="5"/>	Küche, Teeküche (%) <input type="text" value="2"/>	WC (%) <input type="text" value="2"/>
Serverraum (%) <input type="text" value="1"/>		

Abbildung A3.1: Verwendete Einstellungen zur Erstellung des Gebäudeprofils für den Anwendungsfall AGL.

**Profiltypen**

Elektrisch  
  Trinkwarmwasser  
  Heizung ⓘ  
  Nur Elektroauto ⓘ

---

**Allgemeines**

Wetterdatensatz ⓘ ERA5  
 Standort ⓘ Dresden  
 Zeitliche Auflösung 15 minütlich  
 Simulationsjahr ⓘ 2019

---

**Gebäudeliste**

Aggregationsebenen ⓘ Gebäudeebene

---

**Gebäude 1**   Nettonutzfläche (m<sup>2</sup>) ⓘ 1333

**Zonierung**

Anteil Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD) gegenüber Anteil Wohngebäude (%)

100

**GHD Zonen (100% vergeben) ⓘ**

**Zone 1 (100% vergeben) ⓘ**

Zonen-Norm ⓘ SIA  
 Zone Verkauf  
 Anteil der Zone (%) 100

Effizienz Licht standard  
 Effizienz Geräte standard  
 Effizienz Lüftung standard

Einzel-, Gruppenbüro (%)	Lebensmittelverkauf (%)	Fachgeschäft (%)
5	60	0
Verkauf Möbel, Bau, Garten (%)	Verkehrsfläche (%)	
0	15	
Treppenhaus (%)	Nebenraum (%)	Garderobe, Dusche (%)
0	15	5

Abbildung A3.2: Verwendete Einstellungen zur Erstellung des Gebäudeprofils für den Anwendungsfall KPL.

## A4 Auswertung und Trends für Netzentgeltannahmen

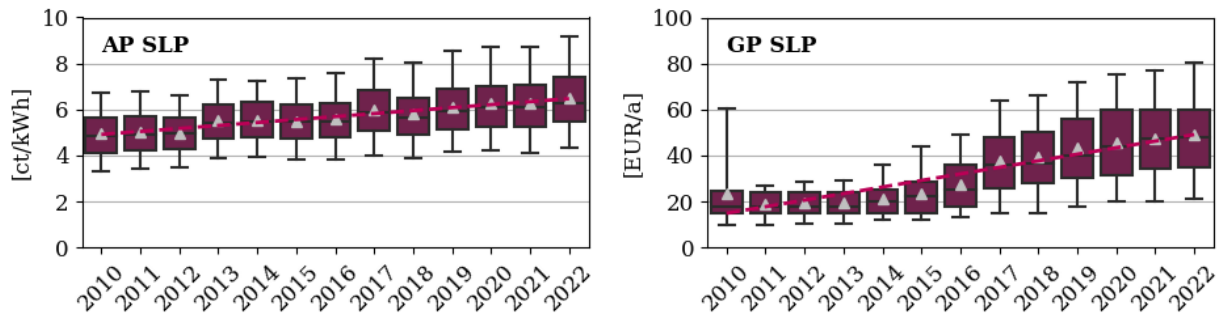


Abbildung A4.3: Verteilung und Trend der Netzentgeltbestandteile bei Abrechnung nach SLP. Datengrundlage: [115]

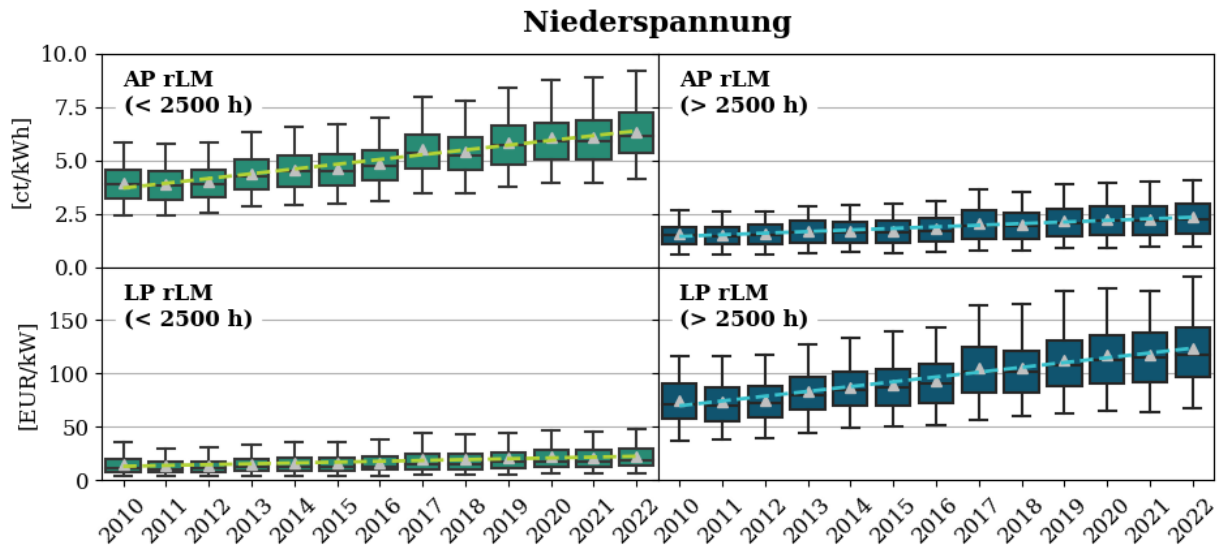


Abbildung A4.4: Verteilung und Trend der Netzentgeltbestandteile bei nach rLM auf Niederspannungsebene. Datengrundlage: [115]

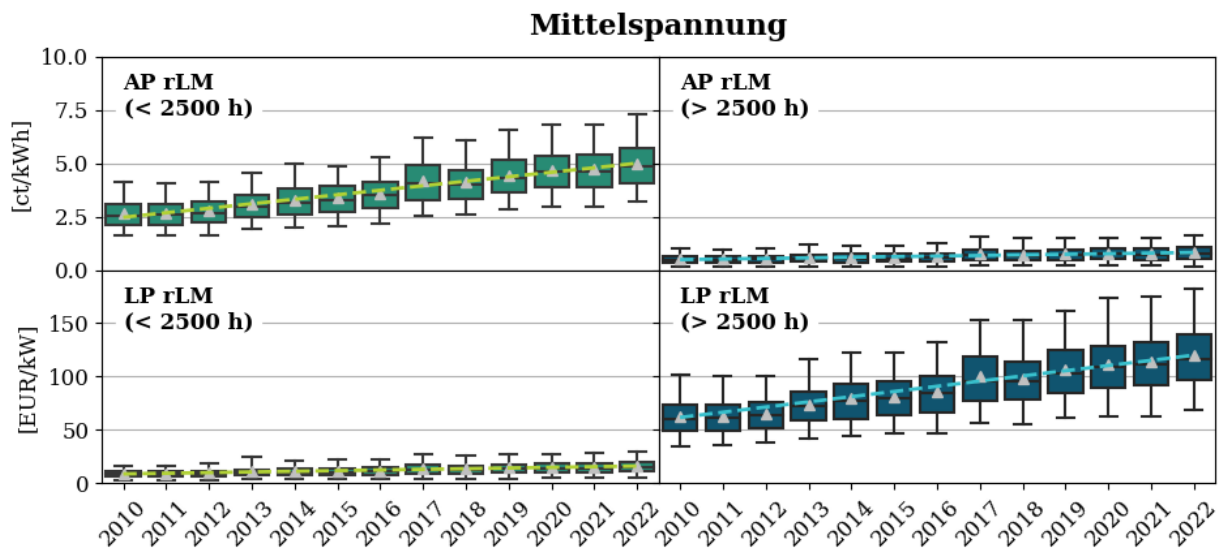


Abbildung A4.5: Verteilung der Netzentgeltbestandteile bei Abrechnung nach rLM auf Mittelspannungsebene. Datengrundlage: [115]

## A5 Betrachtung wirtschaftlich unrentabler PV-Anlagen

In Fällen, in denen PV-Anlagen bei keiner Dimensionierung einen wirtschaftlichen Vorteil bieten, werden diese vom Optimierungstool nicht installiert. Um deren Einfluss dennoch zu untersuchen, gibt es die Möglichkeit Anlagenbestandteile mit einer vorgegebenen Größe zu installieren. Da jedoch in diesem Fall die gesamten Verluste einer Anlage bei einer Errechnung der LCOE nach (4.14) dem Energiebedarf des Gebäudes und der Ladeinfrastruktur, bzw. nach (4.15) nur der Ladeinfrastruktur, zugewiesen wird, bietet die zusätzliche Betrachtung der spezifischen wirtschaftlichen Verluste pro erzeugter Energiemenge  $K_{Verlust,PV}$  nach (A5.19) eine sinnvolle Ergänzung der Diskussionsgrundlage.

$$K_{Verlust,PV} = \frac{K_{PV} - E_{Netz,subst} \cdot \rho_{Netz} - E_{Einsp} \cdot \rho_{Einsp} - \Delta P_{max} \cdot \rho_{LP}}{E_{PV}} \quad (A5.19)$$

$K_{PV}$  beschreibt dabei die jährlichen Kosten der PV-Anlage nach (4.13),  $E_{Netz,subst}$  die netzbezogene Energiemenge welche substituiert werden kann,  $\rho_{Netz}$  die Kosten des netzbezogenen Stroms,  $E_{Einsp}$  die in Netz eingespeiste Energiemenge,  $\rho_{Einsp}$  die Einspeisevergütung und  $E_{PV}$  die von der PV-Anlage erzeugte Strommenge. Bei Abrechnung nach rLM gehen die für den Leistungspreis eingesparten Kosten, welche sich aus der Reduktion der jährlichen Lastspitze  $\Delta P_{max}$  und dem Leistungspreis  $\rho_{LP}$  errechnen ebenfalls in die Rechnung mit ein.

Eine weitere Kenngröße bietet die Errechnung der maximalen Investitionskosten  $CAPEX_{max}$ , bei denen sich der Bau der PV-Anlage wirtschaftlich gerade noch lohnen würde, bzw. bei denen keine Verluste gemacht werden würden, nach (A5.20).

$$CAPEX_{max} = \left[ E_{PV,spez} \cdot (x_{Eigen} \cdot \rho_{Netz} + (1 - x_{Eigen}) \cdot \rho_{Einsp}) + \frac{\Delta P_{max} \cdot \rho_{LP}}{S} - OPEX_{PV} \right] \cdot \sum_{t=0}^{L-1} \frac{1}{(1+z)^t} \quad (A5.20)$$

$E_{PV,spez}$  bezeichnet hier den spezifischen Ertrag einer PV-Anlage,  $x_{Eigen}$  deren Eigenverbrauch und  $S$  deren Dimensionierung.

Da sich sowohl die Annahmen der Strompreise, als auch an EV-verladene Energiemengen über die Jahre des Markthochlaufs ändern, wird  $CAPEX_{max}$  für den gesamten, in dieser Arbeit betrachteten Zeitraum des Markthochlaufs von 2023 bis 2032 berechnet. Dabei wird wie unter 4.8 beschrieben vorgegangen.  $CAPEX_{max}$  werden dann als Mittelwert für den gesamten Zeitraum angegeben.

## A6 Annahmen für den Markthochlauf

Tabelle A6.4: Annahmen zur Bestimmung der Anzahl der ladenden EVs in verschiedenen Jahren des Markthochlaufs. Datengrundlage: [23, 32].

		2023	2025	2027	2028	2030	2032
<b>Prognose Marktanteil</b>		6 %	11,4 %	18,2 %	22,7 %	34,1 %	44,9 %
<b>Wahrscheinlichkeit</b>	<b>AGL</b>	88 %	88 %	80 %	76 %	68 %	64 %
<b>Ladung</b>	<b>KPL</b>	50 %	50 %	48 %	47 %	45 %	43 %
<b>Anzahl EV/</b>	<b>AGL</b>	5	10	15	17	23	29
<b>täglicher Ladungen</b>	<b>KPL</b>	14	26	42	51	73	93

Tabelle A6.5: Annahmen zu Strompreisen, Netzentgelten und staatlichen Abgaben in verschiedenen Jahren des Markthochlaufs. Datengrundlage: [78, 112 bis 115].

			2023	2025	2027	2028	2030	2032
	<b>Strompreis (GHD)</b>	[ct/kWh]	15,5	10,3	9	8,3	7	7,2
	<b>Staatliche Abgaben</b>	[ct/kWh]	3,535	3,535	3,535	3,535	3,525	3,535
<b>Nieder- spannung</b>	<b>GP SLP</b>	[€/Jahr]	52	58	63	66	72	78
	<b>AP SLP</b>	[ct/kWh]	6,7	6,9	7,2	7,3	7,6	7,8
	<b>LP rLM 1</b>	[€/kW]	23	25	26	27	29	30
	<b>AP rLM 1</b>	[ct/kWh]	6,6	7,1	7,5	7,7	8,2	8,6
	<b>LP rLM 2</b>	[€/kW]	128	137	146	151	160	169
<b>Mittel- spannung</b>	<b>AP rLM 2</b>	[ct/kWh]	2,4	2,6	2,7	2,8	3	3,1
	<b>LP rLM 1</b>	[€/kW]	17	18	19	20	21	22
	<b>AP rLM 1</b>	[ct/kWh]	5,2	5,6	6,1	6,3	6,7	7,2
	<b>LP rLM 2</b>	[€/kW]	125	135	144	149	159	169
	<b>AP rLM 2</b>	[ct/kWh]	0,9	0,9	1	1	1	1,1

## A7 Berechnungsgrundlage Emissionsfaktoren

Zur Berechnung der THG-Emissionsfaktoren des Jahres 2030 wurden Emissionsfaktoren des UBA [58, 120] verwendet. Diese sind in CO<sub>2</sub>-Äq. pro Primärenergieeinheit angegeben und berücksichtigen ebenfalls die Emissionen der Vorkette. Die Faktoren werden über einen elektrischen Nutzungsgrad zu Emissionsfaktoren pro elektrischer Erzeugung umgerechnet, und mit der erzeugten Strommenge des jeweiligen Brennstoffs, bzw. der jeweiligen Stromquelle multipliziert. Die elektrischen Nutzungsgrade stammen dabei aus den Quellen [57, 120] und die Erzeugungsmengen elektrischen Stroms im Jahr 2030 aus der Quelle [114]. Alle Werte sind in Tabelle A7.6 aufgeführt.

Tabelle A7.6: Datengrundlage zur Berechnung der THG-Emissionsfaktoren für das Jahr 2030. Quellen: [57, 58, 114, 120]

<b>Brennstoff/ Stromquelle</b>	<b>el. Erzeugung 2030 [TWh]</b>	<b>THG-EF Primärenergie [g/kWh]</b>	<b>el. Nutzungs- grad [%]</b>	<b>THG-EF el. Erzeugung [g/kWh]</b>
<b>Netto-Import</b>	19,38	-	-	78,82
<b>Erdgas</b>	55,18	247,24	55,6	444,68
<b>Wasserkraft</b>	31,69	24,64	100	24,64
<b>Wind Onshore</b>	249,12	17,69	100	17,69
<b>Wind Offshore</b>	77,97	9,66	100	9,66
<b>Photovoltaik</b>	194,84	56,55	100	56,55
<b>Müll, HKW, Klärgas</b>	7,01	321,04	51	629,49
<b>Biogas</b>	8,82	171,41	51	336,10
<b>Geothermie</b>	4,30	162,22	100	162,22

Für die Netto Importe in der Berechnung nicht Berücksichtigt, was der Annahme entspricht, dass importierte Strommengen mit dem gleichen Emissionsfaktor belegt werden, wie im Inland erzeugte. Der resultierende THG-Emissionsfaktor liegt bei 78,82 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub>/kWh.

Die Faktoren für die Jahre 2023, 2025, 2027 und 2028 wurden mittels linearer Interpolation der Werte für 2030 und 2022 berechnet. 2022 betrug der Emissionsfaktor 498 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub>/kWh liegt [57]. Der für 2025 errechnete Wert liegt bei 341 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq.</sub>/kWh.

## A8 Gesteungskosten in der Markthochlaufphase

Tabelle A8.7: Mittlere LCOE in der Markthochlaufphase über verschiedene Betrachtungszeiträume.

		LCOE [ct/kWh]		
		2023 bis 2027	2028 bis 2032	2023 bis 2032
<b>AGL1</b>	<b>Ohne PV</b>	48,0 ± 4,9	32,5 ± 1,7	40,3 ± 2,6
	<b>Ost-West</b>	43,0 ± 4,9	28,8 ± 1,7	35,9 ± 2,6
	<b>Süd</b>	42,8 ± 4,9	28,5 ± 1,6	35,6 ± 2,6
<b>AGL2</b>	<b>Ohne PV</b>	42,7 ± 4,9	26,4 ± 1,7	34,5 ± 2,6
	<b>Ost-West</b>	42,0 ± 5,3	25,7 ± 1,8	33,9 ± 2,8
	<b>Süd</b>	39,5 ± 5,4	23,9 ± 1,8	31,7 ± 2,9
<b>KPL1</b>	<b>Ohne PV</b>	44,2 ± 0,3	31,4 ± 0,1	37,8 ± 0,2
	<b>Ost-West</b>	42,1 ± 0,3	30,7 ± 0,1	36,4 ± 0,2
	<b>Süd</b>	42,3 ± 0,3	30,7 ± 0,1	36,5 ± 0,2
<b>KPL2</b>	<b>Ohne PV</b>	46,8 ± 0,3	33,6 ± 0,1	40,2 ± 0,2
	<b>Ost-West</b>	44,1 ± 0,3	31,7 ± 0,1	37,9 ± 0,2
	<b>Süd</b>	43,5 ± 0,3	31,9 ± 0,1	37,7 ± 0,2

Tabelle A8.8: Mittlere THG-Quotenerlöse in der Markthochlaufphase über verschiedene Betrachtungszeiträume.

		THG-Quotenerlös [ct/kWh]		
		2023 bis 2027	2028 bis 2032	2023 bis 2032
<b>AGL1</b>	<b>Ohne PV</b>	12,0 ± 0	16,3 ± 0	14,2 ± 0
	<b>Ost-West</b>	15,9 ± 0	17,0 ± 0	16,5 ± 0
	<b>Süd</b>	15,3 ± 0	16,9 ± 0	16,1 ± 0
<b>AGL2</b>	<b>Ohne PV</b>	12,0 ± 0	16,3 ± 0	14,2 ± 0
	<b>Ost-West</b>	14,8 ± 1,4	16,9 ± 0,1	15,8 ± 0,7
	<b>Süd</b>	16,9 ± 0,4	17,2 ± 0,1	17,1 ± 0,2
<b>KPL1</b>	<b>Ohne PV</b>	12,0 ± 0	16,3 ± 0	14,2 ± 0
	<b>Ost-West</b>	14,6 ± 0	16,7 ± 0	15,7 ± 0
	<b>Süd</b>	14,0 ± 0	16,6 ± 0	15,3 ± 0
<b>KPL2</b>	<b>Ohne PV</b>	12,0 ± 0	16,3 ± 0	14,2 ± 0
	<b>Ost-West</b>	15,4 ± 0	16,7 ± 0	16,1 ± 0
	<b>Süd</b>	14,7 ± 0	16,6 ± 0	15,7 ± 0

Tabelle A8.9: Mittlere Kosteneinsparungen durch PV-Eigennutzung über verschiedene Betrachtungszeiträume der Markthochlaufphase.

		Kosteneinsparungen durch PV [ct/kWh]		
		2023 bis 2027	2028 bis 2032	2023 bis 2032
<b>AGL1</b>	<b>Ost-West</b>	4,9 ± 0,1	3,8 ± 0,1	4,4 ± 0,1
	<b>Süd</b>	5,2 ± 0,1	4,0 ± 0,1	4,6 ± 0,1
<b>AGL2</b>	<b>Ost-West</b>	0,7 ± 0,6	0,7 ± 0,2	0,7 ± 0,3
	<b>Süd</b>	3,2 ± 0,6	2,5 ± 0,2	2,8 ± 0,3
<b>KPL1</b>	<b>Ost-West</b>	2,0 ± 0	0,7 ± 0	1,4 ± 0
	<b>Süd</b>	1,9 ± 0	0,8 ± 0	1,3 ± 0
<b>KPL2</b>	<b>Ost-West</b>	2,8 ± 0	1,9 ± 0	2,3 ± 0
	<b>Süd</b>	3,3 ± 0	1,7 ± 0	2,5 ± 0

Tabelle A8.10: Mittlere Erhöhung der THG-Quotenerlöse durch PV-Eigennutzung über verschiedene Betrachtungszeiträume der Markthochlaufphase.

		<b>Erhöhung THG-Quotenerlös durch PV [ct/kWh]</b>		
		<b>2023 bis 2027</b>	<b>2028 bis 2032</b>	<b>2023 bis 2032</b>
<b>AGL1</b>	<b>Ost-West</b>	3,9 ± 0	0,7 ± 0	2,3 ± 0
	<b>Süd</b>	3,3 ± 0	0,6 ± 0	1,9 ± 0
<b>AGL2</b>	<b>Ost-West</b>	2,7 ± 1,4	0,6 ± 0,1	1,7 ± 0,7
	<b>Süd</b>	4,9 ± 0,4	0,9 ± 0,1	2,9 ± 0,2
<b>KPL1</b>	<b>Ost-West</b>	2,6 ± 0	0,4 ± 0	1,5 ± 0
	<b>Süd</b>	2,0 ± 0	0,3 ± 0	1,1 ± 0
<b>KPL2</b>	<b>Ost-West</b>	3,3 ± 0	0,4 ± 0	1,9 ± 0
	<b>Süd</b>	2,6 ± 0	0,3 ± 0	1,5 ± 0