

# VEHICLE-TO-GRID - EINE CHANCE, DAS DEUTSCHE ÜBERTRAGUNGSNETZ ZU ENTLASTEN?

Am Fachbereich 1 für Energie und Information  
der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin  
zur Erlangung des akademischen Grades  
Master of Science  
eingereichte

## Masterarbeit

vorgelegt von  
Moritz Bergfeld  
Matrikelnummer: [REDACTED],  
geboren am [REDACTED],  
Studiengang Regenerative Energien - Master  
26. November 2019

Betreut durch: Prof. Dr.-Ing. Jan Hanno Carstens  
Energie und Information  
Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin

Felix Steck, M. Sc.  
Institut für Verkehrsforschung  
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt

*„Wir brauchen im Netz dringend Möglichkeiten, den Stromverbrauch flexibler zu gestalten, um mit den wetterbedingten Schwankungen bei der Stromerzeugung besser umzugehen. E-Autos bieten sie – und können damit zum Erfolg der Energiewende beitragen“*

- Dr.-Ing. Michael Fette, VDE

#### HINWEIS:

Allein aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird auf die gleichzeitige Verwendung männlicher und weiblicher Sprachformen verzichtet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten für beide Geschlechter. Weiterhin wird aus diesen Gründen der geläufige Begriff „Batterie“ anstelle des technisch korrekten Begriffs „Akkumulator“ verwendet. Vehicle-to-Grid bezeichnet hier den Energiefluss vom Netz in das Fahrzeug und vom Fahrzeug in das Netz.

## Eigenständigkeitserklärung

Ich erkläre hiermit, dass

- ich die vorliegende wissenschaftliche Arbeit selbstständig und ohne unerlaubte Hilfe angefertigt habe,
- ich andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt habe,
- ich die den benutzten Quellen wörtlich oder inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe,
- die Arbeit in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfbehörde vorgelegen hat.

Berlin, der 26. November 2019

Moritz Bergfeld



## Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich herzlich bei allen Personen bedanken, die diese Arbeit ermöglicht haben:

Mein betreuender Professor Herr Prof. Dr.-Ing. Jan Hanno Carstens hatte immer ein offenes Ohr für meine Probleme und hat mich sowohl in persönlichen Terminen, als auch via E-Mail mit hilfreichen und schnellen Ratschlägen versorgt.

Herr Felix Steck M. Sc., mein Betreuer auf Seiten des DLR, hat die Fahrzeugprofile, die dieser Arbeit zugrunde liegen, stets zuverlässig und unter Berücksichtigung jeglicher Sonderwünsche erstellt, auch wenn das einmal Überstunden bedeutete. Weiterhin hatte er immer einen passenden Ratschlag parat, wenn ich nicht weiter wusste.

Mein besonderer Dank gilt auch Herrn Julian Bartels M. Sc., der mir eine gute Starthilfe in das Tool „eTraGo“ gegeben hat. Er stand mir verlässlich mit konstruktiven Lösungen bei, wann immer ich Schwierigkeiten mit eTraGo oder der OEP-Datenbank hatte.

Zum Abschluss gebührt ein großer Dank auch meiner Freundin, die mir während des Schreibens viele alltägliche Aufgaben abgenommen hat und zum Ende beim Feinschliff der Arbeit geholfen hat.



## Zusammenfassung

Durch aktuelle technische und umweltpolitische Entwicklungen stehen sowohl der Energiesektor, als auch der Verkehrssektor vor großen Veränderungen. Im Energiesektor führt ein steigender Anteil von erneuerbaren Energien zu einer immer komplexeren Versorgungssituation, die insbesondere die Stromnetze vor große Herausforderungen stellen. Gleichzeitig werden elektrisch angetriebene Fahrzeuge in den nächsten Jahren eine zunehmend wichtigere Rolle im Verkehrssektor spielen. Dadurch entwickelt sich eine zunehmend größer werdende Schnittstelle zwischen den beiden bisher voneinander getrennten Sektoren Energie und Verkehr. Zum einen führt die Integration von Elektrofahrzeugen zu einer steigenden Belastung des Stromnetzes, zum anderen eröffnen sich dadurch zusätzliche Möglichkeiten, die Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung zu sichern. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein System entwickelt, welches es ermöglicht, die Auswirkungen von Elektromobilität und insbesondere Vehicle-to-Grid auf das deutsche Übertragungsnetz zu untersuchen. Mithilfe dieses Systems wurde gezeigt, dass Vehicle-to-Grid dabei helfen kann, das Übertragungsnetz zu stabilisieren und die Kosten für den Netzausbau zu reduzieren. Zusätzlich konnte beobachtet werden, dass Vehicle-to-Grid den Marktpreis für Strom stabilisieren und zu einer besseren Integration der erneuerbaren Energieträger beitragen kann. Daher ist es empfehlenswert, politische Rahmenbedingungen zu schaffen, die die Akzeptanz und die Nutzung von Vehicle-to-Grid unter Berücksichtigung der Interessen unterschiedlicher Stakeholder begünstigen.





## **Abstract**

Due to current technical and environmental developments, both the energy sector and the transport sector are facing major changes. In the energy sector, a rising share of renewable energies is leading to an increasingly complex supply situation, which poses major challenges, particularly for the electricity grids. At the same time, electric vehicles are expected to play an increasingly important role in the transport sector in the coming years. As a result, a growing interface is developing between the two previously separated sectors, energy and transport. On the one hand, the integration of electric vehicles leads to an increasing load on the grid, on the other hand it opens up additional opportunities to ensure the sustainability, security of supply and economic efficiency of the energy supply. Within this work a system was developed, which makes it possible to examine the impact of electromobility, in particular of vehicle-to-grid, on the German transmission grid. With the help of this system it was shown that Vehicle-to-Grid can help to stabilize the transmission grid and reduce the costs for grid expansion. In addition, it has been observed that Vehicle-to-Grid can stabilize the market price for electricity and contribute to a better integration of renewable energy sources. Therefore, it is recommended to create policy frameworks that, taking into account the interests of different stakeholders, promote the acceptance and use of Vehicle-to-Grid.



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Theoretische Grundlagen</b>	<b>3</b>
2.1	Herausforderungen im Verkehrssektor . . . . .	3
2.2	Herausforderungen für das deutsche Übertragungsnetz . . . . .	6
2.3	Vehicle-to-Grid (V2G) . . . . .	8
2.3.1	Stand der Technik . . . . .	9
2.3.2	Regulatorische Rahmenbedingungen . . . . .	11
2.3.3	Roadmap . . . . .	13
2.3.4	Stakeholder- und Nutzerakzeptanz für Vehicle-to-Grid . . . . .	15
<b>3</b>	<b>Methodik</b>	<b>17</b>
3.1	Das Modell . . . . .	18
3.2	Simulation von Fahrzeugprofilen . . . . .	19
3.2.1	Datengrundlage und Annahmen . . . . .	19
3.2.2	Prognose der BEV-Fahrzeugflotte in 2030 . . . . .	20
3.2.3	CURRENT . . . . .	24
3.2.4	Verteilung und Skalierung der Fahrzeugprofile . . . . .	27
3.3	Simulation des deutschen Übertragungsnetzes . . . . .	28
3.3.1	eTraGo . . . . .	28
3.4	Einbindung der Fahrzeugprofile und Anpassung des Netzszenarios . . . . .	30
3.5	Optimierung . . . . .	32
3.6	Technische Annahmen . . . . .	33
3.7	Kritische Netzsituationen . . . . .	38
<b>4</b>	<b>Ergebnisse und Diskussion</b>	<b>39</b>
4.1	Auswertung der Ergebnisse . . . . .	39
4.2	Sensitivitätsanalyse . . . . .	43
4.3	Handlungsempfehlungen . . . . .	44
<b>5</b>	<b>Fazit und Ausblick</b>	<b>45</b>
	<b>Literatur</b>	<b>47</b>
<b>A</b>	<b>Ergebnisse</b>	<b>59</b>
A.1	Ergebnisse des oberen und unteren Szenarios . . . . .	59
A.2	Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse . . . . .	59
<b>B</b>	<b>Hardware, Software und Datenbankstruktur</b>	<b>63</b>
B.1	Hardware . . . . .	63
B.2	Software . . . . .	63
B.3	Datenbankstruktur . . . . .	65

<b>C</b>	<b>Ergebnisse der Marktanalyse</b>	<b>67</b>
<b>D</b>	<b>Anpassung des Szenarios NEP 2035</b>	<b>69</b>
<b>E</b>	<b>Durchschnittliche Netzverluste</b>	<b>71</b>
<b>F</b>	<b>Vehicle-to-Grid Verluste</b>	<b>75</b>
<b>G</b>	<b>Programmcode zur Einbindung von E-Fahrzeugen</b>	<b>77</b>
	G.1 Programm zur Gestaltung des V2G-Szenarios . . . . .	77
	G.2 Programm zur Gestaltung des Referenzszenarios . . . . .	92

## Abbildungsverzeichnis

2.1	zugelassene Fahrzeuge und Energieverbrauch im Straßenverkehr in 2016 . . . . .	3
2.2	Entwicklung des Bestands und der Neuzulassungen von BEVs und PHEVs . . . . .	5
2.3	Flottenverteilung nach Größenklassen sowie mittlere Fahr- und Standzeiten . . . . .	6
2.4	Das energiepolitische Zieldreieck . . . . .	7
2.5	AC und DC Beladung . . . . .	10
2.6	EU Steckerstandards Typ 2 und Combo 2 . . . . .	11
2.7	Roadmap zur Netzintegration der CharIN e.V. . . . .	14
3.1	Aufbau des Modells und Ablauf der Simulationen . . . . .	18
3.2	Entwicklung des Flottenbestands von E-Fahrzeugen und die Marktdurchdringung der V2G-Fähigkeit . . . . .	22
3.3	Prognostizierte Entwicklung der AC-Ladeleistung von 2018 bis 2020. . . . .	24
3.4	Prozessablauf der Parkzeit . . . . .	25
3.5	Gleichzeitigkeit der verbundenen V2G-Fahrzeuge und der Ladevorgänge . . . . .	26
3.6	Virtuelle Speicher an Bevölkerungsschwerpunkte in Kfz-Zulassungsbezirken . . . . .	27
3.7	Mittlere Fahrtweiten von Pkw-Fahrten nach Raumtyp . . . . .	28
3.8	Das deutsche Übertragungsnetz nach Daten der Open-Energy-Plattform OEP und auf 500 Knotenpunkte geclustert . . . . .	29
3.9	Abbildung von V2G-Fahrzeugen mit PyPSA Komponenten . . . . .	30
3.10	Usecases von V2G-Fahrzeugen mit PyPSA-Komponenten . . . . .	32
3.11	Kritische Netzsituationen im Jahr 2011 . . . . .	38
4.1	Ergebnis des oberen Szenarios. . . . .	40
4.2	Ergebnis des unteren Szenarios . . . . .	40
4.3	Vergleich des oberen und unteren Szenarios . . . . .	41
4.4	Vergleich des nötigen Leitungsausbaus zwischen Referenz und V2G . . . . .	41
4.5	Verteilung der Strompreise an Knotenpunkten des Übertragungsnetzes . . . . .	42
4.6	State of Charge und durchschnittlicher Strompreis im Zeitverlauf . . . . .	43
4.7	Sensitivitätsanalyse . . . . .	44



**Tabellenverzeichnis**

2.1	Pkw-Bestand in 2017 nach Haltern im Vergleich von MiD und KBA . . . . .	4
3.1	Übersicht zu den simulierten Szenarien . . . . .	17
3.2	BEV-Flottenzusammensetzung in 2030 (oberes Szenario) . . . . .	20
3.3	BEV-Flottenzusammensetzung in 2030 (unteres Szenario) . . . . .	21
3.4	Verluste je Netz- und Umspannebene im Jahr 2018 in % . . . . .	33
3.5	Be- und Entladeverluste . . . . .	35
3.6	Berechnungsgrundlage für LCOS . . . . .	36
A.1	Ergebnisse des oberen Szenarios . . . . .	59
A.3	Ergebnisse des oberen Szenarios bei einem SoC-Bereich von 60 - 80 % . . . . .	59
A.2	Ergebnisse des unteren Szenarios . . . . .	60
A.4	Ergebnisse des oberen Szenarios bei einer Versorgung mit 100% erneuerbaren Energien . . . . .	60
A.5	Ergebnisse des oberen Szenarios bei einer Änderung von LCOS um - 20% . . . . .	61
C.1	Zusammenfassung der Marktanalyse. . . . .	67
D.1	Anpassung des Szenarios NEP 2035 an aktuellen NEP 2019 . . . . .	69
F.1	Be- und Entladeverluste . . . . .	75





## Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschriftung
V2G	Vehicle-to-Grid
Pkw	Personenkraftwagen
BEV	batterieelektrische Fahrzeuge
PHEV	Plug-in Hybride Fahrzeuge
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
SoC	State of Charge
DC	Gleichstrom (Direct Current)
AC	Wechselstrom (Alternating Current)
MiD	Mobilität in Deutschland (Studie)
KBA	Kraftfahrt Bundesamt
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
BMS	Batteriemanagementsystem
CCS	Combined Charging System
VDA	Verband der deutschen Automobilindustrie
ISO	International Organisation for Standardization
SAE	Society of Automotive Engineers
CHAdEMO	Charge de Move
IEA	International Energy Agency
CharIn	Charging Infrastructure Initiative e.V.
NPE	Nationale Plattform für Elektromobilität
NPM	Nationale Plattform für Zukunft der Mobilität
Li-Io	Lithium-Ionen
CCCV	constant current constant voltage
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
OEP	Open-Energy-Plattform
C	Knotenpunkt eines Centroiden
LOPF	Linear Optimal Power Flow
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
LCOS	Levelized Cost of Storage
SET	Strategic Energy Technology



# 1 Kapitel 1

## Einleitung

Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) betrachtet den Klimawandel im fünften Sachstandsbericht mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% als durch den Menschen herbeigeführt. In diesem Report werden neben den Ursachen für den Klimawandel die aktuellen Entwicklungen sowie die möglichen Folgen beschrieben [1]. Diese Erkenntnisse haben dazu beigetragen, dass sich im Jahr 2015 auf der Pariser Klimaschutzkonferenz 195 Länder auf ein allgemeines, rechtsverbindliches weltweites Klimaschutzabkommen einigen konnten. Im Rahmen dieses Abkommens wurde beschlossen die Änderung der weltweiten Durchschnittstemperaturen auf deutlich unter 2°C und möglichst 1,5°C zu begrenzen [2]. Doch trotz einer Erhöhung um lediglich 1,5 °C, werden sich gemäß des Sonderberichtes des Weltklimarats IPCC die Folgen der Erderwärmung auf Wetterextrema, den Anstieg des Meeresspiegels, den Verlust an Biodiversität an Land sowie den Ozeanen und Risiken für die Gesundheit und Lebensgrundlagen erstrecken [3].

Hauptursache für die Erwärmung des Klimas ist die Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre. Den größten Einfluss hat dabei das Treibhausgas Kohlenstoffdioxid ( $CO_2$ ). Durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern (Erdöl, Kohle, Erdgas) wird, die in Kohlenstoffverbindungen enthaltene Energie freigesetzt und  $CO_2$  entsteht. Durch historisch gewachsenen Strukturen werden weltweit fossile Energieträger genutzt, um Industrie, Gewerbe/ Handel und Dienstleistungen zu betreiben, Wärme und Energie bereitzustellen sowie Mobilität zu ermöglichen. Durch die Komplexität vieler Systeme ist ein schneller Wechsel zu klimafreundlichen Alternativen jedoch häufig sehr aufwändig und mit höheren Kosten verbunden. Die Bundesregierung ist nun dafür zuständig, geregelte und faire Rahmenbedingungen zu schaffen, die den Weg zur Erreichung dieser Ziele ebnen. Der erste Aufschlag zur Umsetzung der Pariser Klimaziele war die Entwicklung einer langfristigen Klimaschutzstrategie, die in Form des Klimaschutzplans 2050 vorliegt. [4].

Dass dem Klimawandel auch von der breiten Bevölkerung eine immer größere Bedeutung beigemessen wird, verdeutlichen die Klimaproteste der Fridays-for-Future-Bewegung. An den weltweiten Demonstrationen für mehr Klimaschutz beteiligt sich ein breiter Querschnitt der Gesellschaft, nachdem die Proteste ursprünglich von Schülern organisiert wurden. Menschen aller Altersklassen und Gesellschaftsschichten werfen der Politik einen Mangel an Engagement und die Missachtung der selbstgesteckten Ziele vor [5].

Klimawandel, Treibhausgase, Anteil Sektor Verkehr, Emissionsgrenzwerte, Gesundheitsrisiken durch Stickoxide und Feinstaub, Antriebswende, Konzept der Elektroautos, Auswirkung auf das Netz, Chancen für Energiewende, bisher wenig untersucht, Einordnung mit Quellen, Gleichzeitigkeit

Mit dem nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung wurde in 2009 das Ziel von 1 Million Elektrofahrzeugen (E-Fahrzeuge) bis 2020 ausgerufen [6]. Ein Minderungspotential von 0,7 Mio. t  $CO_2$ -Äquivalent wurde für das Erreichen dieses Ziels im „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ geschätzt - ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Emissionen im Stromsektor [7]. Das Ziel von 1 Mio. E-Fahrzeuge bis 2020 wurde im September 2018 aufgegeben und auf 2022 verschoben [8].

Im Jahr 1983 erkannte G. Heydt, als einer der ersten Wissenschaftler, den positiven Einfluss von E-Fahrzeugen auf das Stromnetz. Er untersuchte inwiefern eine Lastverschiebung auf der Nachfrageseite von Peak-Zeiten zu Off-Peak-Zeiten den Auslastungsgrad des Stromnetzes beeinflussen kann [9]. Im Oktober 2018 konnte zum ersten Mal ein E-Fahrzeug in das deutsche Stromnetz integriert werden. In einem gemeinsamen Projekt konnten das Technologieunternehmen The Mobility House, der Energieversorger ENERVIE, der Übertragungsnetzbetreiber Amprion und der Automobilhersteller Nissan ein E-Fahrzeug erfolgreich als Regelkraftwerk in das Stromnetz einbinden [10]. Damit konnte die theoretische Machbarkeit praktisch belegt werden. Durch den wachsenden Anteil von E-Fahrzeugen ergibt sich somit auch ein wachsendes Potential für das deutsche Energieversorgungssystem, welches im Rahmen dieser Arbeit für das Jahr 2030 untersucht wird. Weiterhin wird eruiert, ob die Anwendung von Vehicle-to-Grid (V2G) im großen Maßstab einen positiven Einfluss auf die Kosten für den Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes nehmen kann.

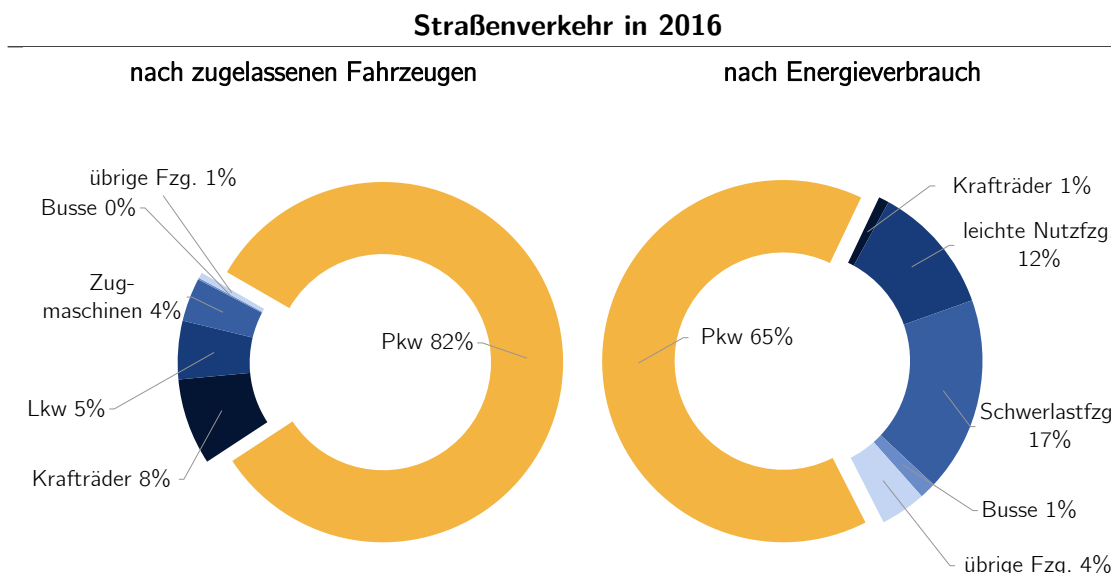
# 2 Kapitel 2

## Theoretische Grundlagen

Ein wichtiger Bestandteil zur Erreichung der Klimaziele ist die Kopplung der Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr, Wärme und Industrie. Bisher wurden diese Sektoren im Wesentlichen getrennt voneinander betrachtet. Durch die Markteinführung von Elektrofahrzeugen wachsen die Sektoren Verkehr und Energiewirtschaft weiter zusammen. Durch diese Entwicklung entstehen gleichzeitig neue Herausforderungen und Chancen. In diesem Kapitel werden die Herausforderungen beschrieben, vor denen der Verkehrssektor sowie das Energieversorgungsnetz, insbesondere das Übertragungsnetz, stehen.

### 2.1 Herausforderungen im Verkehrssektor

Eine Analyse des Verkehrssektors, insbesondere des Straßenverkehrs, zeigt, dass der Individualverkehr eine wichtige Rolle in Deutschland spielt. So sind ca. 90% des, in 2016 zugelassenen Fahrzeugbestandes, Fahrzeuge des Individualverkehrs (Pkw und Krafträder) (siehe Abbildung 2.1) [11]. Des Weiteren entfallen über die Hälfte der Wege in Deutschland auf motorisierten Individualverkehr [12]. Auch beim Energieverbrauch im Straßenverkehr spielt der motorisierte Individualverkehr mit einem Anteil von ca. 66 % in 2016 die größte Rolle und macht damit etwa 16 % des gesamten deutschen Energieverbrauchs aus<sup>1</sup>. Die dafür benötigte Energie wird dabei fast vollständig von konventionellen Kraftstoffen aus Erdöl gedeckt [13]. Die Verteilung des Energieverbrauchs im Straßenverkehr ist in Abbildung 2.1 dargestellt.



**Abbildung 2.1:** Die Rolle des Pkw im Straßenverkehr bezogen auf zugelassene Fahrzeuge (Fzg.) (links) und Energieverbrauch (rechts) in 2016 [eigene Darstellung nach [11, 13]]

<sup>1</sup> Ausgehend von einem Anteil des deutschen Straßenverkehrs am Energieverbrauch Deutschlands von 24,6 % in 2016 nach [13]

Der spezifische Endenergieverbrauch im Verkehr ist in den letzten Jahren zwar gesunken, durch die gestiegene Verkehrsleistung konnte im selben Zeitraum aber ein Anstieg des absoluten Endenergieverbrauchs beobachtet werden [4]. Damit zeigt der Verkehrssektor eine schlechtere Entwicklung als andere Sektoren [14].

Eine genauere Analyse des Pkw-Segments zeigt, dass die meisten Pkw auf Privatpersonen zugelassen sind. In Tabelle 2.1 werden die Daten zu den Besitzverhältnissen aus der Studie Mobilität in Deutschland (MiD) 2017 mit den Statistiken des Kraftfahrtbundesamtes verglichen. Bei der MiD handelt es sich um eine bundesweit angelegte Befragung von Haushalten zu ihrem alltäglichen Verkehrsverhalten [12]. Dieser Vergleich macht deutlich, dass je nach betrachteter Quelle etwa 90 % der Pkw auf private Halter zugelassen sind. Im Schnitt stehen jedem Haushalt 1,1 Fahrzeuge zur Verfügung [12]. Im Rahmen der vorliegenden Ausarbeitung werden daher im Wesentlichen private Pkw betrachtet. Das Verhalten von gewerblichen Flotten wird nicht berücksichtigt.

**Tabelle 2.1:** Pkw-Bestand in 2017 nach Haltern in Mio. Fahrzeuge. Vergleich der Studie MiD (Mobilität in Deutschland) mit Daten des Kraftfahrtbundesamtes (KBA) [eigene Darstellung nach [15, 16]]

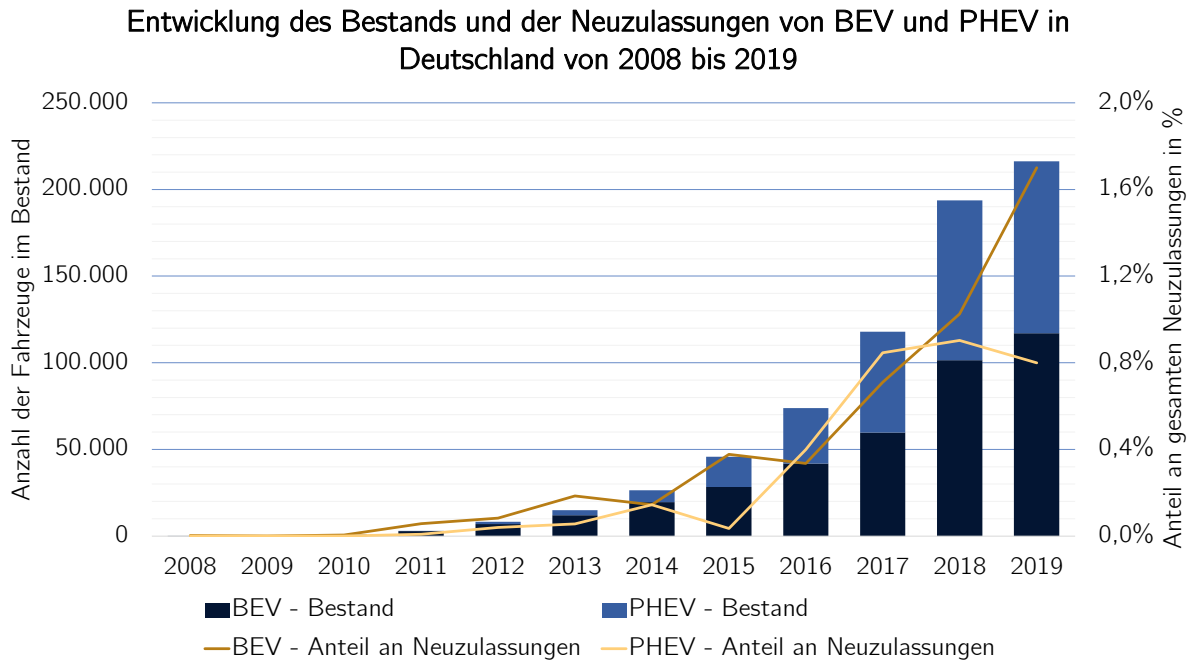
in Mio. Fahrzeugen	MiD 2017		KBA 2017	
private Halter	40	~ 93 %	41	~ 89,5 %
gewerbliche Halter	3	~ 7 %	5	~ 10,5 %
Sonstiges	1	~ 2 %	< 1	~ 0 %
<b>Gesamtbestand</b>	<b>43</b>	<b>100 %</b>	<b>46</b>	<b>100 %</b>

E-Fahrzeuge werden in drei unterschiedliche Kategorien eingeteilt [17]:

1. Battery Electric Vehicle (BEV): reines Elektrofahrzeug, welches ausschließlich mit einem Elektromotor ausgestattet ist. Die Batterie im Fahrzeug wird über das Stromnetz aufgeladen und kann zurückgewonnene Bremsenergie speichern. BEVs sind lokal emissionsfrei.
2. Range Extended Electric Vehicle (REEV): Elektrofahrzeug, welches neben dem Elektromotor über einen kleinen Verbrennungsmotor mit Generator verfügt. Dieser Generator dient ausschließlich dazu, die Batterie aufzuladen und somit die Reichweite zu verlängern.
3. Plug-In Hybrid Electric Vehicle (PHEV): Fahrzeug, welches über zwei Antriebs- und Energiesysteme verfügt. Es ist sowohl mit einem Elektromotor, als auch mit einem Verbrennungsmotor ausgestattet, wodurch ein flexiblerer Einsatz und größere Reichweiten ermöglicht werden. Die Batterie ist jedoch deutlich kleiner als die eines BEVs.

In der vorliegenden Arbeit liegt der Fokus auf BEVs, da sich die anderen Fahrzeuge hinsichtlich der Batteriegröße nicht für V2G eignen, dies wird im weiteren Verlauf näher erläutert.

In Abbildung 2.2 ist die Entwicklung des Bestands und der Neuzulassungen von BEVs und PHEVs in Deutschland von 2008 bis 2019 dargestellt.

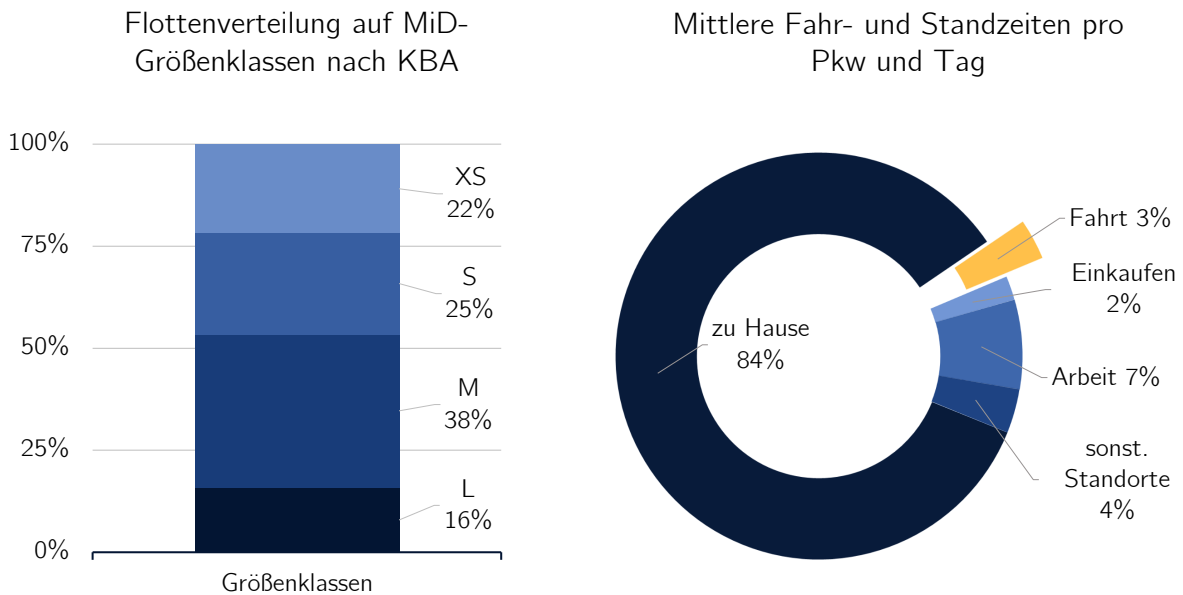


**Abbildung 2.2:** Entwicklung des Bestands und der Neuzulassungen von BEVs und PHEVs in Deutschland von 2008 bis 2019 [eigene Darstellung nach [18–20]]

Auch die Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. identifiziert im Auftrag des Forums für Netztechnik und Netzbetrieb im VDE und des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft die zunehmende Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs als signifikanten Effekt auf die Lastseite des Netzes. In der dazugehörigen Studie „Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität“ wird verdeutlicht, dass die zu erwartenden Auswirkungen auf die Netze mit großer Unsicherheit verbunden sind [21].

Drei Viertel der Pkw verfügen über einen privaten Stellplatz [12]. Im Wochenverlauf sind maximal 9% aller Pkw aus privaten Haushalten gleichzeitig unterwegs. Daraus ergibt sich, dass unter der Woche durchgehend mindestens 50 % alle Pkw mit einem privaten Stellplatz auf selbigem parken; am Wochenende erhöht sich dieser Anteil auf mindestens 75% [12]. Diese Erkenntnisse spiegeln sich in den mittleren Fahr- und Standzeiten eines durchschnittlichen Pkw wieder (siehe Abbildung 2.3 rechts). Dadurch wird deutlich, dass das größte Potential zur Unterstützung des deutschen Stromnetzes bei den ungenutzten Fahrzeugen liegt, die auf einem privaten Stellplatz zu Hause geparkt sind.

Aus der Studie MiD 2017 geht hervor, dass rund 40 % der Pkw an einem durchschnittlichen Tag nicht genutzt werden. Dabei macht das Pendeln von und zur Arbeit knapp die Hälfte der Pkw Fahrleistung aus. Zu Spitzenzeiten, die an Werktagen nachmittags deutlich ausgeprägter sind als morgens, sind jedoch maximal 9 % der Pkw unterwegs. Im Mittel liegt die Betriebszeit eines Pkw in Deutschland bei 45 min und 30 km pro Tag. Daraus ergibt sich, dass die Pkw mehr als 23 Stunden am Tag geparkt sind und dabei im Mittel über 20 Stunden pro Tag an den jeweiligen Wohnorten. Auch während der Spitzenzeiten sind noch mehr als die Hälfte der Fahrzeuge an den Wohnorten geparkt.



**Abbildung 2.3:** Flottenverteilung auf die in der MiD definierten Größenklassen nach Daten des KBA (links) sowie mittlere Fahr- und Standzeiten pro Pkw und Tag [eigene Darstellung nach [12, 22]]

## 2.2 Herausforderungen für das deutsche Übertragungsnetz

Der Aufbau des deutschen Energieversorgungsnetzes ist sehr ähnlich zu dem des deutschen Verkehrsnetzes. Im Verkehrsnetz nutzen Fahrzeuge Autobahnen und Fernstraßen, um in die Nähe ihres Zielorts zu kommen, bevor sie auf kleinere Straßen wechseln. Das Stromnetz funktioniert in einer ähnlichen Weise; statt unterschiedlicher Straßenbreiten gibt es hier unterschiedliche Spannungsebenen und Kapazitäten. Das Prinzip einer Bündelung von Übertragungskapazitäten auf langen Distanzen und einer Verästelung am Zielort, liegt auch dem Stromnetz zugrunde. Den Transport von Energie über lange Distanzen übernimmt das Übertragungsnetz, während das Verteilnetz die Energielieferung bis zum Letztverbraucher ermöglicht. Dabei gilt das energiepolitische Zieldreieck als Leitbild der Energiewirtschaft und damit auch des Energieversorgungssystems. Es soll ein Gleichgewicht aus Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit sicherstellen (siehe Abbildung 2.4). Im aktuellen Koalitionsvertrag wird auch weiterhin an dieser Orientierung festgehalten [23].

Der Aufwand und die Investitionskosten zur Instandhaltung und zum Betrieb des Stromnetzes sind so hoch, dass eine Konkurrenzsituation aus volkswirtschaftlicher Sicht zu vermeiden ist. Der Netzbetrieb wird daher vom ansonsten liberalisierten und durch Wettbewerb geprägten Energiemarkt ausgenommen und bildet ein natürliches Monopol. Um die Wirtschaftlichkeit sicherzustellen und allen Akteuren diskriminierungsfreien Zugang zu gewährleisten, wird der Netzbetrieb von der Regulierungsbehörde überwacht.

Die hohen Investitionskosten führen dazu, dass das Stromnetz sich nur langsam an neue Gegebenheiten anpassen kann und eine langfristige Planung daher unerlässlich ist.





**Abbildung 2.4:** Das energiepolitische Zieldreieck [eigene Darstellung]

Im Rahmen der Energiewende möchte die Bundesregierung den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis 2025 auf 40 - 45 % erhöhen, während bis 2022 die letzten Kernkraftwerke abgeschaltet werden sollen [24].

Im Koalitionsvertrag der Regierungsparteien SPD, CDU und CSU wird dieses Ziel weitergeführt und der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch soll bis 2030 auf 65 % steigen; auch vor dem Hintergrund eines steigenden Strombedarfs durch Sektorkopplung [23]. So soll die Emission von Treibhausgasen bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 gesenkt werden [24].

Der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion ändert die Anforderungen an das deutsche Stromnetz. Die Änderung der Versorgungslandschaft von zentralen Großkraftwerken hin zu kleineren dezentralen Stromerzeugern und Prosumern (Stromproduzenten und Konsumenten in einem, z.B. durch eine eigene Solaranlage) stellt neue Anforderungen an die Verteilnetze. So kann es vorkommen, dass sich der Stromfluss unter bestimmten Voraussetzungen umkehren kann.

Auch die Anforderungen an das Übertragungsnetz ändern sich durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien. Durch einen hohen Energiebedarf im Süden Deutschlands und die bessere Verfügbarkeit von größeren Mengen erneuerbarer Energie durch offshore Windkraft im Norden Deutschlands, muss die Kapazität der Stromtrassen erhöht werden. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht aus diesem Grund regelmäßig Netzentwicklungsplan (NEP) bis veröffentlicht[25].

Im aktuellen Netzentwicklungsplan wird hervorgehoben, dass “[...] die variablen Stromerzeugungskosten der deutschen Kraftwerke in Folge der Emissionsobergrenze steigen, während die Erzeugungskosten ausländischer Kraftwerke gleich bleiben. Vergleichbare konventionelle Stromerzeuger im europäischen Ausland sind in der Folge kostengünstiger als ihre deutschen Pendanten. Es kommt zu Verschiebungen in der europäischen Merit-Order-Liste. Dies führt zu geringeren

Emissionen in Deutschland, gleichzeitig aber zu höheren Emissionen in den anderen europäischen Ländern.“ [25]. Durch einen flächendeckenden Einsatz von V2G könnte in den V2G-Speichern gespeicherte erneuerbare Energie diese Situation entschärfen.

In zahlreichen Studien und Feldversuchen wurden die Herausforderungen und der Einfluss von Elektromobilität auf Verteilnetzebene bereits untersucht. E.ON hat gemeinsam mit Consentec den nötigen Ausbau der Verteilnetze für 100% E-Mobilität untersucht. In der Studie werden unterschiedliche Szenarien in einem Netzgebiet mit 6,5 Mio. Pkw untersucht. In den nächsten 25 Jahren werden voraussichtlich Investitionen in Höhe von 2,5 Mrd. € anfallen, um das Netz auf 100% Elektromobilität einzustellen. Von den Investitionen entfallen ca.  $\frac{2}{3}$  auf punktuelle Erneuerungen, wie regelbare Ortsnetztransformatoren, und ca.  $\frac{1}{3}$  auf neue Leitungen. Bei gleichmäßiger Verteilung ergibt sich somit im Netzgebiet eine Investition von ca.  $400 \frac{\text{€}}{\text{Pkw}}$ . Durch Anreize für Kunden und digitale Lösungen, wie gesteuertes Laden, könnte der Investitionsbedarf halbiert werden [26]. Ähnliche Erfahrungen konnte auch der Verteilnetzbetreiber Netze BW im Projekt „E-Mobility-Allee“ sammeln. Über ein Jahr wurden zehn Haushalte in einer Straße mit E-Fahrzeugen und Ladeinfrastruktur ausgestattet, um das Nutzerverhalten und die Auswirkungen auf das Stromnetz zu beobachten [27]. In einem Interview mit dem VDE erklärt Dr. Martin Konemann, technischer Leiter der Netze BW, dass die Belastung des Verteilnetzes, nach ersten Ergebnissen, geringer als befürchtet ausfalle. Grund dafür sei im Wesentlichen, dass die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge überschätzt wurde [28].

### 2.3 Vehicle-to-Grid (V2G)

Bereits im „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung“ aus dem Jahr 2009 wurde neben anderen Potentialen auch der positive Einfluss von E-Fahrzeugen auf die Effizienz des Stromnetzes und den Ausbau der erneuerbaren Energien hervorgehoben. Primär werden dort die verbesserte Abnahme von Erzeugungsspitzen, die Annäherung von Erzeugungs- und Lastkurven, die Bereitstellung von Regelenergie, die fördernde Auswirkung auf den Ausbau erneuerbarer Energien durch Pufferung von Fluktuationseffekten und die Reduktion von fossilen Energieträgern durch weniger konventioneller Regelleistung genannt [6].

Der zusätzliche Energiebedarf, der durch den vermehrten Einsatz von E-Fahrzeugen entsteht, wird voraussichtlich einen geringen Anteil am Gesamtenergiebedarf ausmachen. So rechnet die Bundesregierung mit einem zusätzlichen Energiebedarf von 5 % des Bruttostromverbrauchs, wenn  $\frac{1}{3}$  der heutigen Pkw-Gesamtfahrleistung durch Elektroantriebe erbracht wird [6].

Für eine erfolgreiche Integration von E-Fahrzeugen in das Energiesystem müssen die unterschiedlichen Anforderungen von Nutzern und Netz auf eine sichere, zuverlässige, nachhaltige und effiziente Art und Weise erfüllt werden können. In einem Bericht des Joint Research Center werden die folgende Punkte hervorgehoben [29]:

1. Die Interoperabilität zwischen allen einbezogenen Komponenten und Systemen muss gewährleistet sein.
2. Zusätzlich zu den technischen Anforderungen sollte die Charakteristik des Energiesystems, das Potential einer variablen Energiepreisgestaltung durch den Energiemarkt sowie Informationen über den aktuellen Energiemix berücksichtigt werden.

Die Einbindung von E-Fahrzeugen in das Stromnetz lässt sich in verschiedene Stufen aufteilen. Im Folgenden findet sich eine häufig verwendete Aufteilung (eine detailliertere Aufteilung dazu ist in Abbildung 2.7 dargestellt):

1. **Unkontrolliertes Laden:** Die E-Fahrzeuge starten einen Ladevorgang sobald sie mit einer Ladestation verbunden werden. Das Fahrzeug gibt dabei die Ladeleistung vor. Steigt der Anteil von E-Fahrzeugen, die unkontrolliert laden, kommt es voraussichtlich zu einer hohen Anzahl an gleichzeitig stattfindenden Ladevorgängen (z.B. Wenn Fahrzeugnutzer ihr Fahrzeug anschließen, nachdem sie von der Arbeit nach Hause gekommen sind). Wodurch die Belastung auf das Stromnetz steigt.
2. **Kontrolliertes Laden:** Die E-Fahrzeuge verfügen über eine Kommunikationsschnittstelle, um verschiedene Parameter (wie Zeitraum und Ladeleistung) des Ladevorgangs zu optimieren. Das Problem, welches unter 1. beschrieben wurde, kann beispielsweise gelöst werden, indem die Ladeleistung angepasst wird oder einige Ladevorgänge in die Nacht verschoben werden.
3. **Vehicle-to-Grid (V2G):** Die E-Fahrzeuge können das Netz unterstützen sobald sie über eine passende Infrastruktur mit diesem verbunden werden. Dabei kann die Batterie des E-Fahrzeugs genutzt werden, um Lastspitzen auszugleichen, Überkapazitäten zu aufzufangen und somit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Mit diesen Dienstleistungen kann der Fahrzeugbesitzer Geld verdienen und so die Haltungskosten für das Fahrzeug reduzieren. Eine genauere Analyse der Stakeholder findet sich in Abschnitt 2.3.4.

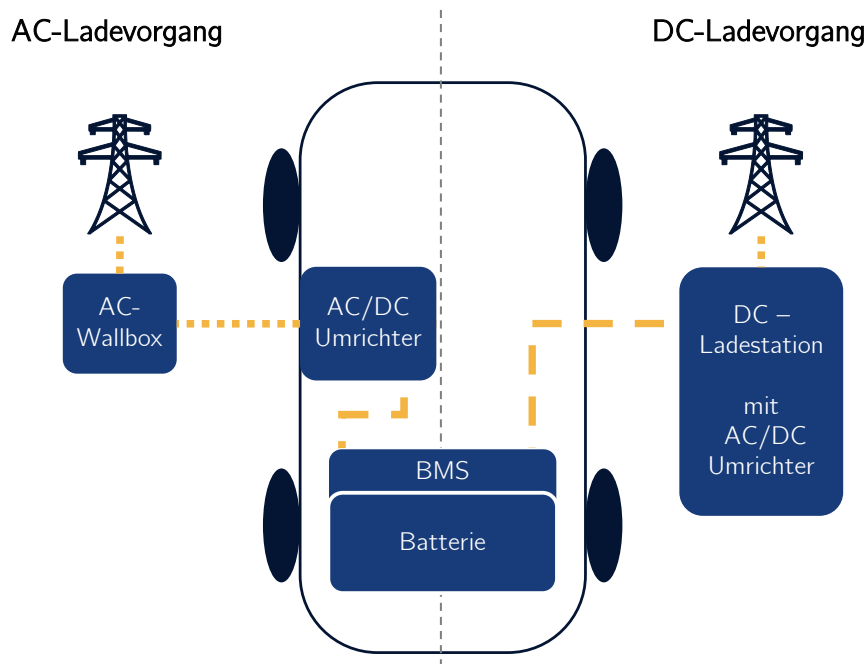
### 2.3.1 Stand der Technik

Damit die Vorteile durch die Kopplung von E-Fahrzeugen und Stromnetz ausgeschöpft werden können, muss die Verbindung von E-Fahrzeug und Stromnetz möglichst vielseitig einsetzbar und allen Normen und Vorschriften entsprechend gestaltet sein. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass die Fahrzeugnutzer eine uneingeschränkte Mobilität genießen können, ohne explizit mit allen Details dieses Vorgangs vertraut sein zu müssen. Die Technologie sollte demnach zuverlässig, flexibel und simpel funktionieren. Der aktuelle Stand der Technik wird im folgenden Abschnitt beschrieben.

Die Definitionen für Normal- und Schnellladen sind in der EU-Richtlinie 2014/94/EU „Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ beschrieben und ergeben sich ausschließlich aus den während des Ladevorgangs angewendeten Ladeleistungen. So werden alle Ladevorgänge mit einer Ladeleistung von bis zu 22 kW als Normalladen klassifiziert, Ladevorgänge mit höheren Leistungen werden als Schnellladen bezeichnet [30].

Weiterhin werden die Ladevorgänge nach einer Ladung mit Wechselstrom (Direct Current - DC) und Gleichstrom (Alternating Current - AC) unterschieden. Der größte Unterschied zwischen diesen beiden Methoden ist schematisch in Abbildung 2.5 dargestellt. Die Batterie eines E-Fahrzeugs wird in beiden Fällen mit Gleichstrom geladen. Die Beladung wird über das vorgelagerte Batteriemanagementsystem (BMS) gesteuert. Der Unterschied zwischen AC- und DC-Ladung liegt demnach in der Platzierung des Umrichters. Bei AC-Ladevorgängen (siehe links im Bild) befindet sich der AC/DC Umrichter im Fahrzeug, bei DC-Ladevorgängen (siehe rechts

im Bild) in der Ladeinfrastruktur. Üblicherweise werden von Automobilherstellern Umrichter bis maximal 22 kW im Fahrzeug verbaut, da bei einer höheren Leistung sowohl der Platzbedarf, das Gewicht sowie die Kosten ansteigen. Für schnellere Ladevorgänge wird auf Ladeinfrastruktur mit einem integrierten Umrichter, sogenannte DC-Schnellladestationen zurückgegriffen. Durch die zusätzliche Komponente des Umrichters ist DC-Ladeinfrastruktur deutlich teurer als AC-Ladeinfrastruktur und wird daher hauptsächlich für öffentliche Ladepunkte mit entsprechender Ladeleistung genutzt.



**Abbildung 2.5:** AC und DC Beladung [eigene Darstellung]

In der EU Richtlinie 2014/94/EU wird weiterhin aus Gründen der Interoperabilität eine Festlegung auf die unionsweiten Standards von Typ 2 und Combo 2 für E-Fahrzeuge getroffen. Normalladepunkte und AC-Schnellladepunkte müssen daher seit November 2017 mindestens mit Fahrzeugkupplungen des Typ 2 nach der Norm EN62196-2 ausgerüstet werden und DC-Schnellladepunkte mindestens mit Fahrzeugkupplungen des Combo 2, nach der Norm EN62196-3 ausgestattet werden [30–32]. Diese Anforderungen wurden im März 2016 im Rahmen der Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Ausbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile (Ladesäulenverordnung LSV) in geltendes Recht umgesetzt [33]. Die beiden Steckerstandards Typ 2 und Combo 2 sind in Abbildung 2.6 schematisch dargestellt. Das System dieser beiden Stecker wird auch Combined Charging System (CCS) genannt. Zur Zeit sind nur Fahrzeuge mit der ChaDeMo Ladetechnologie V2G-fähig. ChaDeMo wird überwiegend im asiatischen Raum eingesetzt und zeichnet sich durch eine hohe DC-Ladeleistung aus.



**Abbildung 2.6:** EU Steckerstandards für AC-Ladevorgänge (Typ 2 Stecker) links und mit zwei zusätzlichen Leistungskontakten für DC-Ladevorgänge (Combo 2 Stecker) rechts [30, 34]

Damit die Batterie auch Energie in das Netz zurückspeisen kann, muss der Umrichter bidirektional arbeiten können. Der Verband der deutschen Automobilindustrie (VDA) hat zu diesem Thema ein Positionspapier veröffentlicht, in dem die Unterschiede von AC- und DC-Ladevorgänge für V2G beleuchtet werden[35]:

- **V2G mit AC-Ladung:** Hier wird sowohl auf Seiten des Fahrzeugs, als auch auf Seiten der Wallbox die Weiter- bzw. Neuentwicklung zu bidirektionaler Ladetechnik benötigt. Darüber hinaus müssen für die Einspeisung in das Netz verschiedene Vorschriften und Normen eingehalten werden, die bei dieser Lösung sowohl auf die Ladetechnik im Fahrzeug als auch auf die der Wallbox angewandt werden müssen.
- **V2G mit DC-Ladung:** Hier muss zunächst eine bidirektionale DC-Wallbox entwickelt werden. Die Einhaltung von Normen und Vorschriften für den Netzanschluss ist in diesem Fall nur in der DC-Wallbox anzuwenden, wodurch die Komplexität sinkt und gleichzeitig die Kompatibilität steigt. Es ist keine signifikante Weiterentwicklung für die Umsetzung auf der Fahrzeugseite nötig. Daher können auch ältere Fahrzeuge diese Technologie nutzen.

Der VDA spricht sich klar für die Umsetzung der DC-Ladung für V2G aus. Dies wird durch die geringere Komplexität und die bessere Verfügbarkeit von DC-Ladetechnik aus PV- und Heimspeichersystemen begründet [35].

Sowohl der Einsatz von AC- als auch von DC- Technik für V2G wird derzeit getestet. Da es im Leistungsbereich der Heimanwender bei Anfertigung dieser Arbeit kaum Erkenntnisse zu DC-Ladetechnik gibt, liegen den folgenden Betrachtungen im Wesentlichen Erkenntnisse aus AC-Ladungen zugrunde.

### 2.3.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Für die Nutzung elektrischer Fahrzeuge im deutschen Stromnetz sind einige Vorschriften und Normen zu beachten. Das Ziel dabei ist es die Interkompatibilität der E-Fahrzeuge und Ladestationen sicherzustellen. Durch eine möglichst barrierefreie Nutzung von E-Fahrzeugen soll die Nutzerakzeptanz gewährleistet werden und die Marktdurchdringung steigen:

1. **Physische Schnittstelle:** Die Standards für die in 2.3.1 beschriebenen Stecker und das konduktive (kabelgebundene) Laden werden von der International Electrotechnical Commission (IEC) in der Norm IEC 62196 [31, 32, 36] definiert:
  - Es werden Anforderungen an alle Bauteile, die für das Herstellen einer Verbindung nötig werden definiert (z.B. Stecker, Buchsen, Pin-Belegung, Sicherheitsmaßnahmen, etc.).
  - Die Vorschriften wurden erstmals 2014 veröffentlicht und werden seitdem kontinuierlich überarbeitet und angepasst, um den wachsenden Anforderungen und der steigenden Ladeleistung gerecht zu werden
2. **Kommunikation:** Die Weichen für die genormte Umsetzung von V2G werden im europäischen Raum durch eine Arbeitsgruppe der International Organisation for Standardization (ISO) und der IEC gestellt. Im amerikanischen Raum wird diese Kommunikation durch die Society of Automotive Engineers (SAE) und im japanischen Raum durch die Organisation Charge de Move (CHAdEMO) geregelt. Die Norm ISO 15118 „Road Vehicles - Vehicle to grid communication Interface“ ist dabei eine Sammlung, auf die sich alle europäischen Marktteilnehmer geeinigt haben. Dort werden alle wichtigen Aspekte, die für eine stabile Kommunikation in verschiedenen Anwendungs- und Abrechnungsszenarien benötigt werden definiert [37]:
  - Der Standard basiert auf einer Power-Line-Communication-Technologie, die eine Kommunikation über die Leitungen ermöglicht, die auch zur Energieübertragung genutzt werden.
  - Durch die Identifikation von Fahrzeug und Ladestation kann Plug&Charge höchste IT-Sicherheit und gleichzeitig ein nutzerfreundliches Laden ermöglichen.
  - Das Fahrzeug kann heute schon Daten über die benötigte Energiemenge und eine gewünschte Abfahrtszeit des Fahrers an die Ladestation liefern. Somit kann der Ladebedarf in Zeiten von vielen gleichzeitig angeschlossenen Fahrzeugen auf Zeiten mit geringerer Nachfrage verschoben werden, wodurch die Belastung des Netzes gesenkt werden kann.
  - An einer Ende-zu-Ende Kommunikation für den Austausch zwischen Fahrzeug und Netzverwaltungssystem wird derzeit geforscht. Viele Hersteller von Fahrzeugen und Ladestationen sind auf diese Vorgaben angewiesen, um den bidirektionalen Energieaustausch zukunftsicher in ihre Produkte zu implementieren. Die Vorschriften werden vermutlich Anfang 2020 unter dem Namen ISO/DIS 15118-20 veröffentlicht[38].
3. **Energiebezug:** Der Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge ist in der VDE-Normen VDE-AR-N 4100 (Laden eines E-Fahrzeugs) geregelt [39]:
  - Fast im gesamten Leistungsbereich muss ein Leistungsfaktor  $\cos\varphi > 0,9$  eingehalten werden, um die Belastung durch Blindleistung zu kontrollieren. Bei DC-Ladung ist dieser Bereich durch die DC-Ladeeinrichtung zu sichern; Bei AC-Ladungen liegt diese Verantwortung beim E-Fahrzeug.

- AC- und DC-Ladeeinrichtungen mit einer Ladeleistung  $> 12 \text{ kVA}^2$  müssen eine Möglichkeit zur Steuerung/Regelung durch den Netzbetreiber aufweisen. Zusätzlich darf der Netzbetreiber bei DC-Ladeeinrichtungen mit einer Leistung  $> 12 \text{ kVA}$  eine Blindleistungstellfähigkeit vorgeben.
4. **Energielieferung:** Um die Energie aus dem Speicher eines E-Fahrzeugs in das Netz abzugeben, müssen die Anforderungen der dynamischen Netzstützung für Typ 2 und Speicher der VDE-Norm VDE-AR-N 4105 erfüllt werden [40]:
- E-Fahrzeuge dürfen sich bei Über- oder Unterspannungsereignissen innerhalb der vorgegebenen Grenzen nicht vom Netz trennen und müssen bei einem kritischen Systemzustand ( $f \pm 200 \text{ mHz}$ ) zur Stabilisierung der Netzfrequenz beitragen
  - Im Überspannungsfall darf die Spannung an den Generatorklemmen  $U_n$  kurzzeitig auf  $1,2 * U_n$  angehoben werden. Darüber hinaus darf bei einer Unter- sowie einer Überschreitung der Spannung an den Generatorklemmen weder Wirk- noch Blindstrom eingespeist werden.
  - E-Fahrzeuge müssen in der Lage sein, eine beliebige Folge von Netzfehlern zu durchfahren. Die Netzfehler können dabei bis zu 30 min auseinander liegen.
  - Beim Bezug und der Lieferung von Energie müssen bestimmte Leistungsgradienten eingehalten werden.
  - Der Speicher muss über eine Schnittstelle zum Netzbetreiber verfügen über die die aktuelle Einspeiseleistung abgerufen, reduziert und abgeregelt werden kann.

Eine Analyse der Normen macht deutlich, dass bereits eine solide Grundlage für das Einbinden von E-Fahrzeugen in das Stromnetz besteht. Diese Funktionalität wurde bei allen Normen von Grund auf mit berücksichtigt und weiterentwickelt. Mit der anstehenden Veröffentlichung der Norm zur Kommunikation von V2G-Ladevorgängen wird zudem ein weiterer wichtiger Schritt zur Einbindung der Fahrzeuge gemacht.

Weiterhin wird deutlich, dass sich DC-Ladeeinrichtungen durch ihre größere Flexibilität besser für die Einbindung von E-Fahrzeugen in das Stromnetz eignen als AC-Ladeeinrichtungen. Dem gegenüber stehen die höheren Kosten, die beim Kauf einer DC-Ladestation entstehen.

Da Fahrzeuge die meiste Zeit zuhause geparkt werden und zumeist einen privaten Stellplatz haben, wird davon ausgegangen, dass V2G hauptsächlich über private Wallboxen erfolgen wird. Diese Annahme wird sich in der Prognose der Internationalen Energieagentur (IEA) bestätigt, die im Global EV-Outlook 2019 prognostiziert, dass der Großteil der von E-Fahrzeugen benötigten Energie an privaten Ladestationen nachgefragt werden wird [41].

### 2.3.3 Roadmap

Die Charging Infrastructure Initiative e.V. (CharIN) ist ein Zusammenschluss vieler Stakeholder im Bereich Elektromobilität, wie Automobilhersteller, Hersteller von Ladeinfrastruktur, Energieversorger und Prüfinstitutionen. Ziel des Zusammenschlusses ist es, das CCS-System als Standard

---

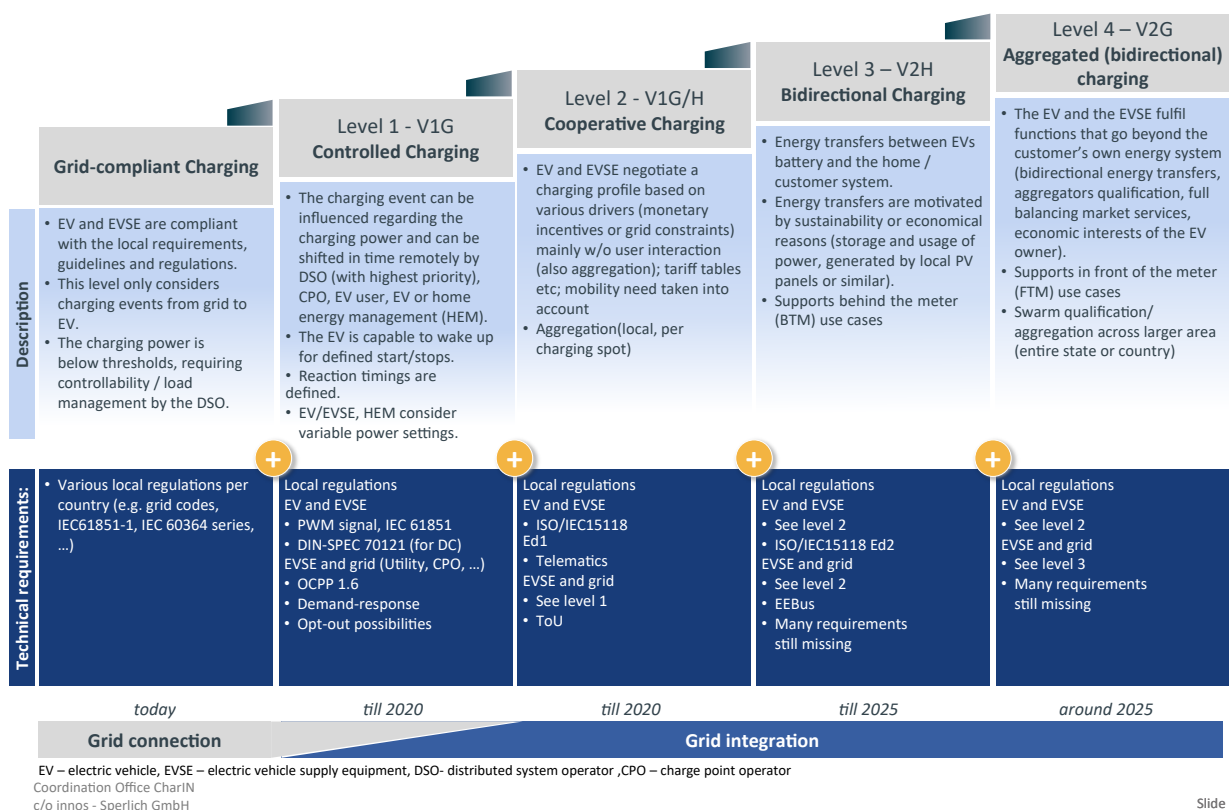
<sup>2</sup> Voltampere (VA) ist die Einheit für die elektrische Scheinleistung. Durch die Berücksichtigung des Leistungsfaktors können Wirk- und der Scheinleistung berechnet werden.

für alle BEVs zu etablieren. Auf europäischer Ebene wurde das CCS-System schon als Standard anerkannt (siehe 2.3.1).

In einem, im November 2018 veröffentlichten Positionspapier, beschreibt CharIN die verschiedenen Integrationslevel von E-Fahrzeugen in das deutsche Stromnetz. Zusätzlich zeigt CharIN auf, wann voraussichtlich welche Integrationsstufe erreicht werden kann. Diese Erkenntnisse liegen dem Hochlauf von V2G-Fahrzeugen zugrunde, der in Abschnitt 3.2 beschrieben wird.

## Grid Integration Levels

2018-11-19 Version 4



**Abbildung 2.7:** Stufen der Netzintegration von E-Fahrzeugen und prognostizierter Zeitrahmen der CharIN e.V. [42]

Ein wichtiger, bisher noch offener Punkt, ist die Steuerbarkeit von Ladevorgängen. Standardmäßig wird zwischen einer marktdienlichen und einer netzdienlichen Steuerung unterschieden:

- **Netzdienliche Steuerung:** „Beim netzdienlichen Laden wird der Ladevorgang so beeinflusst, dass thermische Überlastungen der Netzbetriebsmittel vermieden werden sowie die Spannung und Frequenz im Netz stets im zulässigen Bereich liegen“ [21].
- **Marktdienliche Steuerung:** „Bei Marktsteuerung wird der Ladevorgang durch Anreize aus dem zeitlich veränderlichen, aber für alle Marktteilnehmer eines Marktgebiets gleichen Strompreis beeinflusst“ [21]. In einigen Fällen wird zusätzlich eine systemdienliche Steuerung betrachtet. Dabei soll die Nachfrage möglichst optimal auf die verfügbare Ein-



speisung erneuerbarer Energien angepasst werden, sodass die Effizienz des Gesamtsystems maximiert wird. Die systemdienliche Steuerung entspricht in Deutschland größtenteils der marktdientlichen Steuerung, da die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien durch den Marktpreis abgebildet wird.

Zur Erbringung von Systemdienstleistungen, wie positiver und negativer Regelleistung, ist eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen nötig [21].

### **2.3.4 Stakeholder- und Nutzerakzeptanz für Vehicle-to-Grid**

Entscheidend für den Erfolg von V2G ist in erster Linie die Akzeptanz der Nutzer und anderer Interessensgruppen (Stakeholder). Im folgenden Abschnitt werden Stakeholder identifiziert und untersucht.

#### **Fahrzeugbesitzer und -nutzer**

Für den Fahrzeugbesitzer ist es in erster Linie wichtig, dass das Fahrzeug uneingeschränkt im Alltag genutzt werden kann. Viele Nutzer sehen daher die Gefahr, dass die Batterie bei Abfahrt nicht mehr genügend Energie enthalten könnte, um die Alltagsmobilität zu gewährleisten. Eurelectric, der europäische Branchenverband der Elektrizitätswirtschaft, hat die Akzeptanz der Nutzer genauer untersucht und ist zu dem Ergebnis gelangt, dass Nutzer von E-Fahrzeugen regelmäßige Lademuster bevorzugen. Bis 2035 ist zu erwarten, dass etwa 90% aller Ladevorgänge an Orten mit normaler oder mittlerer Ladeleistung, wie zu Hause oder bei der Arbeit, durchgeführt [43] werden.

#### **Netzbetreiber**

Da die Stromnachfrage mit dem Arbeits- und Privatleben der Bevölkerung eng korreliert, steigt diese beispielsweise in den frühen Abendstunden, also nach dem Feierabend, deutlich an. Eine erhöhte Durchdringung von E-Fahrzeugen wird diesen Effekt verstärken, da die Fahrzeuge zum gleichen Zeitpunkt zum Laden mit dem Stromnetz verbunden werden. Wenn alle E-Fahrzeuge sofort und unkontrolliert laden würden, stiege die Belastung des Verteilnetzes erheblich an. Um dies zu vermeiden, wäre ein Ausbau der Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten nötig. Durch den großflächigen Einsatz von V2G könnte jedoch dem nötigen Ausbau entgegengewirkt werden, sodass dieser verringert oder vermieden werden kann. Zudem kann der Netzbetreiber die angeschlossenen V2G-Fahrzeuge in kritischen Netzsituationen kontrollieren und so die Versorgungssicherheit gewährleisten.

#### **Aggregatoren**

Durch den steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien wird eine Flexibilisierung des Stromnetzes zunehmend wichtiger. Daraus folgt, dass flexibel regelbare Lasten, Erzeuger und Speicher an Bedeutung gewinnen. Das Geschäftsmodell eines Aggregators besteht darin, diese regelbaren Lasten, Erzeuger und Speicher in einem virtuellen Kraftwerk zusammenzufassen und die so verfügbare Energie und Leistung zu vermarkten.

Speicher sind für Aggregatoren besonders wertvoll, da sie sowohl Energie aufnehmen als auch abgeben können. Zudem verfügen sie über schnelle Reaktionszeiten und können somit Systemdienstleistungen erbringen.

### **Energieversorger**

Energieversorger erwerben Energie am Strommarkt, um den Bedarf ihrer Kunden zu jeder Zeit decken zu können. V2G könnte dabei helfen den fluktuierenden Strommarktpreis zu stabilisieren und somit das Risiko der Netzbetreiber zu verringern. Zusätzliche Speichermöglichkeiten im Netz ermöglichen zudem einen stärkeren Ausbau von erneuerbaren Energieträgern. Der Energieversorger kann somit den Anteil erneuerbarer Energie in seinem Strommix erhöhen.

### **Automobilhersteller**

Für einen Automobilhersteller besteht in erster Linie die Gefahr, dass die Nutzung von V2G die Batterie belastet, sodass die Kapazität sinkt und die versprochenen Reichweiten nicht mehr gewährleistet werden können.

### **Gesellschaft**

Die Kosten für den Ausbau und den Unterhalt des Stromnetzes werden über die Netzentgelte an die Stromkunden weitergegeben. Durch die Vermeidung eines übermäßigen Netzausbaus profitieren folglich auch alle Stromkunden durch Ersparnisse beim Strompreis. Auch durch einen vermehrten Einsatz von E-Fahrzeugen und erneuerbaren Energien sinken zudem die lokalen sowie nationalen Schadstoff-Emissionen und die damit verbundenen Kosten. Des Weiteren erhöht ein größerer Anteil erneuerbarer Energien Deutschlands Unabhängigkeit in Bezug auf den Import fossiler Energieträger.

# 3 Kapitel 3

## Methodik

Für die folgenden Simulationen und Analysen wurden verschiedene Programme benötigt und einige Notwendigkeiten konnten erst im Laufe der Arbeit identifiziert werden. Es wurde weitestgehend darauf geachtet auf open-source Software zurückzugreifen. Eine Übersicht der genutzten Hard- und Software, inklusive Versionshinweisen, ist in Anhang B zu finden.

Für die Simulationen, insbesondere für das Clustering von eTraGo über längere Zeiträume, war es unerlässlich genügend physikalischen Speicher (Arbeitsspeicher) vorzuhalten. Durch die Installation einer Linux-Distribution konnte der physikalische Speicher durch Festplattenspeicher, formatiert als Swap-Partition, erweitert werden.

Für die Verwaltung und Analyse der Daten wurde eine PostgreSQL-Datenbank genutzt. Damit auch geographische Daten verarbeitet werden konnten, wurde die Datenbank zudem um PostGIS erweitert. Ein weiterer Vorteil von PostGIS ist die Möglichkeit Datenbanken mit QGIS zu verknüpfen, sodass geographische Analysen direkt aus der Datenbank erzeugt werden konnten. QGIS wurde hier in erster Linie zur Visualisierung der Daten genutzt.

Für die Simulation und die Optimierung des Modells wurde im Kern Python 3 in der Entwicklungsumgebung von PyCharm verwendet. Das Programm zur Erzeugung des Übertragungsnetzes (eTraGo), das Programm zur Einbindung der BEVs in das Stromnetz und die Optimierung des Übertragungsnetzes basieren auf Python 3. Für die Optimierung wurde zudem eine Software zur Lösung von numerischen Programmieraufgaben, ein sogenannter Solver, benötigt. Am effizientesten arbeitete hier Gurobi.

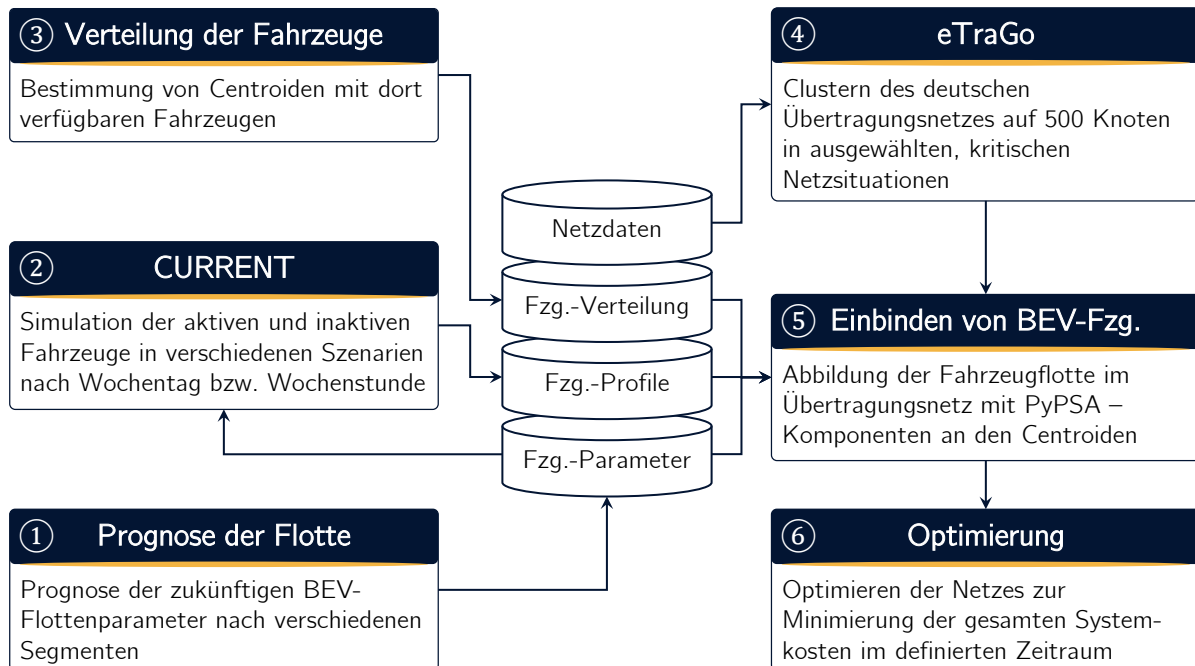
Die Flotte in 2030 wurde durch unterschiedliche Szenarien beschrieben, die in Kapitel 4 miteinander verglichen werden. Die unterschiedlichen Aspekte der Szenarien werden in den folgenden Abschnitten genauer beschrieben. Die Tabelle 3.1 liefert einen Überblick.

	SoC Bereich für V2G-Nutzung	Flotten- szenario	Netzscenario	Grenzkosten der Batterienutzung
max	40 - 80 %	Oberes Szenario	NEP 2035	65 €/MWh
max_ref	-	Oberes Szenario	NEP 2035	65 €/MWh
min	60 - 80 %	Unteres Szenario	NEP 2035	65 €/MWh
min_ref	-	Unteres Szenario	NEP 2035	65 €/MWh
Sensitivitäten				
eGo100	40 - 80 %	Oberes Szenario	eGo 100	65 €/MWh
max_60	60 - 80 %	Oberes Szenario	NEP 2035	65 €/MWh
- 20 % LCOS	40 - 80 %	Oberes Szenario	NEP 2035	52 €/MWh

**Tabelle 3.1:** Übersicht zu den simulierten Szenarien [eigene Darstellung]

### 3.1 Das Modell

Das hier entwickelte System bietet den Vorteil, dass es, die benötigte Rechenleistung vorausgesetzt, beliebig skalierbar und erweiterbar ist. Es kann also, sofern die passenden Input-Daten vorliegen, für eine breite Varianz an Szenarien und Simulations-Zeiträume eingesetzt werden. Einen Überblick liefert die folgende Erläuterung und Abbildung 3.1.



**Abbildung 3.1:** Schematische Darstellung des Modells. Der Austausch und die Organisation der Daten aus den unterschiedlichen Quellen wird über eine Datenbank sichergestellt. [eigene Darstellung]

**Die Datenbank:** Das Herzstück des Systems ist die Datenbank. Über diese wurden die Daten der unterschiedlichen Quellen organisiert und für weitere Prozessschritte vorbereitet. Eine Übersicht der Datenbankstruktur ist in Anhang B zu finden.

1. **Prognose der Flotte:** Im ersten Schritt wurden die Flottenparameter für die Flotte im Zieljahr ermittelt. Dazu wurde ein Marktübersicht der erhältlichen und angekündigten BEVs angefertigt. Das Vorgehen ist in Abschnitt 3.2.1 beschrieben
2. **CURRENT:** Die zuvor ermittelten Parameter der Fahrzeugflotte wurden an CURRENT übergeben. Mit diesen Daten konnte CURRENT zeitlich aufgelöste Fahrzeugprofile von aktiven und inaktiven Fahrzeugen für den Verlauf einer Woche erstellen. Die Ergebnisse verschiedener Szenarien wurden anschließend in der Datenbank gesammelt. CURRENT wird in Abschnitt genauer 3.2.3 beschrieben.
3. **Verteilung der Fahrzeuge:** Damit im späteren Ablauf unter 5 eine korrekte Verteilung der Fahrzeuge über Deutschland vorgenommen werden konnte, musste diese zunächst ermittelt und in der Datenbank hinterlegt werden. Die Verteilung der Fahrzeugprofile wird in Abschnitt 3.2.4 beschrieben

4. **eTraGo:** Mit eTraGo wurde ein Modell des deutschen Übertragungsnetzes für einen zuvor definierten Zeitraum erstellt. Um ein mit heutiger Hardware berechenbares Modell erzeugen zu können, wurde das Netz auf 500 Knotenpunkte zusammengefasst. Eine genauere Beschreibung folgt in Abschnitt 3.3.1.
5. **Einbinden von BEV-Fzg.:** Die Methodik zur Einbindung der Fahrzeugprofile aus CURRENT in das durch eTraGo erstellte Netzmodell, wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelt und umgesetzt. Wichtig ist es an dieser Stelle zu beachten, dass die Fahrzeuge durch PyPSA - Komponenten eingebunden werden mussten, damit später eine Optimierung des Netzes möglich ist. Der Programmablauf ist unter Abschnitt 3.4 zu finden.
6. **Optimierung:** Nach Einbindung der E-Fahrzeuge an den passenden Orten in das Modell des Übertragungsnetzes, konnte dieses für den betrachteten Zeitraum optimiert werden. Dafür wurde eine sogenannte lineare optimale Lastflussrechnung durchgeführt. Die Zielfunktion war es dabei die gesamten Systemkosten im betrachteten Zeitraum zu minimieren. Eine genauere Beschreibung dieses Prozessschrittes ist in Abschnitt 3.5 zu finden.

## 3.2 Simulation von Fahrzeugprofilen

Um die Flotte im Jahr 2030 prognostizieren zu können, wurde eine umfangreiche Marktanalyse der aktuell erhältlichen und angekündigten BEVs durchgeführt. Anschließend wurden die Ergebnisse unter Berücksichtigung bestimmter Annahmen, zum Beispiel zur Entwicklung der Batteriekapazität und der elektrischen Reichweite, genutzt, um einen Markthochlauf von Elektrofahrzeugen bis zum Jahr 2030 zu prognostizieren. Die so prognostizierte Fahrzeugflotte diente nachfolgend als Grundlage zur Erstellung zeitlich differenzierter Ladebedarfe und V2G-Potenzialen mit CURRENT.

### 3.2.1 Datengrundlage und Annahmen

Die Datengrundlage diente als Ausgangspunkt für die Prognose der Flottenparameter im Jahr 2030. Die Ergebnisse der Marktanalyse sind in Anhang C nachzulesen.

- **Allgemeiner Fokus:** Als Grundlage für die Prognose dienten ausschließlich Fahrzeuge, die zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit in Deutschland verfügbar oder für Deutschland angekündigt waren. Weiterhin verfügten alle Fahrzeuge, die in die Marktanalyse eingeflossen sind über eine Typ 2 oder eine Combo 2 Ladebuchse. Konnte bei einem Fahrzeug optional eine andere Ladeleistung gewählt werden, wurde die Standardvariante gewählt, wenn ein Combo 2 Anschluss zur Schnellladung verbaut war. War keine Schnellladung vorgesehen, wurde die größtmögliche AC-Ladeleistung gewählt. Die potentielle Lenkungswirkung einer CO<sub>2</sub>-Steuer sowie der Einfluss eines Verbots von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor wurden nicht gesondert berücksichtigt.
- **Fokus auf BEVs:** Es wurde angenommen, dass sich bei PHEV die Ausstattung mit einem bidirektionalen Umrichter für AC-Ladevorgänge bzw. mit einer privaten bidirektionalen DC-Ladestation für die Fahrzeugnutzer aufgrund der geringen Batteriekapazität nicht rentiert. Bei BEV-Fahrzeugen wurde weiterhin zwischen V2G-fähigen und nicht V2G-fähigen Fahrzeugen unterschieden.

- **Fahrzeugsegmente:** Die Fahrzeuge wurden in die von der MiD definierten Fahrzeugsegmente klein, kompakt, mittel und groß aufgeteilt. Die Zuordnung zu den 13 Größenklassen, die vom Kraftfahrtbundesamt (KBA) genutzt werden, ist im Ergebnisbericht der MiD aufgeschlüsselt [12]. Für eine klarere und kompaktere Darstellung werden diese Segmente in der vorliegenden Arbeit als XS, S, M und L bezeichnet. Die Anteile der jeweiligen Segmente an der Gesamtflotte wurden aus aktuellen Daten des KBA bezogen und bleiben bis 2030 konstant (siehe Abbildung 2.3) [22].
- **Verfügbarkeit von Fahrzeugen:** Um die Entwicklung der Fahrzeuge besser abbilden zu können, wurde angenommen, dass Fahrzeuge bis zu 3 Jahre nach Marktstart gekauft werden können. Die Fahrzeugparameter wurden daher jeweils über die letzten drei Jahre gemittelt (für einen Fahrzeugparameter in 2028 wurde beispielsweise der Mittelwert dieses Parameters aus den Jahren 2026, 2027 und 2028 berechnet).

### 3.2.2 Prognose der BEV-Fahrzeugflotte in 2030

Die BEV-Fahrzeugflotte wurde in jedem Segment hinsichtlich der Parameter Anzahl der Fahrzeuge,  $\emptyset$  AC-Ladeleistung,  $\emptyset$  Batteriekapazität,  $\emptyset$  Energieverbrauch und  $\emptyset$  Reichweite untersucht. Die Flottenparameter werden jeweils für ein oberes und ein unteres Szenario für das Jahr 2030 entwickelt. Der Bestimmung des Ladebedarfs liegt dabei die gesamte Fahrzeugflotte zugrunde, während für die Evaluierung des V2G-Potentials lediglich die V2G-fähigen Fahrzeuge betrachtet werden. Durch die Berücksichtigung eines unteren und eines oberen Szenarios kann ein Korridor aufgespannt werden, der mit einer hohen Wahrscheinlichkeit die Entwicklung der zukünftigen Fahrzeugflotte abbildet.

Die Ergebnisse sind in den Tabellen 3.2 und 3.3 sowie in der Datenbanktabelle „vehicle\_param\_2030“ in Anhang B.3 dargestellt. Eine konkrete Beschreibung des Arbeitsablauf ist in den folgenden Unterabschnitten zu finden.

**Tabelle 3.2:** BEV-Flottenzusammensetzung und  $\emptyset$  Flottenparameter nach Segmenten in 2030 (oberes Szenario)

	Segment	Anzahl	$\emptyset$ AC-Laden in kW	$\emptyset$ Verbrauch in kWh/100km	$\emptyset$ Kapazität in kWh	$\emptyset$ Reichweite in km
alle BEVs	XS	1.802.173	11	16,60	48	288
	S	2.087.168	11	20,51	65	316
	M	3.143.325	11	21,62	80	371
	L	1.349.534	11	26,35	112	426
V2G-BEVs	XS	1.457.691	11	16,59	50	298
	S	1.752.888	11	20,51	67	325
	M	2.758.018	11	21,62	83	382
	L	1.229.590	11	26,31	114	435

**Tabelle 3.3:** BEV-Flottenzusammensetzung und  $\bar{\emptyset}$  Flottenparameter nach Segmenten in 2030 (unteres Szenario)

	Segment	Anzahl	$\bar{\emptyset}$ AC-Laden in kW	$\bar{\emptyset}$ Verbrauch in kWh/100km	$\bar{\emptyset}$ Kapazität in kWh	$\bar{\emptyset}$ Reichweite in km
alle BEVs	XS	974.423	11	16,61	48	290
	S	1.128.518	11	20,51	65	318
	M	1.699.575	11	21,61	80	373
	L	729.684	11	26,37	113	428
V2G-BEVs	XS	815.821	11	16,59	50	299
	S	974.946	11	20,51	67	326
	M	1.523.441	11	21,62	83	382
	L	673.475	11	26,31	115	436

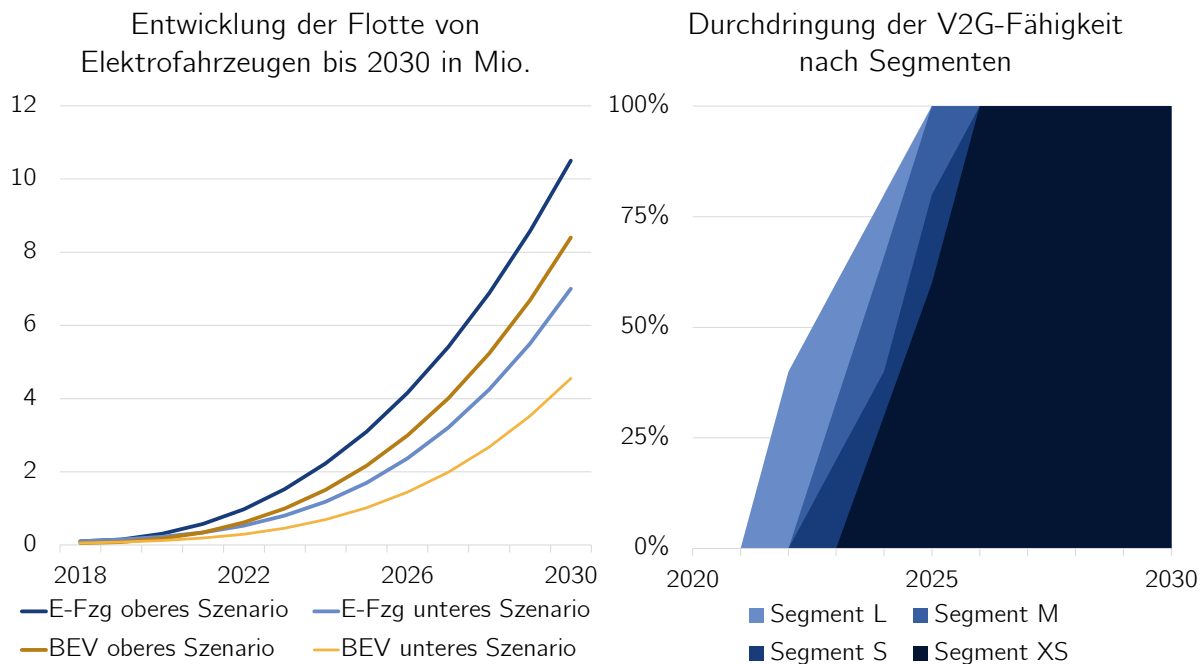
### Flottengröße und -zusammensetzung

Die Nationale Plattform für Elektromobilität (NPE) prognostiziert im „Fortschrittsbericht 2018“ einen Bestand zwischen 1,7 und 3,1 Mio. E-Fahrzeugen in 2025 [44]. Im September 2018 entstand aus der NPE die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM). In einem Zwischenbericht aus dem ersten Quartal 2019 definiert die NPM einen Zielkorridor von 7 bis 10,5 Mio. E-Fahrzeugen bis 2030 [45].

Um Rückschlüsse auf die Anzahl der BEVs ziehen zu können, wurden die Annahmen aus einem aktuellen Bericht der Organisation Transport & Environment (T&E) herangezogen. Die Organisation Transport & Environment ist eine EU-Dachorganisation für 60 Mitgliedsorganisationen aus 25 EU-Ländern, mit dem Fokus auf nachhaltigen Verkehr. Für das untere Szenario wurde entsprechend dem T&E-Szenario Base des Berichts ein BEV-Anteil von 55 % in 2021 (50 % in 2025; 65 % in 2030) und für das obere Szenario entsprechend dem T&E-Szenario BEV ein BEV-Anteil von 60 % in 2021 (70 % in 2025; 80 % in 2030) angenommen [46].

Eine Spline-Interpolation ermöglichte die Berechnung der verbleibenden Jahre. Die Entwicklung des Fahrzeugbestandes von E-Fahrzeugen und BEVs ist in Abbildung 3.2 dargestellt.

Die Marktdurchdringung der V2G-Fähigkeit basierte auf dem Positionspapier von CharIn (siehe Abbildung 2.7). Es wurde davon ausgegangen, dass die für Level 3 der Netzintegration benötigte Hardware, auch für Level 4 nutzbar sein wird. Die Markteinführung der bidirektionalen Ladetechnologie beginnt somit schon vor 2025. Üblicherweise kommen neue Technologien zunächst in größeren Oberklasse-Fahrzeugen zum Einsatz, bevor sie auch in Mittelklassefahrzeugen und Kleinwagen eingesetzt werden. Dieser Annahme folgend werden zunächst Fahrzeuge des Segments L mit der neuen Technologie ausgestattet, bevor Fahrzeuge der anderen Segmente folgen (siehe dazu Abbildung 3.2 rechts). Eine etwaige V2G-Kompatibilität älterer Fahrzeuge durch DC-Ladetechnik, wie in Abschnitt 2.3.1 beschrieben, wurde nicht berücksichtigt.



**Abbildung 3.2:** Entwicklung des Flottenbestandes von E-Fahrzeugen in Mio. bis 2030 (links) und die Marktdurchdringung der V2G-Fähigkeit nach Segmenten bis 2030 (rechts) [eigene Darstellung]

### Entwicklung der Fahrzeugbatterie

Bei der Batteriekapazität wurde die Nettokapazität der Fahrzeugbatterien gewählt. War nur die Bruttokapazität angegeben, wurde das Verhältnis von brutto/netto der übrigen Fahrzeuge angewandt, um die Nettokapazität zu berechnen.

Die Lithium-Feststoffbatterie wird voraussichtlich einen Meilenstein in der Batterietechnologie darstellen und vor allem die Kosten für Batterien senken. Laut der Energiespeicher Roadmap (Update 2017) des Fraunhofer ISI, wird der Markteintritt der Feststoffbatterien nicht vor 2025 erfolgen [47].

Es wurde davon ausgegangen, dass der Raum, der in einem E-Fahrzeug für die Batterie zur Verfügung steht, auch für neue Fahrzeuge unverändert bleibt. Daher wurde der Prognose die Entwicklung der volumetrische Energiedichte zugrunde gelegt.

Aus der Studie des Fraunhofer Instituts geht hervor, dass sich langfristig voraussichtlich „[...] durch die größeren noch zu realisierenden Entwicklungspotentiale der prismatischen und Pouch-Zellen [...] großformatige LIB-Zellen in E-Fahrzeugen durchsetzen werden.“ [47]. Obgleich Tesla als großer Hersteller von E-Fahrzeugen auf die zylindrischen Zellen setzt, wurde für die Prognose der Batteriekapazität die Entwicklung von prismatischen und Pouch-Zellen berücksichtigt.

Die volumetrische Energiedichte von prismatischen Zellen wird von 2020 bis 2025 voraussichtlich um 27 - 33% steigen; die der Pouch-Zellen im gleichen Zeitraum um 33 - 43%. Bei einer gleichen Verteilung der Technologien ergibt sich im Mittel eine Steigerung der volumetrischen Energiedichte von 36,5 %. Bis 2025 wurde ein linearer Anstieg der Batteriekapazität der BEVs angenommen. Danach wurde bis 2030 mit einer gleichbleibenden durchschnittlichen Batterie-



kapazität gerechnet. Der Hintergrund dieser Annahme war es, dass die Fahrzeughersteller ab einem gewissen Punkt tendenziell eher einen Fokus auf den günstigeren Fahrzeugpreis als auf eine höhere Batteriekapazität legen werden.

### Entwicklung der Verbrauchswerte

Um den spezifischen Energieverbrauch der E-Fahrzeuge zu bestimmen, wurden reale Verbrauchsdaten der bereits verfügbaren BEVs erhoben. Auf der Internetseite Spritmonitor.de können Fahrzeugnutzer den realen Energieverbrauch ihres Fahrzeuges angeben und miteinander vergleichen [48].

Da Elektromotoren eine bereits lang erprobte und vielseitig eingesetzte Technologie sind, wurde davon ausgegangen, dass es keine signifikanten Steigerungen in der Effizienz geben wird und dass die Effizienzgewinne durch Aerodynamik, Gewicht, etc. durch erweiterte Fahrassistenzsysteme und stärkere Motorisierung ausgeglichen werden.

### Entwicklung der Ladeleistung

Um Schieflagen im Verteilnetz zu verhindern, ist in Deutschland ohne Ausnahmegenehmigung eine einphasige Belastung bis maximal 4,6 kVA (20 A) zulässig [49]. Daher können die fahrzeugseitig maximal möglichen 7,4 kW einphasiger Ladeleistung, in Deutschland meistens nicht erreicht werden. Es wurde davon ausgegangen, dass sich daher Fahrzeuge mit einphasigem AC-Ladeanschluss in Deutschland nicht durchsetzen werden.

Weiterhin müssen Ladestationen mit einer Leistung von mehr als 3,6 kVA gemäß den technischen Anschlussregeln (TAR Niederspannung) beim Netzbetreiber angemeldet werden. Eine Ladeeinrichtung mit einer Ladeleistung von mehr als 12 kVA bedarf zusätzlich einer Beurteilung und der Zustimmung des Netzbetreibers [39].

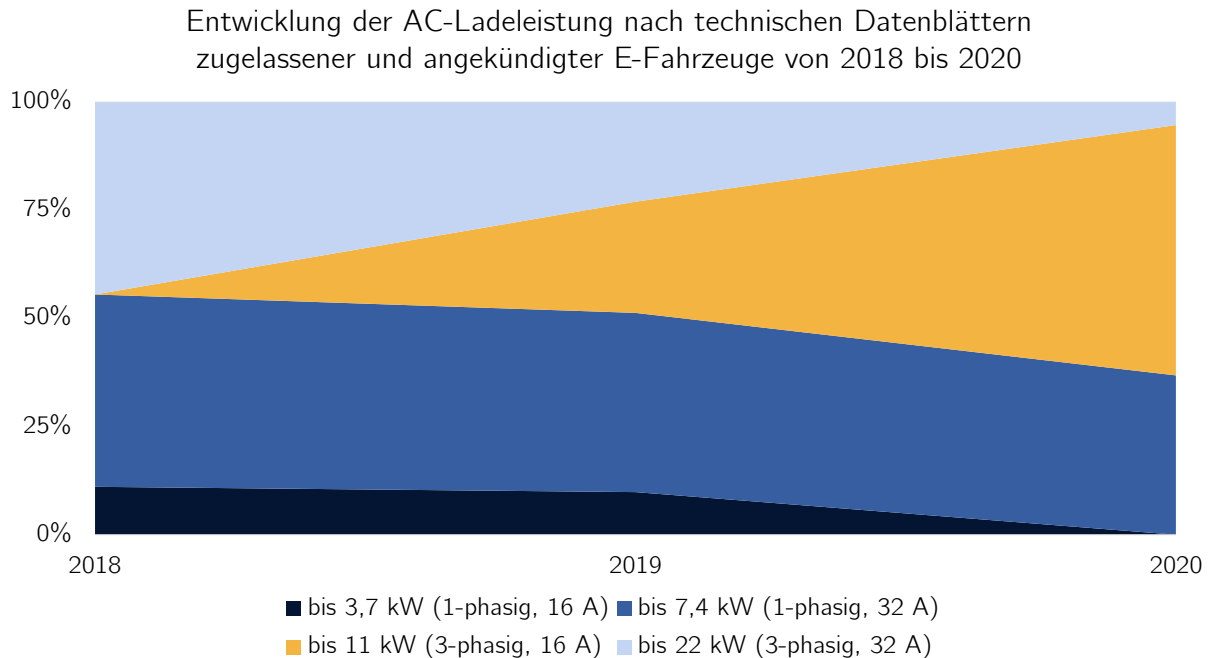
Li-Io-Batterien werden nach dem IU Ladeverfahren (auch CCCV - constant current constant voltage) geladen. Dabei werden die Batterien zunächst mit einem konstanten Strom geladen, sodass ein hoher Ladestrom zu Beginn vermieden werden kann. Sobald die Ladeanschlussspannung erreicht wurde, wird der Ladevorgang mit der Ladeanschlussspannung weiter geführt. So wird verhindert, dass die Ladeanschlussspannung überschritten wird. Dieser Punkt wird bei etwa 70-80 % SoC erreicht. Mit steigender Ladung sinkt der Ladestrom somit die Ladeleistung.

Bei der Ladeleistung angekündigter BEVs lässt sich zudem ein deutlicher Trend zu einer AC-Ladeleistung von 11 kW erkennen (siehe Abbildung 3.3).

Eine Untersuchung zur V2G Anbindung von BEVs, kam zu dem Schluss, dass 12 kVA die optimale Leistung für V2G Vorgänge ist [50]. Aufgrund dieser Erkenntnisse, wurde davon ausgegangen, dass sich kurz- und mittelfristig eine Ladeleistung von 11 kW für private Ladestationen durchsetzen wird.

Es wurde angenommen, dass konduktives Laden auch weiterhin die standardmäßig und meistgenutzte Schnittstelle zwischen BEV und Netz sein wird. Bisher nicht kommerziell verfügbare Konzepte, wie induktives Laden oder der Wechsel der Fahrzeugbatterie, wurden aufgrund der untergeordneten Rolle daher nicht näher betrachtet. Für die induktive Übertragung von Energie

muss zunächst ein Wechselfeld erzeugt werden, welches zusätzliche (bidirektionale-) Umrichter erforderlich macht, die zu höheren Investitionskosten führen. Durch die hohen Verluste wird zudem auch der Energieaustausch über ein induktives System deutlich teurer als über eine konduktives System.



**Abbildung 3.3:** Prognostizierte Entwicklung der AC-Ladeleistung nach technischen Daten bereits zugelassener und angekündigter Fahrzeuge von 2018 bis 2020. [eigene Darstellung nach [51–65]]

Die Internationale Energieagentur - IEA prognostiziert im Global EV-Outlook 2019, dass der Großteil der von E-Fahrzeugen benötigten Energie an privaten Ladestationen nachgefragt wird [41]. Laut Eurelectric wird erwartet, dass in Zukunft 90 % der Ladevorgänge Zuhause und am Arbeitsplatz stattfinden. Zudem wurde davon ausgegangen, dass Ladevorgänge im privaten Raum mit geringer Ladeleistung durchgeführt werden, da der zeitliche Faktor hier nicht entscheidend ist und ein größerer Hausanschluss wiederum mit höheren Kosten verbunden ist [43]. Diese Tendenz ließ sich auch bei der AC-Ladeleistung der angekündigten und verfügbaren BEVs beobachten. In Abbildung 3.3 ist deutlich zu sehen, dass die heute verfügbaren Ladeleistungen im AC-Bereich größtenteils von 11 kW verdrängt werden.

### 3.2.3 CURRENT

Der Ladebedarf der deutschen BEV - Fahrzeugflotte in 2030 wurde mithilfe von CURRENT (Charging infrastructure for electric vehicle analysis tool) ermittelt. Bei CURRENT handelt es sich um ein Modell zur Evaluierung des Ladebedarfs von BEVs in räumlicher und zeitlicher Auflösung. Diesem, im Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) entwickelten, Modell liegen die zwei folgenden Annahmen zugrunde:

1. Fahrzeugnutzer werden ihr Reiseverhalten mit Umstieg auf Elektromobilität nicht signifikant ändern.

2. Fahrzeuge laden vorwiegend an den Orten, an denen sie ohnehin parken.

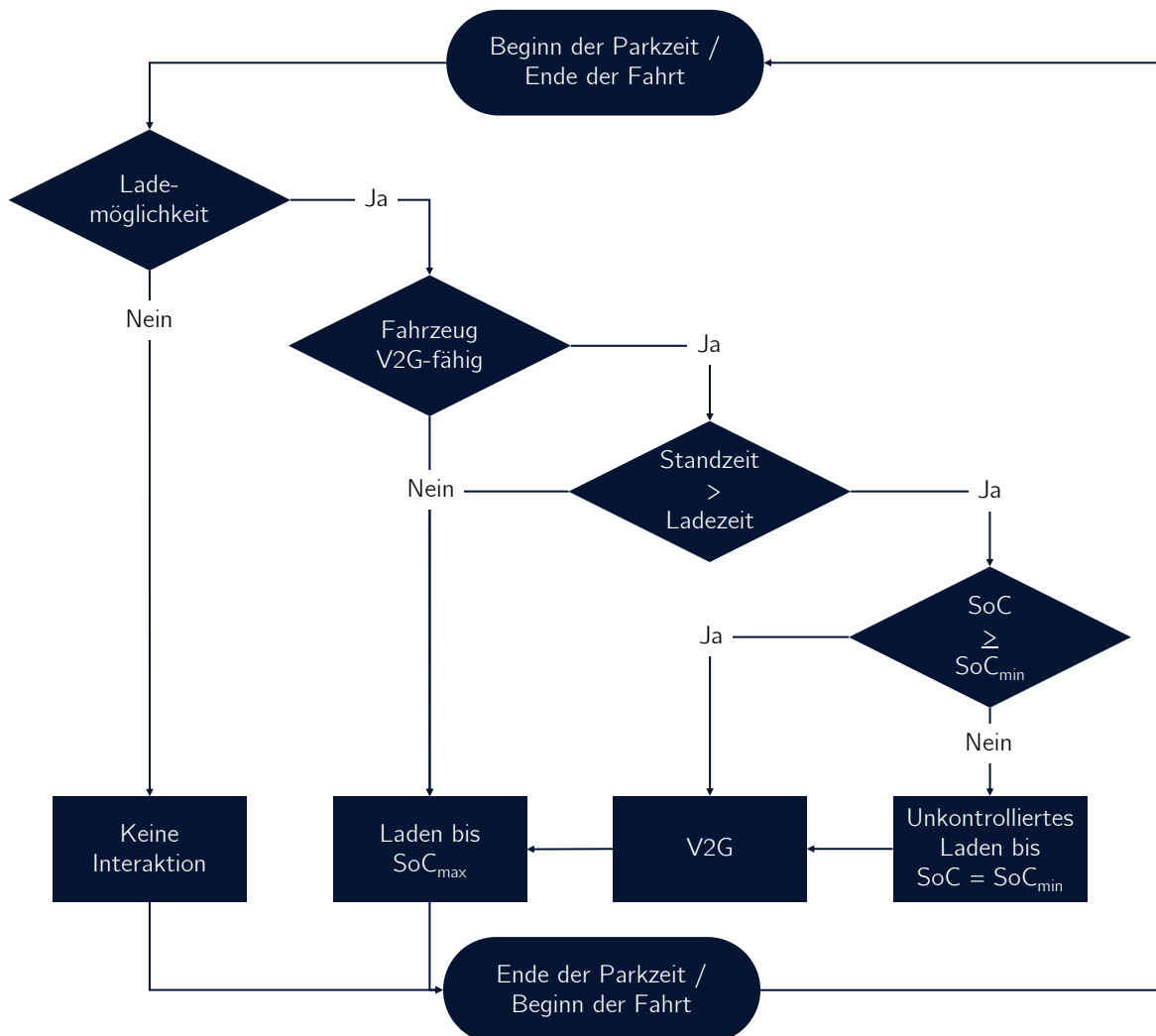
Diese Annahmen lassen zu, dass der Datensatz von MiD herangezogen werden konnte [66].

Nach Anpassungen an CURRENT, konnte auf Grundlage der zuvor ermittelten Flottenparameter und den Erkenntnissen aus der MiD, der Ladebedarf sowie das V2G-Potential der BEV-Flotte im Verlauf einer Woche auf Stundenbasis ermittelt werden.

Der Prozessablauf für die Parkzeit eines BEV wurde gemeinsam mit dem DLR-Institut für Verkehrsforschung entwickelt. In Abbildung 3.4 ist eine schematische Darstellung des Prozessesablaufs illustriert.

Die Anpassungen zur Umsetzung dieses Prozesses sowie die Simulationen mit CURRENT wurden vom DLR- Institut für Verkehrsforschung durchgeführt.

Die von CURRENT ermittelten Daten zu den unterschiedlichen Szenarien wurden in die Datenbank (siehe Anhang B.3) aufgenommen und sind in den Tabellen „reference“, „active“, „active\_vehicles“ und „available\_vehicles“ abgebildet.



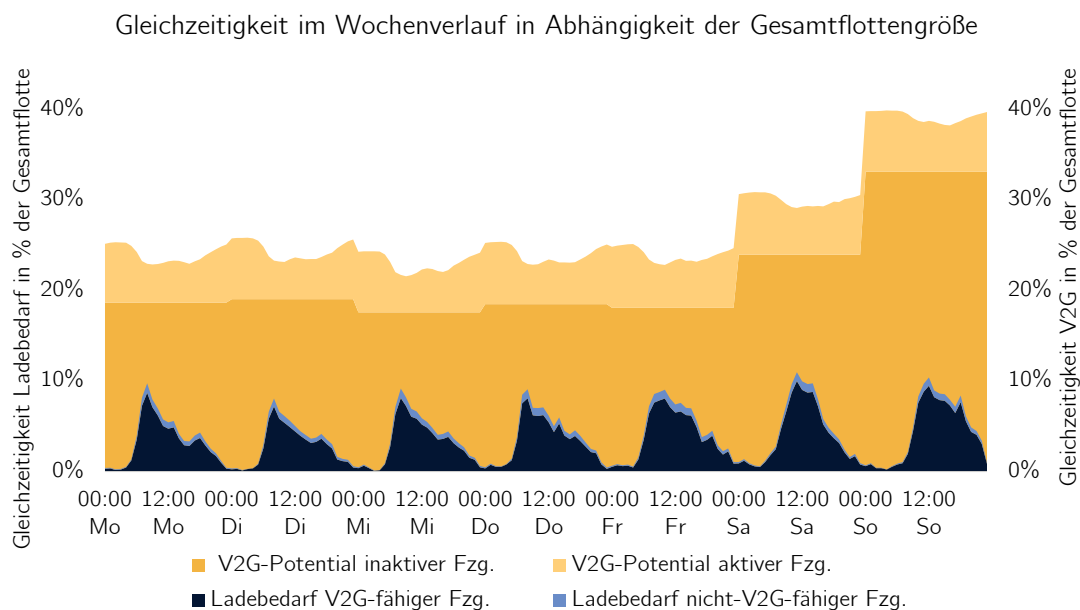
**Abbildung 3.4:** Prozessablauf der Parkzeit eines BEV im Programmablauf von CURRENT [eigene Darstellung]

In CURRENT werden aktive und inaktive Fahrzeuge unterschieden. Mit letzteren werden Fahrzeuge beschrieben, die während eines Tages nicht bewegt werden. Diese Fahrzeuge sind für V2G besonders interessant. Für V2G wurden nur die inaktiven Fahrzeuge berücksichtigt, die über einen privaten Stellplatz verfügen. Darüber Hinaus wurde in CURRENT ein Referenzszenario generiert, welches später als Vergleichsszenario genutzt wird. Diesem Szenario liegt die Annahme zugrunde, dass alle BEVs nach Bedarf ungesteuert laden.

Ein Kritikpunkt an bisherigen Studien war oftmals, dass der Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge keine Beachtung beigemessen bzw. diese nicht entsprechend ausgewiesen wurde [21]. In Abbildung 3.5 findet sich eine Übersicht der Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen und V2G-Potentialen als Anteil an der Gesamtflotte im Verlauf einer Woche. Die Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen (in der Abbildung 3.5 in Blau dargestellt) erreicht Werktags zwischen 7:00 und 8:00 Uhr, nach einem steilen Anstieg, ein Maximum von 7 - 9 %. Anschließend fällt der Ladebedarf ab, bis er zwischen 16:00 und 18:00 Uhr nach einem lokalen Minimum wieder auf etwa etwa 6 % ansteigt. Die Ursache dafür sind Ladevorgänge, die gestartet werden, nachdem die Fahrzeugnutzer von der Arbeit zu Hause angekommen sind. Montags, Donnerstags und Freitags sind zudem lokale Maxima in der Mittagszeit festzustellen.

Am Wochenende verschieben sich die Maxima von 10 - 11 % auf ca. 11:00 Uhr. Zudem gestaltet sich die Ladenachfrage etwas homogener.

Bei dem V2G-Potential (in der Abbildung 3.5 in Gelb dargestellt) sind deutliche Unterschiede im Verlauf der Woche zu erkennen. Erwartungsgemäß ist die Anzahl der V2G-Fahrzeuge am Wochenende am höchsten. Grund dafür ist die vergleichsweise geringe Nutzung der Fahrzeuge am Wochenende [12]. Der größte Anteil des V2G-Potentials entfällt auf inaktive Fahrzeuge. Die Sprünge in den Daten der inaktiven Fahrzeuge liegen in dem Design der MiD begründet, die die Fahrzeugnutzung auf täglicher Basis erhebt.



**Abbildung 3.5:** Gleichzeitigkeit der verbundenen V2G-Fahrzeuge und der Ladevorgänge [eigene Darstellung]

Zu Spitzenzeiten beläuft sich das Potential für V2G auf bis zu 40 % der Fahrzeugflotte. Je nach Batteriekapazität der Fahrzeuge und nutzbarem SoC-Bereich ergibt sich eine Speicherkapazität von über bis zu 90 GWh<sup>1</sup>. Zum Vergleich: Die kumulierte Speicherkapazität aller Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland beträgt ca. 40 GWh [67].

### 3.2.4 Verteilung und Skalierung der Fahrzeugprofile

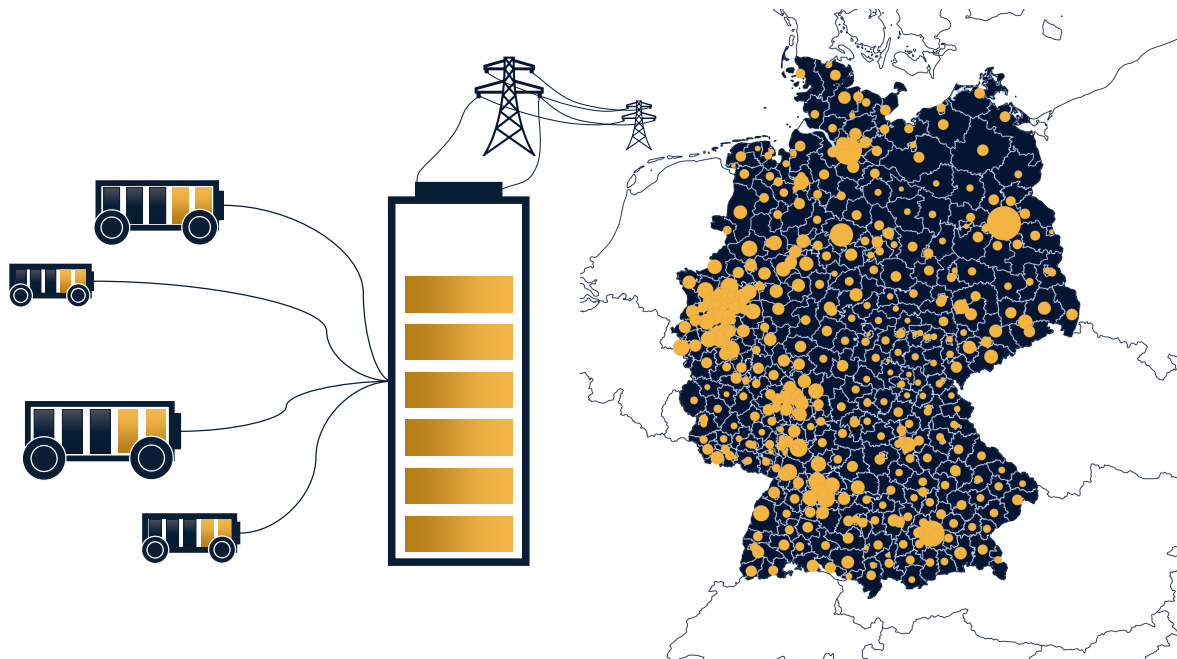
Die Verteilung der Fahrzeuge über Deutschland wurde gemäß den Anmeldezahlen des KBA auf Ebene der Zulassungsbezirke vorgenommen. Der Mittelpunkt eines jeden Kreises wurde durch die Gewichtung der Einwohnerzahlen auf Gemeindeebene bestimmt [68–70]. Dieser Mittelpunkt oder Centroid dient anschließend als Ankerpunkt für alle BEVs, die diesem Kreis zugeordnet werden.

Die Anzahl der Fahrzeuge innerhalb eines Kreises ergibt sich aus der Formel 3.1:

$$n_{BEV \text{ Fahrzeuge Kreis}} = n_{BEV \text{ Fahrzeuge Flotte}} * \frac{n_{zugelassene \text{ Fahrzeuge Kreis} 2016}}{n_{zugelassene \text{ Fahrzeuge ges} 2016}} \quad (3.1)$$

Die Zuordnung von Gemeinden, KFZ-Zulassungsbezirken und angemeldeten Fahrzeugen erfolgte über die ersten 5 Stellen des Regionalschlüssels. Dieser Schlüssel ist ein Instrument des statistischen Bundesamtes zur Identifizierung von Verwaltungsgebieten.

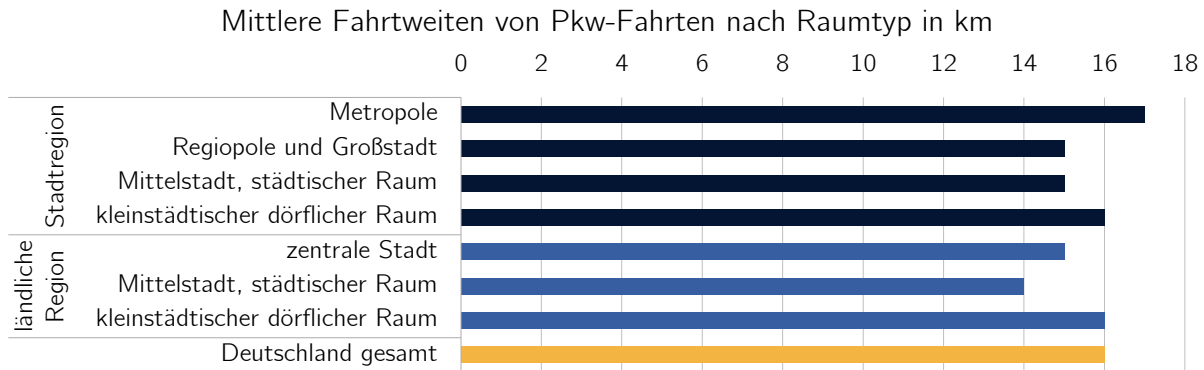
In Abbildung 3.6 ist die Verteilung der Fahrzeugflotte auf die KFZ-Zulassungsbezirke zu sehen. Die Größe der Mittelpunkte wird durch die Anzahl der angemeldeten Pkw im Zulassungskreis bestimmt. Die Centroide und der dort vorhandene Anteil der Fahrzeugflotte, wird in Abschnitt 5, mit den Daten aus CURRENT angereichert und dem Modell des Übertragungsnetzes hinzugefügt.



**Abbildung 3.6:** Virtuelle Speicher an Bevölkerungsschwerpunkte in Kfz-Zulassungsbezirken [eigene Darstellung]

<sup>1</sup> oberes Flottenszenario mit 40 % nutzbarem SoC-Bereich

Die unterschiedlichen Verfügbarkeiten von Pkw zwischen urbanem und ländlichem Raum wurde durch die Anzahl der angemeldeten Pkw abgebildet. Da sich die durchschnittlichen Fahrtweiten von Pkw-Fahrten im ländlichen und urbanen Raum kaum vom Bundesdurchschnitt unterscheiden (siehe Abbildung 3.7), wurden regionale Unterschiede in der Pkw-Nutzung vernachlässigt.



**Abbildung 3.7:** Mittlere Fahrtweiten von Pkw-Fahrten nach Raumtyp [eigene Darstellung nach [12]]

### 3.3 Simulation des deutschen Übertragungsnetzes

Durch die Herausforderungen für das Energieversorgungssystem, die in Kapitel 2.2 beschrieben wurden, gewinnt eine vorausschauende Planung immer mehr an Bedeutung. Ein höherer Anteil erneuerbarer Energien und der damit zunehmend wichtigere Energietransport aus dem windreichen Norden in den Süden Deutschlands, stellen die Rolle des Übertragungsnetzes heraus [25].

Im Rahmen des Forschungsprojekts `open_ego` wurde ein transparentes, netzebenenübergreifendes Planungsinstrument entwickelt, welches den volkswirtschaftlich optimalen Netz- und Speicherausbau für Deutschland bestimmen kann [71].

„Die um das Netzplanungsinstrument `eGo` herum geschaffene Open-Source-Tool-Landschaft kann alle Spannungsebenen in Deutschland modellieren, die grundsätzlichen Funktionsweisen des Strommarktes unter Berücksichtigung des physikalischen AC-Lastflussverhaltens simulieren und gleichzeitig Netz- und Speicherausbau integriert optimieren. Des Weiteren ermöglicht die im Projekt entwickelte `OpenEnergyPlatform` (OEP) eine systematisierte, modellübergreifende Nutzung offener Energiedaten.“ [71]

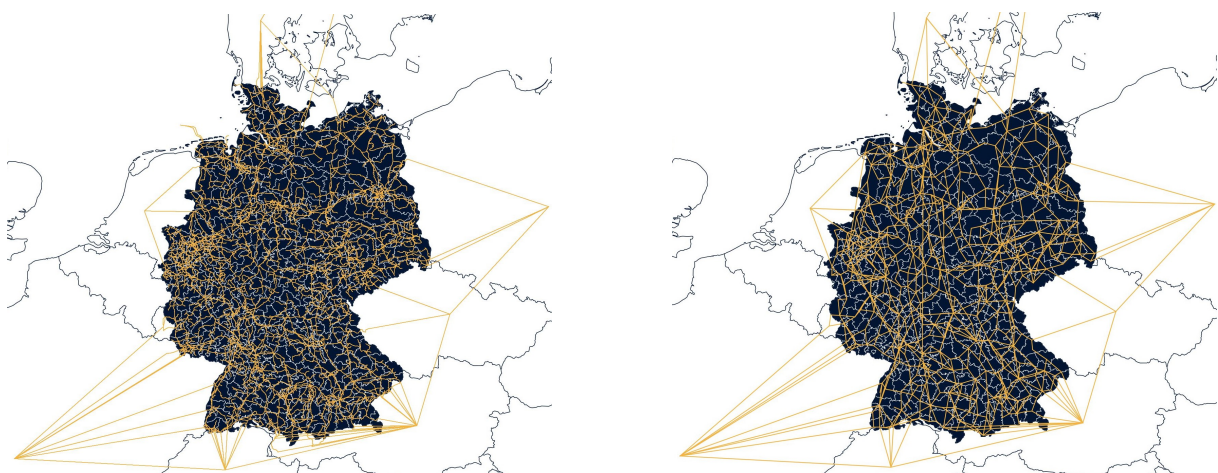
Als Teil des `open_ego` Projekts dient das Tool `eTraGo` (Electricity Transmission Grid Optimization) zur Optimierung des Netz und Speicherausbaus.

#### 3.3.1 eTraGo

`eTraGo` basiert auf `PyPSA`, einer open source Toolbox zur Simulation und Optimierung moderner Energieversorgungssysteme [72]. Dabei spezialisiert `eTraGo` sich auf das deutsche Übertragungsnetz bis einschließlich 110 kV. Die verwendeten Daten stammen aus der `Open-Energy-Platform` (OEP), die von der `openmod` Initiative betrieben und vom Bundesministerium für Wirtschaft

und Energie unterstützt wird. Die OEP hat es sich zum Ziel gesetzt die Qualität, Transparenz und Reproduzierbarkeit in der Energiesystemforschung zu gewährleisten [71]. Die Daten der Netzkomponenten werden im Wesentlichen von OpenStreetMaps bezogen, aufgearbeitet und anschließend allen Interessierten zur Verfügung gestellt. Die Zeitreihen zu Erzeugung und Verbrauch werden ebenfalls aus der OEP bezogen. Die Eingangsdaten aus der OEP werden anschließend durch eTraGo so geclustert, dass das deutsche Übertragungsnetz für einen zuvor definierten Zeitraum möglichst realitätsnah abgebildet werden kann. Die zeitliche Auflösung liegt bei 1h. Das Clustern des Übertragungsnetzes ist nötig, um den Rechenaufwand und den Speicherbedarf mit der heutigen Hardware abbilden zu können. In Abbildung 3.8 lassen sich die Eingangsdaten aus der OEP (links) mit dem durch eTraGo geclusterten Netz (rechts) vergleichen. Im geclusterten Netz sind weiterhin deutlich die Ballungsräume zu erkennen. Die zusätzlichen Leitungen, die Szenario NEP 2035 definiert werden, sind ebenfalls gut zu erkennen. Die n-1 Sicherheit des Netzes kann über die Reduktion der Übertragungsleitung vereinfacht berücksichtigt werden [71].

Bei der Entwicklung von eTraGo wurden drei Netzszenarien erstellt, die als Input dienen. Im Mittelpunkt eines jeden Szenarios steht Deutschland mit einer Anbindung an die direkten Nachbarländer [71]. Für die Berechnungen, die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt wurden, bot sich am ehesten das Szenario NEP 2035 an. Dieses Szenario basiert auf dem ersten Entwurf des NEP 2025 aus dem Jahr 2015. Die Grundlagen für das eTraGo Szenario NEP 2035 bilden die Annahmen aus dem Szenario B2-2035. Für die Nachbarstaaten liegen entsprechende Annahmen aus dem ENTSO-E Bericht Scenario Outlook and adequacy forecast 2014-2030 zugrunde [71]. In Abschnitt 3.4 wird beschrieben wie die Erzeugungskapazitäten und Grenzkosten des gewählten Netzszenarios zudem an die aktuellen Erkenntnisse angepasst wurden. Das geclusterte Netz wurde exportiert und durch die Fahrzeugprofile erweitert, bevor eine Optimierung durch eTraGo stattfand. Die Optimierung erfolgte nachdem die BEV-Fahrzeuge eingebunden wurden.



**Abbildung 3.8:** Das deutsche Übertragungsnetz nach Daten der Open-Energy-Plattform OEP (links) und mit eTraGo auf 500 Knotenpunkte geclustert (rechts) [eigene Darstellung]



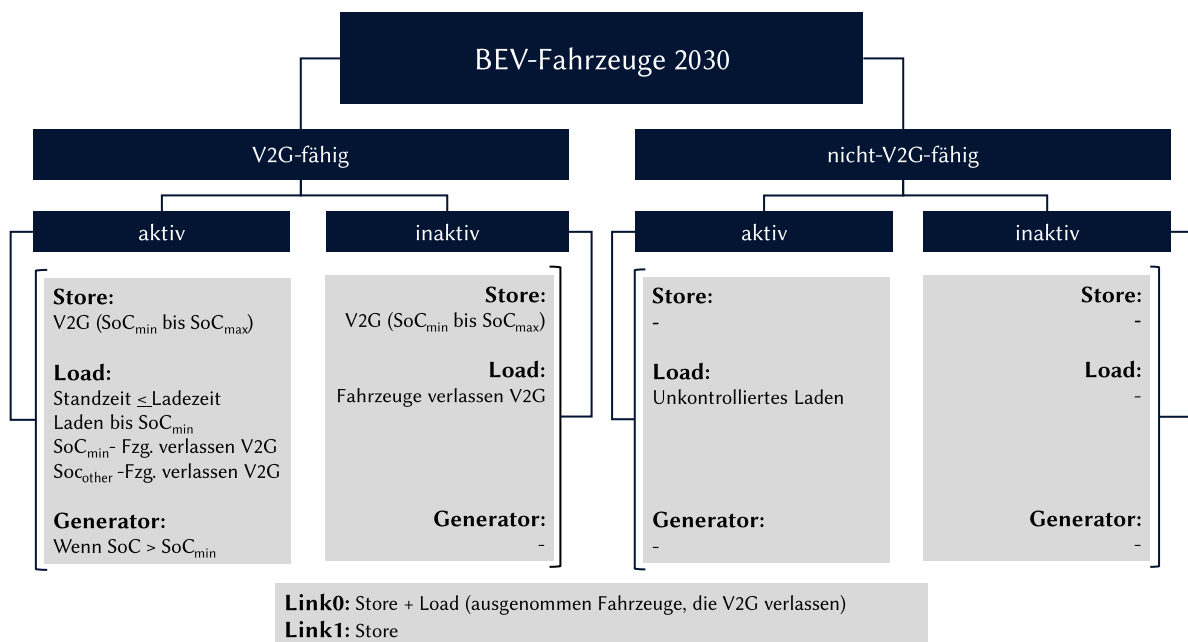
### 3.4 Einbindung der Fahrzeugprofile und Anpassung des Netzszenarios

Um die Fahrzeugprofile, welche zuvor durch CURRENT erzeugt wurden, bei der Optimierung des Netzes zu berücksichtigen, müssen diese zunächst in die Sprache von PyPSA übersetzt und anschließend entsprechend der hinterlegten Zuordnung auf Deutschland verteilt werden. Im Rahmen dieses Programms werden folgende Daten aus der Datenbank bezogen:

- Die Fahrzeugparameter der V2G-fähigen Fahrzeuge (vehicle\_param\_2030)
- Die durch CURRENT aufbereiteten Daten zu aktiven und inaktiven Fahrzeugen (available\_vehicles, active\_vehicles)
- Die Centroid-Daten zur Verteilung und Anzahl zugelassener Pkw (centroid\_ewz)

Darüber hinaus können neben der Auswahl des Szenarios noch weitere technische Parameter eingestellt werden. Zu diesen Parametern zählen der Verlust des Verteilnetzes, der Batterieverlust beim Ein- und Ausspeichern sowie der Round-Trip Verlust der Batterie, die Grenzkosten für die Nutzung der Fahrzeugbatterie und der SoC Bereich für die Nutzung von V2G.

Die Übersetzung der einzelnen Fahrzeuggruppen in PyPSA-Komponenten kann Abbildung 3.9 entnommen werden.

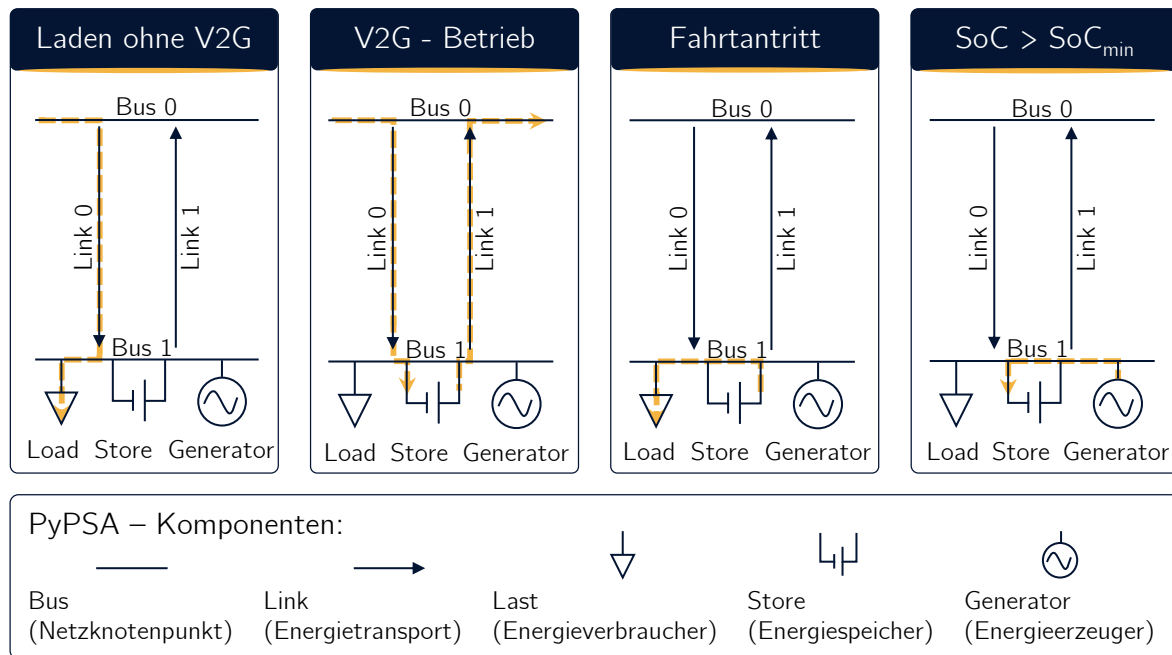


**Abbildung 3.9:** Abbildung von V2G-Fahrzeugen mit PyPSA Komponenten [eigene Darstellung]

Im Folgenden wird ein Überblick zum Ablauf des Programms gegeben. Die Übersetzung der Fahrzeuggruppen aus Abbildung 3.9 und die Usecases aus Abbildung 3.10 helfen beim Verständnis. Für das Referenzszenario wurde eine vereinfachte Version des Programms verwendet, bei der die Komponenten Generator, Store und Link1 entfallen.



1. Im ersten Schritt werden die benötigten Daten aus der Datenbank importiert und das Netzmodell, welches zuvor durch eTraGo erstellt wurde, eingelesen
2. Die Centroiden werden den nächstgelegenen Knotenpunkten des Netzmodells zugeordnet.
3. Die Erzeugungskapazitäten, Erzeugungszeitreihen sowie die Grenzkosten der einzelnen Energieträger werden entsprechend den Erkenntnissen des aktuellen NEP Strom 2030 angepasst.
4. Die inaktiven Fahrzeuge werden der Zeitreihe des Netzmodells auf Tagesbasis zugeordnet und auf Deutschland verteilt.
5. Die aktiven Fahrzeuge werden der Zeitreihe des Netzmodells auf Stundenbasis zugeordnet und auf Deutschland verteilt.
6. Für jeden Centroiden wird dem Netz ein neuer Knotenpunkt (PyPSA: Bus) hinzugefügt (dieser wird im Folgenden als C bezeichnet).
7. An jeden C wird ein Speicher (PyPSA: Store) angeschlossen, der von der Anzahl der Fahrzeuge am jeweiligen Centroiden abhängt. Die Kapazität und die Leistung des Speichers variiert mit der Anzahl der angeschlossenen Fahrzeuge. Zusätzlich wird Energiemenge der Fahrzeuge, die V2G in der nächsten Zeit entsprechend der Ladezeit als mindest-Energiemenge im Speicher vorgehalten.
8. An jeden C wird ein Generator (PyPSA: Generator) angeschlossen, um die Energie der Fahrzeuge zu berücksichtigen, die einen V2G Vorgang mit einem  $SoC > SoC_{min}$  starten. Je niedriger  $SoC_{min}$  angesetzt wird, desto mehr Fahrzeuge sind betroffen.
9. An jedem C wird eine Last (PyPSA: Load) angeschlossen, um die unkontrollierten Ladevorgänge abzubilden und die Energie der Fahrzeuge aus dem System abzuführen, die V2G verlassen.
10. Jeder C wird über 2 Verbindungen (PyPSA: Link) an den ihm nächstgelegenen Knotenpunkt angeschlossen. Die Verbindungen ermöglichen den Verlust des Verteilnetzes sowie für das Ein- und Ausspeichern zu berücksichtigen. Darüber Hinaus lässt sich für jeden Zeitpunkt die Leistung festlegen. Über die Verbindung von C zum Knotenpunkt kann somit in jedem Zeitpunkt maximal die Leistung vom Speicher in das Netz fließen, die durch die Anzahl der angeschlossenen Fahrzeuge und deren Ladeleistung zugelassen wird. Bei der Verbindung vom Knotenpunkt zu C wird zusätzlich die Leistung der unkontrollierten Ladevorgänge zu jedem Zeitpunkt berücksichtigt.



**Abbildung 3.10:** Usecases von V2G-Fahrzeugen mit PyPSA-Komponenten [eigene Darstellung]

Um das Szenario NEP 2035 den Erkenntnissen aus dem aktuellen NEP (Szenario B 2030) anpassen zu können, wurden die die Erzeugungskapazitäten sowie die Erzeugungszeitreihen der unterschiedlichen Energieträger entsprechend der Annahmen des neuen NEP skaliert. Zusätzlich mussten die Grenzkosten der einzelnen Energieträger angepasst werden. Eine detaillierte Auflistung der Faktoren befindet sich in Anhang D.

Im ersten Entwurf des NEP von 2015 wurden E-Fahrzeuge noch nicht gesondert betrachtet, sodass die Anpassungen der Last nicht nötig wurde. Der in eTraGo hinterlegte Ausbau von Übertragungskapazitäten, bezieht sich ebenfalls auf das Szenario B2 2035 aus dem ersten Entwurf des NEP 2025. Die dort geplanten Übertragungskapazitäten bestehen auch weiterhin im Szenario B 2030 des aktuellen NEP 2030. Leichte Unterschied konnten dennoch festgestellt werden, diese konnten im Rahmen dieser Arbeit aufgrund der Komplexität einer neuen Berechnung und Zuordnung von Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen, nicht berücksichtigt werden.

### 3.5 Optimierung

Durch die Kompatibilität mit PyPSA konnte eine lineare optimierte Lastflussrechnung (linear optimal power flow - LOPF) durchgeführt werden. „Während des Optimierungsprozesses wird der Kraftwerkseinsatz unter den gegebenen Netz- und Marktrestriktionen bestimmt, wobei der Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gedeckt sein muss. Wird Netz- und Speicherausbau zugelassen, ist deren Nennleistung eine Optimierungsvariable und kann unter Berücksichtigung der annualisierten Investitionskosten ausgebaut werden.“[71]. Dabei werden für jedes Erzeugungs- sowie Speicherelement die Grenzkosten berücksichtigt [72].

Da in der vorliegenden Arbeit der Fokus auf dem Ausbau des deutschen Stromnetzes liegt, wurde ausschließlich eine Erweiterung der Übertragungskomponenten erlaubt.

### 3.6 Technische Annahmen

Es folgt eine Übersicht der technischen Annahmen, die dem Verhalten der V2G-BEVs im Netz zugrunde liegen.

#### Berücksichtigung des Verteilnetzes

Da E-Fahrzeuge in der Regel an die Netzebene der Niederspannung angeschlossen werden, wurden in den Analysen alle Netz- und Umspannebenen zwischen der Hochspannungsebene (HS) und Niederspannungsebene (NS), demnach auch die Mittelspannungsebene (MS), berücksichtigt.

Der Gesamtverlust  $V_{ges}$  von der HS bis zur NS ergibt sich aus den Verlusten je Netz- und Umspannebene verrechnet nach Formel 3.2.

$$V_{ges} = 1 - (1 - V_{HS/MS}) * (1 - V_{MS}) * (1 - V_{MS/NS}) * (1 - V_{NS}) \quad (3.2)$$

Nach §10 „Behandlung von Netzverlusten“ Abs.2 der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV), sind die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen dazu verpflichtet, die Höhe der Durchschnittsverluste des Vorjahres je Netz- und Umspannebene zu veröffentlichen [73].

Zur Bestimmung der Durchschnittsverluste werden die Verluste je Netz- und Umspannebene von 50 Verteilnetzbetreibern herangezogen. Ausgangspunkt sind dabei jene Netzbetreiber, die laut dem Marktstammregister der Bundesnetzagentur aktiv sind und über 100.000 Kunden versorgen[74]. Die Verluste je Netzbetreiber sind in Anhang E aufgelistet. Die Zusammenfassung in Tabelle 3.4 zeigt, dass sich die relativen Verluste der Netzbetreiber teilweise deutlich voneinander unterscheiden. Da die Daten im Rahmen der gesetzlichen Veröffentlichungspflicht von den Netzbetreibern erhoben und publiziert werden, ist davon auszugehen, dass die Werte bereinigt und somit vergleichbar sind.

**Tabelle 3.4:** Mittelwerte der durchschnittlichen Verluste je Netz- und Umspannebene ausgewählter Netzbetreiber im Jahr 2018 in % [75–124]

Netzebene	min.	max	∅ Verlust
Hochspannung/Mittelspannung (HS/MS)	0,14 %	9.49 %	0.65 %
Mittelspannung (MS)	0.24 %	2.33 %	0.92 %
Mittelspannung/Niederspannung (MS/NS)	0.82 %	3.10 %	1,43 %
Niederspannung (NS)	1.50 %	7.32 %	2,98 %
<b>Gesamt</b>	<b>4.00 %</b>	<b>13.57 %</b>	<b>5.85 %</b>

### Nutzbare Batteriekapazität für V2G

Es existieren bisher keine Langzeiterfahrungen zu der V2G-Nutzung. Als Grundlage dienen daher Erkenntnisse und Annahmen aus unterschiedlichen Studien und Büchern, die sich mit dem Thema auseinandergesetzt haben. Die Resultate der Recherche führen zu dem Schluss, dass bei Verwendung von Li-Io-Batterien optimalerweise mittlere Ladezustände für V2G genutzt werden sollten [125]. Diese Aussage wird auch von anderen Quellen gestützt, allerdings werden unterschiedliche Bereiche definiert. Ein 2017 erschienenes Buch zum Thema Energiespeicher definiert den optimalen Ladezustand für eine möglichst lange Lebensdauer von 30 - 70 % SoC [126]. In einer Studie zu Ladeverlusten bei V2G-Anwendungen wird der optimale SoC für die V2G-Nutzung zwischen 20 und 90 % SoC definiert [50].

Zur Berücksichtigung der Nutzerakzeptanz wurde in der Modellbildung davon ausgegangen, dass die E-Fahrzeuge bis zu einem bestimmten Batteriestand ( $SOC_{min}$ ) geladen werden, sobald sie an das Netz angeschlossen werden. Dieser Ladezustand wird auch während der V2G-Nutzung nicht mehr unterschritten. Damit kann sichergestellt werden, dass das Fahrzeug dem Nutzer auch für spontane Einsätze oder Notfälle zur Verfügung stehen kann. Dem gegenüber steht der maximale Ladezustand ( $SOC_{max}$ ) der Batterie, der während der V2G-Nutzung erreicht wird. Aufgrund der oben beschriebenen Recherche ist davon auszugehen, dass die Fahrzeugbatterie im Rahmen von V2G nicht bis zur maximalen Kapazität genutzt werden sollte. Die für V2G verfügbare Batteriekapazität ergibt sich somit aus Formel 3.3:

$$C_{V2G} = C_{Bat} * (SOC_{max} - SOC_{min}) \quad (3.3)$$

### V2G Verluste

Eine Untersuchung der Be- und Entladeverluste sowie der Batterieverluste (Round-Trip-Verlust) aus dem Jahr 2017 liefert eine detaillierte Übersicht der Verluste im V2G Betrieb in Abhängigkeit vom SoC und vom Ladestrom [50].

Wie in Abschnitt 3.2.2 beschrieben, liegt dieser Arbeit die Annahme zugrunde, dass sich eine Ladeleistung von 11 kW (3-phasig mit max. 16 A Ladestrom) im privaten und halböffentlichen Bereich durchsetzen wird. In der hier betrachteten Studie wurden jedoch nur die Ladeströme von 10 A und 30 A untersucht. Der Ladeverlust für einen Ladestrom von 16 A wurde als gewichteter Mittelwert berechnet.

	SoC				Durchschnitt
	20 %	40 %	60 %	80 %	
Ladeverlust	13 %	4 %	5 %	3 %	6,25
Entladeverlust	12 %	18 %	22 %	19 %	17,75
Round-Trip-Verlust	2 %	2 %	2 %	2 %	2
<b>Gesamtverlust</b>	<b>25 %</b>	<b>23 %</b>	<b>27 %</b>	<b>23 %</b>	<b>24,2</b>

**Tabelle 3.5:** Be- und Entladeverluste bei 16 A AC-Ladestrom nach SoC in % [eigene Darstellung mit gewichteten Mittelwerten nach [50]]

Bei Elektrofahrzeugen werden aufgrund der guten Leistungsdichte üblicherweise Li-Io-Batterien verbaut [127]. Aus der Literatur geht hervor, dass Li-Io-Batterien eine Selbstentladung von <0,008 % - 0,014 % pro Tag haben [126]. Die Selbstentladung wird in den Round-Trip-Verlusten berücksichtigt (siehe Tabelle 3.5).

### Grenzkosten der Batterienutzung

Eine aktuelle Studie untersuchte den Einfluss von V2G auf die Degradation der Fahrzeugbatterien. Nach 10 Jahren weist eine Fahrzeugbatterie, die nicht für V2G genutzt wurde, eine Degradation von ca. 31% auf, während die Degradation im gleichen Zeitraum mit V2G Nutzung, je nach Anwendung, bei 33 % - 45 % liegt[128].

Um die Grenzkosten für die Nutzung der Fahrzeugbatterie während V2G zu bestimmen, wurden die Stromgestehungskosten für einen Li-Io-Speicher berechnet. Um vergleichbare Ergebnisse zu erzeugen, wurde auf die gleiche Formel zurückgegriffen, die auch in der Studie verwendet wurde. Die einzelnen Parameter wurden vereinfacht berechnet.

Levelized Cost of Storage (LCOS) [129]:

$$LCOS = \frac{C_{Invest} + \sum_{t=1}^T \frac{C_{Instand}}{(1+i)^t} + \frac{C_{End\ of\ Life}}{(1+i)^{T+1}} - \frac{C_{2nd\ Life}}{(1+i)^{T+1}}}{n_{Zyklen} * DoD * \eta_{ges}} \quad (3.4)$$

Zeichen	Parameter	Einheit
$C_{Invest}$	Investitionskosten	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
$C_{Instand}$	Wartungs- und Instandhaltungskosten pa	$\frac{\text{€}}{\text{kWh} * a}$
$C_{End\ of\ Life}$	Kosten am Ende der Lebensdauer	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
$C_{2ndLife}$	Erlöse aus 2nd-Life Anwendung	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
$n_{Zyklen}$	Zyklenzahl des Speichers	-
$DoD$	Depth of Discharge	%
$E_{nom}$	nominale Speicherkapazität	kWh
$\eta_{ges}$	Gesamteffizienz	%
$T$	Lebensdauer	a
$t$	bestimmtes Jahr innerhalb der Lebensdauer	a
$i$	interner Zinsfuß	%

Zeichen	Einheit	2020	Wert 2025	Wert 2030	Quelle
$C_{Invest}$	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	134	96	75	[130]
$C_{Instand}$	$\% * \frac{C_{Invest}}{a}$	1,5	1,5	1,5	[131]
$C_{End\ of\ Life}$	$\% * C_{Invest}$	10	10	10	eigene Annahme
$C_{2ndLife}$	$\% * C_{Invest}$	50	50	50	[130]
$n_{Zyklen}$	-	1.000	1.500 <sup>1</sup>	2.000	[132]
$DoD$	%	80	80	80	[133]
$\eta_{ges}$	%	75.5	75,5	75,5	siehe Tabelle 3.5
$T$	a	7	7	7	eigene Annahme, [125, 130, 131]
$i$	%	5	5	5	eigene Annahme
LCOS	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	0.18	0.09	0.05	eigene Berechnung

**Tabelle 3.6:** Berechnungsgrundlage für LCOS

Der Berechnung liegt die Annahme zugrunde, dass die Strompreise für die Ein- und Ausspeicherung gleich sind und somit vernachlässigt werden können. Der kalkulatorische Zins  $i$  wird mit 5 % berücksichtigt.

Die Studienlage zu der Entwicklung der Modulkosten für E-Fahrzeugspeicher ist sehr gut. Allerdings variieren die Ergebnisse sehr stark. Studien, die nach 2015 angefertigt wurden, prognostizieren einen Modulpreis zwischen  $53 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$  und  $121 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$  für das Jahr 2030 [130].

<sup>1</sup> keine Angabe für 2025; eigene Annahme: Mittelwert aus 1.000(2020) und 2.000(2030)

Die Lebensdauer einer Batterie bemisst sich anhand der Zyklenzahl und/oder Zeit bis sich die nutzbare Kapazität der Batterie auf 80% der Anfangskapazität reduziert hat [126, 134]. Ab diesem Zeitpunkt eignen sich die Batterien nicht mehr für einen Einsatz im Fahrzeug, können jedoch weiterhin in stationären Anwendungen zum Einsatz kommen. Beispiele hierfür sind Schnellladestationen, Lkw- oder Bus-Depots, Prosumer-Speicher sowie der Ersatz von Gasturbinen zur Bereitstellung von Spitzenlasten [135].

Zu diesem Zeitpunkt werden noch einmal Kosten für den Ausbau und den Weiterverkauf der Batterie fällig, hier als  $C_{End\ of\ Life}$  bezeichnet. Da es bisher noch kaum E-Fahrzeuge gibt, die diesen Punkt erreicht haben und die meisten Batterieprobleme von den Herstellern im Rahmen der Garantie behoben werden, gibt es noch keine Erkenntnisse über den Ausbau und den Verkauf von Fahrzeugbatterien, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Im Rahmen dieser Arbeit wurde aufgrund aktueller Preise die Annahme von 5 % der Investitionskosten getroffen.

Für die Berechnung des Erlöses für das 2nd-Life wurde davon ausgegangen, dass Batteriemodule nach ihrer Nutzung in E-Fahrzeugen für 50% des Anschaffungspreises abgegeben werden können. Grundlage für diese Annahme sind die Daten aus dem Bericht „*Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications*“ der Europäischen Union [130].

Die Li-Io-Technologie wird in den kommenden Jahren bis 2030 den Fahrzeugmarkt dominieren [135]. Hier ist anzumerken, dass durch weiter sinkende Preise für Batterien in der Zukunft auch die Kosten für die V2G-Nutzung sinken wird. Im Rahmen des EU-Forschungsprogramms „Battery 2030+“ wird es in naher Zukunft genauere Daten zur Batterieentwicklung geben, aufgrund derer eine schärfere Analyse möglich wird.

Die Europäische Union hat in ihrem Strategic Energy Technology (SET) Plan zur europäischen Energiewende das Ziel definiert, bei stationären Li-Io-Speichern bis 2030 LCOS-Kosten von  $0,05 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$  zu erreichen [136].

In einer Analyse der LCOS verschiedener Speichertechnologien werden die Wartungs- und Instandhaltungskosten von Li-Io-Batterien zwischen 0 und  $2\% * \frac{C_{Invest}}{a}$  eingeordnet. Im Mittel liegen diese bei etwa  $1,5\% * \frac{C_{Invest}}{a}$  [131]. Es ist anzunehmen, dass sich die Instandhaltungskosten auch in den kommenden Jahren in diesem Bereich bewegen werden. Durch die fallenden Investitionskosten sinken somit auch die Wartungskosten konstant.

Die Lebensdauer von Li-Io Batterien wird je nach Nutzung mit 5-12 Jahren angegeben [130, 131]. Auch die Studienlage kommt in diesem Bereich zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen. So geht [137] auf der einen Seite davon aus, dass die Lebensdauer der Fahrzeugbatterie durch V2G auf unter 5 Jahre fallen könnte. Auf der anderen Seite könnte V2G durch ein intelligentes System dafür sorgen, dass die Lebensdauer der Fahrzeugbatterie im Vergleich ohne V2G sogar noch verlängert wird [138]. Beide Studien sind sich jedoch einig, dass auf diesem Gebiet weitere Feldversuche nötig sind, um belastbare Voraussagen treffen zu können. Die tatsächliche Lebensdauer einer Li-Io-Batterie hängt von vielen verschiedenen Faktoren ab, zu denen u.a die Lade- und Entladeleistung, die Umgebungstemperatur, die Entladetiefe, der genutzte Batteriebereich, Häufigkeit der V2G-Nutzung zählen. Den größten Einfluss haben dabei die Häufigkeit der V2G-Nutzung sowie transferierte Energiemenge [125]. Die extreme Nutzung von V2G hat dabei in etwa den gleichen Effekt auf die Lebensdauer der Batterie, wie aggressives Fahren [125]. Bei einer täglichen Nutzung von 40 % der Batteriekapazität kann mit einer Ladeleistung von 6,6 kW eine Lebensdauer von

etwa 8 Jahren erreicht werden [125]. Es wurde angenommen, dass eine höhere Ladeleistung einen negativen Einfluss auf die Lebensdauer hat. Für eine Ladeleistung von 11 kW wurde somit eine Lebensdauer von 7 Jahren angenommen.

Unter Berücksichtigung der Anzahl der Neuzulassungen in jedem Jahr ergeben sich im Jahr 2030 für die Flotte durchschnittliche Batteriekosten von  $0.065 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ . Dieser Wert liegt auch der Berechnung von V2G zugrunde. In der Sensitivitätsanalyse wird die Auswirkung von höheren Batteriekosten betrachtet.

### 3.7 Kritische Netzsituationen

Der zunehmende Ausbau von Erzeugungskapazitäten im windreichen Norden Deutschlands lässt ein wachsendes Erzeugungsgefälle zwischen Nord- und Süddeutschland erwarten.

Als besonders herausfordernd für das deutsche Übertragungsnetz gilt daher die Situation mit hoher Windstromerzeugung im Norden Deutschlands bei gleichzeitig hoher Last im Süden Deutschlands. Im Rahmen eines Netzstresstests, welcher im Auftrag des Übertragungsnetzbereibers TenneT TSO von der Consentec GmbH durchgeführt wurde, wurden drei kritische Netzsituationen identifiziert, die als besonders kritisch bei der Netzauslegung gelten [139]. Diese sollen auch der folgenden Analyse zugrunde liegen. Da die Wetterdaten aus der OEP sich auf das Jahr 2011 beziehen, wurden mithilfe der Fraunhofer Energy Charts Zeiträume im Jahr 2011 definiert, auf die die Anforderungen zutreffen [140]. So wurde jeweils eine windreiche Woche im Herbst (Starklast), eine windreiche Woche über die Weihnachtsfeiertage (Schwachlast) sowie eine sonnige Frühlingswoche ausgewählt:

**Abbildung 3.11:** Kritische Netzsituationen im Jahr 2011 [eigene Darstellung]

Beschreibung	Name	Zeitraum
Starkwind/Starklast	Starklast	05.10 - 11.10.2011
Starkwind/Schwachlast	Schwachlast	24.12 - 30.12.2011
Stark-PV/Schwachwind/Starklast	Stark-PV	18.04 - 24.04.2011



# 4 Kapitel 4

## Ergebnisse und Diskussion

Das in Kapitel 3 entwickelte System und die dort hergeleiteten Erkenntnisse ermöglichen die Beantwortung der zugrundeliegenden Forschungsfrage. Durch die Hohe Komplexität des Systems sowie der großen Unsicherheit, die mit den Annahmen verbunden ist, wird im Anschluss der Auswertung eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

Für die Hauptanalyse wurde jedes Szenario den drei kritischen Netzsituationen ausgesetzt, die in Abschnitt 3.7 beschrieben werden. Anschließend werden die Parameter Netzausbaukosten, minimale Stromkosten, maximale Stromkosten, abgeregelte Windenergie und abgeregelte Solarenergie miteinander verglichen. Bei abgereglter Energie handelt es sich um überschüssige Energie, die nicht in das Energieversorgungssystem aufgenommen werden kann.

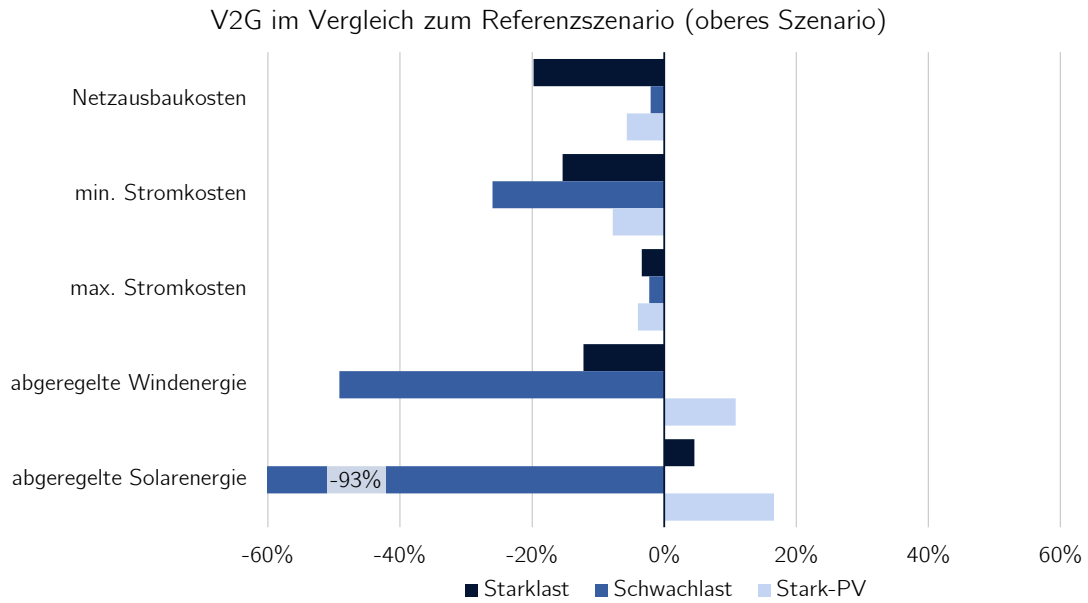
Die Ergebnisse aller Analysen sind in Anhang A zu finden.

### 4.1 Auswertung der Ergebnisse

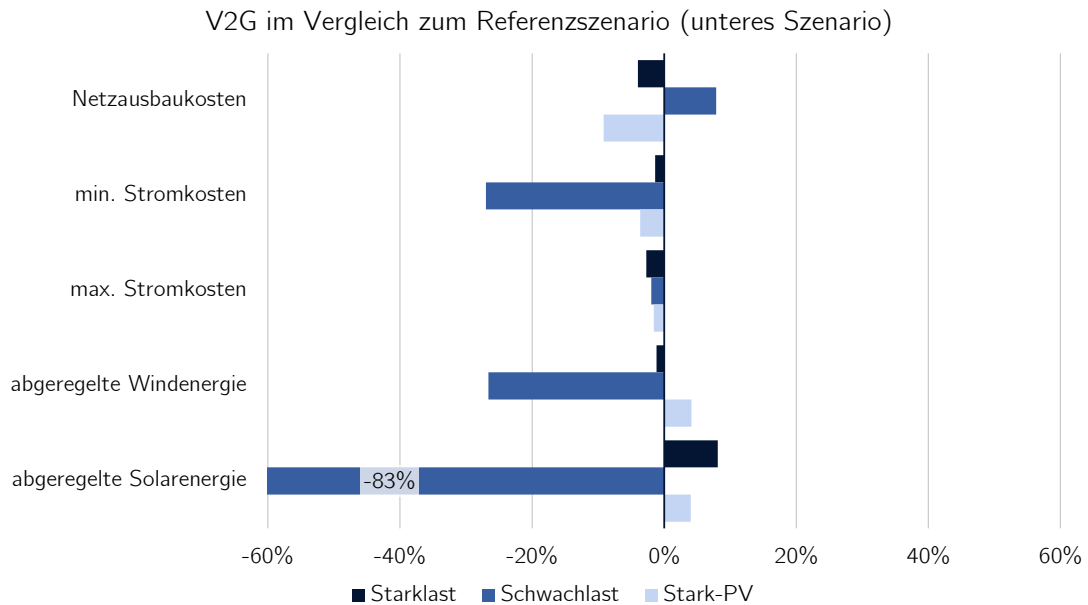
Der Vergleich zwischen V2G-Szenario und Referenzszenario zeigt sowohl für das obere Szenario als auch für das untere Szenario die selbe Tendenz: V2G hat einen positiven Einfluss auf das hier simulierte Übertragungsnetz.

Es wird ersichtlich, dass durch die steigende Anzahl von E-Fahrzeugen auch leicht höhere Investitionen in die Infrastruktur nötig werden (Vergleiche oberes und unteres Szenario). Gleichzeitig wird aber auch deutlich, dass es einen eindeutigen Unterschied durch das Ladeverhalten der Fahrzeuge gibt. Während sich die nötigen Investitionskosten zwischen dem V2G-Szenario und dem Referenz-Szenario nicht immer stark, so ist doch ein deutlicher Unterschied in den Stromkosten zu erkennen. Auffällig ist zudem, dass in jedem der betrachteten Szenarien in der Netzsituation Stark-PV ein Vorteil für das Referenzszenario hinsichtlich der aufgenommenen erneuerbaren Energien liegt. Dies könnte in der Logik der Ladevorgänge begründet liegen.

Ein Einsatz von mehr Fahrzeugen bedeutet demnach auch höhere Netzausbaukosten. Vergleicht man die Referenzszenarien mit den V2G-Szenarien, lässt sich ein erheblicher Vorteil bei einer Nutzung von V2G-Fahrzeugen erkennen (siehe Abbildung 4.1). Dieser Vorteil beinhaltet Ersparnisse von ca. 20 % im Szenario mit den höchsten Netzausbaukosten (Starklast), 2 % im Szenario Schwachlast und 6 % können im Szenario Stark-PV eingespart werden. Der positive Effekt von V2G zeichnet sich ebenfalls in den anderen untersuchten Parametern ab. Gerade bei einer hohen Erzeugung durch erneuerbare Energien und einen niedrigen Stromverbrauch kann mehr Energie im System aufgenommen werden. Dafür fällt die Ersparnis bei den Netzausbaukosten in diesem Szenario sehr gering aus.



**Abbildung 4.1:** Ergebnis des oberen Szenarios. Vergleich zwischen V2G und Referenzszenario [eigene Darstellung]

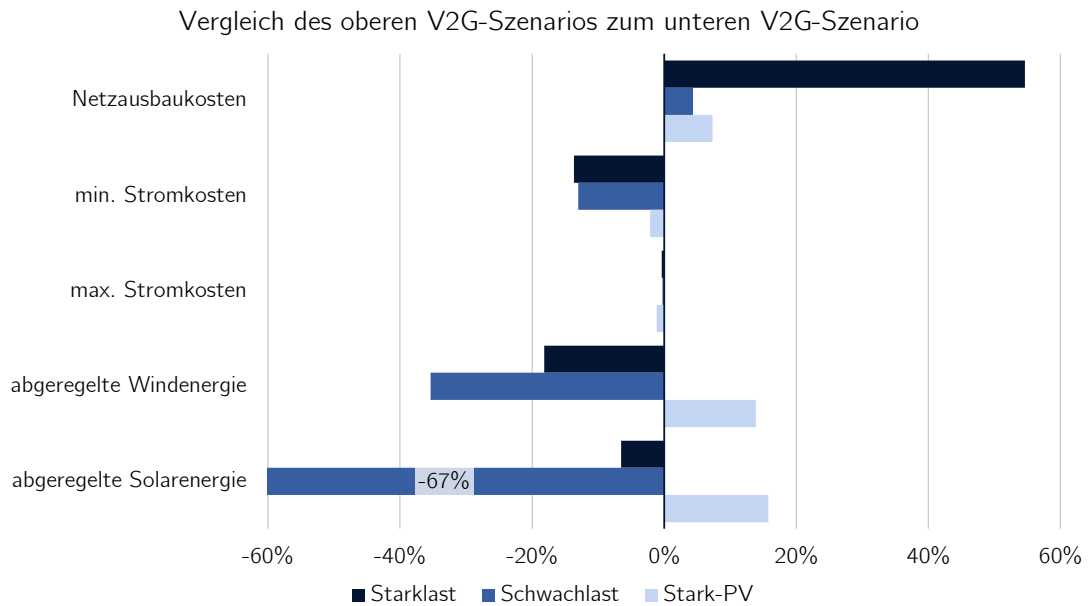


**Abbildung 4.2:** Ergebnis des unteren Szenarios. Vergleich zwischen V2G und Referenzszenario [eigene Darstellung]

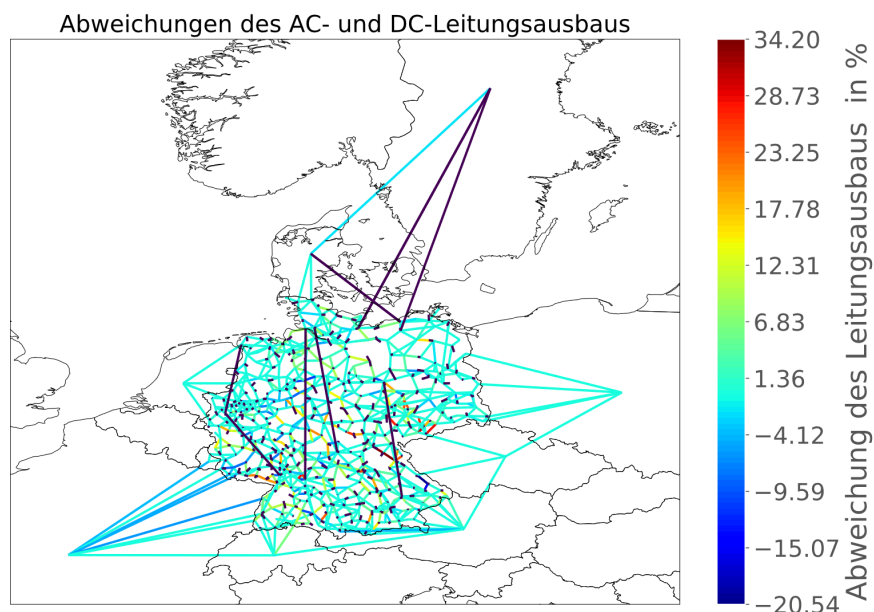
Die Ergebnisse des unteren Szenarios weisen einige unerwartete Unterschiede zu dem oberen Szenario auf (siehe Abbildung 4.2). Hier werden die geringsten Kosten für den Netzausbau in der Netzsituation Starklast erzielt. Die höchsten Kosten fallen bei der Netzsituation Schwachlast an. Das Referenzszenario bietet in dieser Netzsituation sogar einen Kostenvorteil gegenüber dem V2G-Szenario.

Zwar zeigt sich weiterhin ein Vorteil in den Stromkosten und der Energie aus regenerativen Quellen, die aufgenommen werden kann, jedoch fallen die Netzausbaukosten anders aus als erwartet.

Bei einem Vergleich des oberen Szenarios mit dem unterem Szenario (Siehe Abbildung 4.3) fallen die Netzausbaukosten für eine größere Anzahl an Fahrzeugen erwartungsgemäß mit +55% deutlich höher aus. Dieses Ergebnis unterstützt die These, dass eine größere Anzahl an E-Fahrzeugen ein größeres Ausbaupotential erfordert.



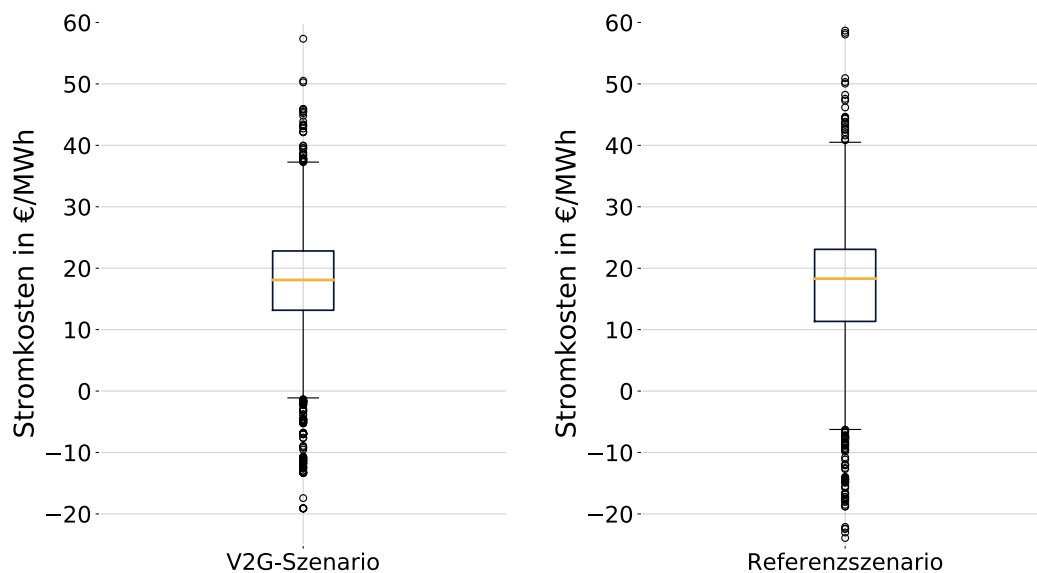
**Abbildung 4.3:** Vergleich zwischen dem oberen und dem unteren V2G-Szenario [eigene Darstellung]



**Abbildung 4.4:** Vergleich des nötigen Leitungsausbaus zwischen Referenz und V2G im oberen Schwachlast Szenario [eigene Darstellung]

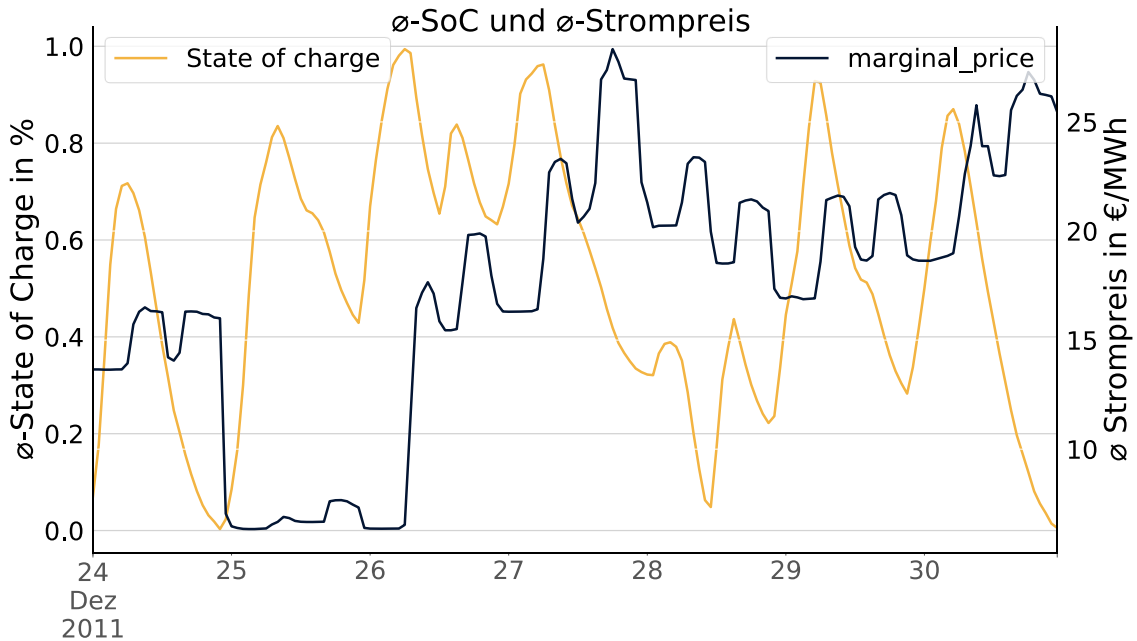
In der Abbildung 4.4 ist der Vergleich des nötigen Leitungsausbaus zwischen Referenz und V2G im oberen Szenario dargestellt. Hier lässt sich erkennen, dass die Abweichung des Leitungsausbaus zum größten Teil zwischen etwa -1 und 1% liegen. Auffällig ist in erster Linie, dass im oberen Szenario der Ausbau der Leitungen nach Frankreich und Norwegen deutlich geringer ausfallen wird. Auf der anderen Seite fällt der der Leitungsbau innerhalb Deutschlands höher aus.

In Abbildung 4.5 ist die Verteilung der mittleren Strompreise für jede Stunde in Deutschland aufgetragen. Dabei handelt es sich um den Vergleich des oberen V2G-Szenarios mit dem oberen Referenzszenario in der Schwachlastsituation. Es wird deutlich, dass die durchschnittlichen Strompreise im Mittel zwar sehr ähnlich sind, im V2G-Szenario aber durch die glättende Wirkung der Batterie, deutlich dichter beieinander liegen. Das deutet auf ein stabileres Gesamtsystem hin. Aufgrund des Ansatzes zur Minimierung der Gesamtkosten, kann es dazu kommen, dass mehr günstiger Strom aus dem europäischen Ausland importiert wird.



**Abbildung 4.5:** Verteilung der Strompreise an Knotenpunkten des Übertragungsnetzes im oberen Schwachlast Szenario[eigene Darstellung]

Eine Analyse des Strompreises im zeitlichen Verlauf des oberen V2G-Szenarios in der Schwachlast-Situation (siehe Abbildung 4.6) offenbart deutliche Schwankungen. Durch eine hohe Einspeisung von Windenergie und einen geringen Verbrauch an den Weihnachtsfeiertagen (25. und 26.12) fällt der bundesweite Durchschnittspreis (blau) nahezu auf 0 €/MWh. Der bundesweite Durchschnitt des SoC ist in Gelb dargestellt und offenbart die Arbeitsweise der V2G-Speicher. Ein günstiger bzw. fallender Strompreis führt zu einer Ladung der Batterie, während ein steigender Strompreis zu einer Entladung der Batterie führt. Der Speicher verhält sich gemäß der, in Abschnitt 2.3.3 beschriebenen, markt- oder systemdienlichen Steuerung. Weiterhin ist zu erkennen, dass der Speicher intensiv genutzt wird; die Auswirkungen dieser Nutzung auf die Lebensdauer sollte eruiert werden.

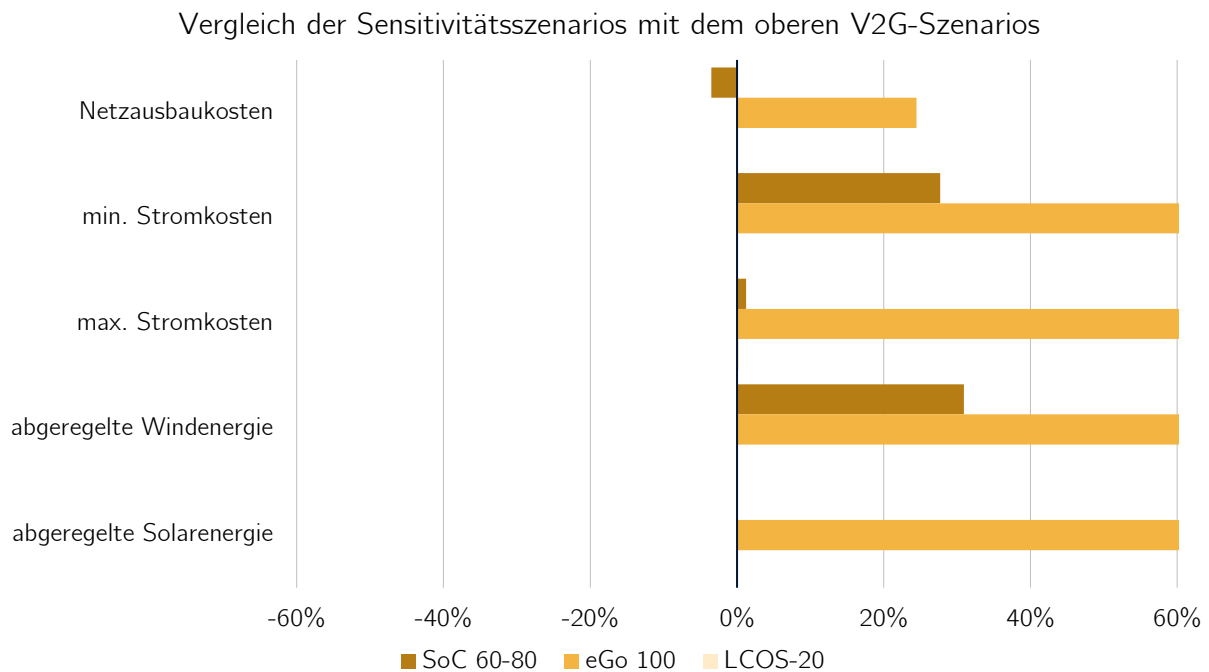


**Abbildung 4.6:** State of Charge und durchschnittlicher Strompreis im Zeitverlauf des Schwachlast Szenarios [eigene Darstellung]

## 4.2 Sensitivitätsanalyse

Zur Einschätzung der Sensitivitäten werden drei zusätzliche Szenarien (siehe 3.1). in der Netzsituation Schwachwind, mit dem oberen V2G-Szenario verglichen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4.7 zu finden.

1. SoC 60-80: Bei diesem Szenario wird der V2G-Bereich für das obere Szenario auf 60 - 80 % (also 20 % der Gesamtbatteriekapazität) reduziert. Im Vergleich zum oberen Szenario mit einem V2G-Bereich von 40 - 80 % zeigt sich deutlich, dass dem Netz weniger Speicherkapazität zur Verfügung steht und somit auch weniger Windenergie aufgenommen werden kann. Der daraus resultierende Energieüberschuss lässt den Strompreis weiter absinken.
2. eGo 100: Diesem Szenario werden ausschließlich regenerative Energiequellen zugrunde gelegt. Der steigende Anteil von erneuerbaren Energien im System führt erwartungsgemäß zu höheren Netzausbaukosten. Ebenso steigen auch die anderen betrachteten Parameter deutlich an. Dieses Szenario wird voraussichtlich nicht bis 2030 eintreten.
3. LCOS - 20: Dieses Szenario basiert auf dem oberen Szenario und unterscheidet sich nur bezüglich der Kosten für die Nutzung des V2G-Speichers. Diese Kosten werden um 20 % auf 52 €/MWh reduziert. Entgegen aller Erwartungen zeigte sich in keinem der Parameter eine Änderung gegenüber dem oberen Szenario mit Kosten für den V2G-Speicher von 65 €/MWh.



**Abbildung 4.7:** Vergleich der Sensitivitätsszenarios mit dem oberen V2G-Szenario [eigene Darstellung]

### 4.3 Handlungsempfehlungen

Die Analyse der Ergebnisse zeigt, dass in den meisten Situationen ein positiver Einfluss von V2G auf das Übertragungsnetz besteht. Sowohl der Netzbetreiber, die Fahrzeugnutzer, als auch weitere Stakeholder profitieren vom großflächigen Einsatz von V2G-Fahrzeugen. Um eine größtmögliche Verteilung zu erreichen, ist es erforderlich die Akzeptanz der potentiellen Nutzer zu sichern. Dafür ist es unerlässlich, die Bedenken der Nutzer ernst zu nehmen und sie in die Planung mit einzubeziehen. Die größten Befürchtungen beziehen sich auf eine schnelle Degradation der Fahrzeugbatterie sowie Einschränkungen bezogen auf Reichweiten und Spontanität in der Alltagsmobilität. Daher ist es empfehlenswert, politische Rahmenbedingungen zu schaffen, die die Akzeptanz und die Nutzung von V2G unter Berücksichtigung der Interessen unterschiedlicher Stakeholder begünstigen.

Zudem wird empfohlen die Ergebnisse dieser Arbeit mit Rückmeldungen zur Nutzerakzeptanz stärker zu schärfen.

Zusätzlich sollte der Fokus auf der Entwicklung von kostengünstigen DC-Wallboxen für Heimplader liegen. Diese Fahrzeuge, insbesondere die inaktiven, machen einen Großteil des V2G-Potentials aus und sollten daher primär angesprochen werden.

Zusätzlich sollte ein Augenmerk auf die Logik und die Verteilung von Ladevorgängen gelegt werden. In der vorliegenden Arbeit wurden nur unkontrollierte Ladevorgänge und V2G-Interaktionen betrachtet. Kontrollierte Ladevorgänge, wie in Abschnitt 2.3 beschrieben, können ebenso zu einer Entlastung des Netzes beitragen.

---

# 5 Kapitel 5

## Fazit und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit konnte gezeigt werden, dass die Verschmelzung der Sektoren Verkehr und Energie, sofern unter adäquaten Rahmenbedingungen ausgeführt, Chancen für das deutsche Übertragungsnetz bietet. Die positiven Auswirkungen von V2G konnten in Bezug auf Netzausbaukosten, Integration von erneuerbaren Energien und Stabilisierung des Netzes bewiesen werden. Nichtsdestotrotz gab es Inkonsistenzen, die nicht genau nachzuvollziehen waren. Durch weitere Analysen und ein feiner geclustertes Netz könnten die Ergebnisse genauer überprüft werden.

Ausgang der vorliegenden Arbeit war eine Stichtagserhebung und Flotteninformationen gemäß den Fahrzeugzulassungen des KBA. Um das Modell für folgende Analysen weiterentwickeln zu können, sollten die Daten zu Fahrzeugflotte spezifiziert werden z.B. durch die Berücksichtigung unterschiedlicher Jahreszeiten, unterschiedlicher Raumtypen und von Verkehrs-Verflechtungsmodellen. Weiterhin sollten Effekte durch neue Verkehrsformen, wie beispielsweise autonomes Fahren und vermehrtes Carsharing berücksichtigt werden. Auf der Netzseite sollten zudem die Netzstrukturdaten vollständig an den aktuellen Netzentwicklungsplan angepasst werden.

Das für diese Abschlussarbeit entwickelte Programm schlägt eine Brücke zwischen einem Modell der Verkehrsforschung und einem Modell der Energieforschung, wodurch ermöglicht wird, analog zum Konzept des V2G, diese beiden so unterschiedlichen Sektoren miteinander zu verbinden und somit eine Grundlage für eine Vielzahl an zukünftigen Anwendungen.





## Literatur

1. PACHAURI, R. K.; MAYER, Leo (Hrsg.). *Climate change 2014: Synthesis report*. Geneva, Switzerland: IPCC, 2015. ISBN 978-92-9169-143-2. Auch verfügbar unter: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR\\_AR5\\_FINAL\\_full.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf).
2. EUROPEAN COMMISSION (Hrsg.). *Paris Agreement*. 2016. Auch verfügbar unter: [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_en#tab-0-0](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en#tab-0-0).
3. IPCC (Hrsg.). *Global Warming of 1.5 °C: Special Report*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.ipcc.ch/sr15/>.
4. BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND NUKLEARE SICHERHEIT (Hrsg.). *Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*. Auch verfügbar unter: [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf).
5. #FRIDAYSFORFUTURE (Hrsg.). *Unsere Forderungen für den Klimaschutz*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://fridaysforfuture.de/wp-content/uploads/2019/04/Forderungen-min.pdf>.
6. DIE BUNDESREGIERUNG (Hrsg.). *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung*. Auch verfügbar unter: <https://www.bmu.de/download/nationaler-entwicklungsplan-elektromobilitaet-der-bundesregierung/>.
7. BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTOR-SICHERHEIT (Hrsg.). *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020: Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014*. Auch verfügbar unter: <https://www.bmu.de/publikation/aktionsprogramm-klimaschutz-2020/>.
8. PRESSE- UND INFORMATIONSAMT DER BUNDESREGIERUNG (Hrsg.). *Elektromobilität weiter vorantreiben: Merkel bei Symposium*. September 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/saubere-luft/elektromobilitaet-weiter-vorantreiben-1530062>.
9. HEYDT, G. The Impact of Electric Vehicle Deployment on Load Management Strategies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 1983, Jg. PAS-102, Nr. 5, S. 1253–1259. ISSN 0018-9510. Abgerufen unter DOI: 10.1109/TPAS.1983.318071.
10. THE MOBILITY HOUSE (Hrsg.). *Die rollenden Kraftwerke kommen: E-Auto Nissan Leaf stabilisiert deutsches Stromnetz*. Oktober 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.mobilityhouse.com/de\\_de/magazin/pressemeldungen/v2g-hagen-elektroauto-stabilisiert-stromnetz.html](https://www.mobilityhouse.com/de_de/magazin/pressemeldungen/v2g-hagen-elektroauto-stabilisiert-stromnetz.html).
11. *Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2017: korrigierte Fassung*. Juni 2017. Auch verfügbar unter: [https://www.kba.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/pm\\_06\\_17\\_bestand\\_01\\_17\\_Korr\\_pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.kba.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/pm_06_17_bestand_01_17_Korr_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2).
12. NOBIS, Claudia; KUHNIMHOF, Tobias. *Mobilität in Deutschland - MiD 2017 Ergebnisbericht: im Auftrag des BMVI (FE-Nr. 70.904/15)*. Auch verfügbar unter: <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/publikationen2017.html>.
13. PETRA FEHRENTZ. *Umweltökonomische Gesamtrechnungen: Transportleistungen und Energieverbrauch im Straßenverkehr 2005 – 2016*. Hrsg. von STATISTISCHES BUNDESAMT. Auch verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft->

- Umwelt / Umwelt / Materialfluesse - Energiefluesse / Publikationen / Downloads - Material - und - Energiefluesse / ugr - transportleistungen - energieverbrauch - 5850010169004.pdf?\_\_blob=publicationFile&v=4.
14. BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (Hrsg.). *Klimaschutz im Verkehrssektor – Beitrag der Energiewirtschaft: Positionspapier*. Auch verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Stn\\_20180131\\_Klimaschutz\\_im\\_Verkehrssektor.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20180131_Klimaschutz_im_Verkehrssektor.pdf).
  15. NOBIS, Claudia; KUHNIMHOF, Tobias. *Mobilität in Deutschland - MiD Ergebnisbericht*. Hrsg. von INFAS; DLR; IVT; INFAS 360. 2018. Auch verfügbar unter: [http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017\\_Ergebnisbericht.pdf](http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf).
  16. KRAFTFAHRT BUNDESAMT (Hrsg.). *Fahrzeugzulassungen (FZ): Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Haltern, Wirtschaftszweigen*. Auch verfügbar unter: [https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2017/fz23\\_2017\\_pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2017/fz23_2017_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=4).
  17. BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND NUKLEARE SICHERHEIT (Hrsg.). *Fahrzeugkonzepte für Elektroautos*. April 2017. Auch verfügbar unter: <https://www.bmu.de/themen/luft-laerm-verkehr/verkehr/elektromobilitaet/allgemeine-informationen/fahrzeugkonzepte-fuer-elektroautos/>.
  18. EUROPEAN ALTERNATIVE FUELS OBSERVATORY (Hrsg.). *Overview electric passenger cars in Germany*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.eafo.eu/countries/germany/1734/vehicles-and-fleet>.
  19. KRAFTFAHRT BUNDESAMT (Hrsg.). *Bestand an Pkw in den Jahren 2009 bis 2018 nach ausgewählten Kraftstoffarten*. 2019. Auch verfügbar unter: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2018/2018\\_b\\_umwelt\\_z.html?nn=2218538](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2018/2018_b_umwelt_z.html?nn=2218538).
  20. KRAFTFAHRT BUNDESAMT (Hrsg.). *Neuzulassungen von Pkw in den Jahren 2008 bis 2017 nach ausgewählten Kraftstoffarten*. 2019. Auch verfügbar unter: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Umwelt/n\\_umwelt\\_z.html?nn=652326](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Umwelt/n_umwelt_z.html?nn=652326).
  21. DR.-ING. VENNEGEERTS, Hendrik; M. SC. TRAN, Jacob; M. SC. RUDOLPH, Felix; M. SC. PFEIFER, Pascal. *Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität*. Hrsg. von FORSCHUNGSGEMEINSCHAFT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND STROMWIRTSCHAFT E.V. Auch verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/1790048/d86a2bb62b27caa2345ff810c4d9c816/e-mobilitaet-downloadstudie-data.pdf>.
  22. KRAFTFAHRT BUNDESAMT (Hrsg.). *Bestand am 1. Januar 2019 nach Segmenten: Veröffentlichungen zum Herunterladen*. Januar 2019. Auch verfügbar unter: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Segmente/segmente\\_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Segmente/segmente_node.html).
  23. CDU; CSU; SPD (Hrsg.). *Ein neuer Aufbruch für Europa Eine neue Dynamik für Deutschland Ein neuer Zusammenhalt für unser Land: Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD: 19. Legislaturperiode*. Berlin. Auch verfügbar unter: [https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag\\_2018-2021\\_Bund\\_final.pdf](https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2018-2021_Bund_final.pdf).
  24. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (Hrsg.). *Unsere Energiewende: sicher, sauber, bezahlbar*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/energiewende.html>.

25. *Netzentwicklungsplan Strom 2030: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber: Version 2019*. Auch verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2030\\_V2019\\_2\\_Entwurf\\_Teil1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf).
26. *E.ON Vorstand Thomas König stellt neue Studie vor: Netze von E.ON werden für 100 Prozent E-Mobility vorbereitet*. 21.05.2019. Auch verfügbar unter: <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2019/eon-vorstand-thomas-koenig-stellt-neue-studie-vor.html>.
27. NETZE BW (Hrsg.). *E-Mobility Allee*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.netze-bw.de/e-mobility-allee>.
28. VDE MOBILITY (Hrsg.). *Wir brauchen klare Spielregeln, damit Kunden jederzeit und überall laden können*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.vde.com/topics-de/mobility/aktuelles/spielregeln-fuer-elektromobilitaet-gefordert-interview>.
29. ALONSO RAPOSO, Maria; CIUFFO, Biagio. *The future of road transport: - Implications of automated, connected, low-carbon and shared mobility: EUR 29748 EN*. Hrsg. von PUBLICATIONS OFFICE OF THE EUROPEAN UNION. Luxembourg. Auch verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/future-road-transport>.
30. EUROPÄISCHE UNION. *Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur alternativer Kraftstoffe: Richtlinie 2014/94/EU*. 22. Oktober 2014. Auch verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=DE>.
31. IEC INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles: Part 3: Dimensional compatibility and interchangeability requirements for d.c. and a.c./d.c. pin and contact-tube vehicle couplers*. 1. Aufl. Juni 2014. Nr. IEC 62196-3:2014. Auch verfügbar unter: <https://webstore.iec.ch/publication/6584>.
32. IEC INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles: Part 2: Dimensional compatibility and interchangeability requirements for a.c. pin and contact-tube accessories*. 2. Aufl. Februar 2016. Nr. IEC 62196-2:2016. Auch verfügbar unter: <https://webstore.iec.ch/publication/24204>.
33. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. *Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile: Ladesäulenverordnung - LSV*. 9. März 2016. Auch verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/lsv/LSV.pdf>.
34. THE MOBILITY HOUSE (Hrsg.). *Ladekabelarten und Steckertypen: Die passenden Ladekabel und Stecker für Ihr Elektroauto*. 2019. Auch verfügbar unter: [https://www.mobilityhouse.com/de\\_de/ratgeber/elektromobilitat-ladekabelarten-und-steckertypen](https://www.mobilityhouse.com/de_de/ratgeber/elektromobilitat-ladekabelarten-und-steckertypen).
35. *Position: Rückspeisen von Elektrofahrzeugen*. Berlin, August 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.vda.de/dam/vda/Medien/DE/Themen/Innovation-und-Technik/Elektromobilitaet/Ladeinfrastruktur/Positionspapier-R-ckspeisen/2018\\_08\\_09\\_Positionspapier%20R%C3%BCckspeisen\\_.pdf](https://www.vda.de/dam/vda/Medien/DE/Themen/Innovation-und-Technik/Elektromobilitaet/Ladeinfrastruktur/Positionspapier-R-ckspeisen/2018_08_09_Positionspapier%20R%C3%BCckspeisen_.pdf).

36. IEC INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles: Part 1: General requirements*. 3. Aufl. Juni 2014. Nr. IEC 62196-1:2014. Auch verfügbar unter: <https://webstore.iec.ch/publication/6582>.
37. ISO INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. *Road vehicles — Vehicle to grid communication interface*. 2. Aufl. April 2019. Nr. ISO 15118-1:2019. Auch verfügbar unter: <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:69113:en>.
38. ISO INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. *Road vehicles — Vehicle to grid communication interface: Part 20: 2nd generation network and application protocol requirements*. 2020. Nr. ISO/DIS 15118-20. Auch verfügbar unter: <https://www.iso.org/standard/77845.html>.
39. VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V. *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb: TAR Niederspannung*. April 2019. Nr. VDE-AR-N 4100. Auch verfügbar unter: <https://www.vde-verlag.de/normen/0100514/vde-ar-n-4100-anwendungsregel-2019-04.html>.
40. VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V. *Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. November 2018. Nr. VDE-AR-N 4105. Auch verfügbar unter: <https://www.vde-verlag.de/normen/0100492/vde-ar-n-4105-anwendungsregel-2018-11.html>.
41. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (Hrsg.). *Global EV Outlook 2019: Scaling-up the transition to electric mobility*. Auch verfügbar unter: <https://webstore.iea.org/global-ev-outlook-2019>.
42. CHARIN (Hrsg.). *Grid Integration Levels*. Auch verfügbar unter: <https://www.charinev.org/media/position-papers-regulation/>.
43. *Smart Charging: steering the charge, driving the change*. Auch verfügbar unter: [https://www.eurelectric.org/media/1925/20032015\\_paper\\_on\\_smart\\_charging\\_of\\_electric\\_vehicles\\_finalpsf-2015-2301-0001-01-e.pdf](https://www.eurelectric.org/media/1925/20032015_paper_on_smart_charging_of_electric_vehicles_finalpsf-2015-2301-0001-01-e.pdf).
44. NATIONALE PLATTFORM ELEKTROMOBILITÄT. *Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase*. Hrsg. von GEMEINSAME GESCHÄFTSSTELLE ELEKTROMOBILITÄT DER BUNDESREGIERUNG. Berlin. Auch verfügbar unter: [http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user\\_upload/Redaktion/NPE\\_Fortschrittsbericht\\_2018\\_barrierefrei.pdf](http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_Fortschrittsbericht_2018_barrierefrei.pdf).
45. NATIONALE PLATTFORM ZUKUNFT DER MOBILITÄT. *Wege zur Erreichung der Klimaziele 2030 im Verkehrssektor: Arbeitsgruppe 1 - Klimaschutz im Verkehr: Zwischenbericht*. Hrsg. von BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR UND DIGITALE INFRASTRUKTUR. Berlin. Auch verfügbar unter: [https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2019/03/Zwischenbericht-03\\_2019-der-AG1-Klimaschutz-der-NPM-Wege-zur-Erreichung-der-Klimaziele-2030-im-Verkehrssektor.pdf](https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2019/03/Zwischenbericht-03_2019-der-AG1-Klimaschutz-der-NPM-Wege-zur-Erreichung-der-Klimaziele-2030-im-Verkehrssektor.pdf).
46. EUROPEAN FEDERATION FOR TRANSPORT AND ENVIROMENT AISBL (Hrsg.). *Electric surge: Carmakers' electric car plans across Europe 2019-2025*. Auch verfügbar

- unter: [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2019\\_07\\_TE\\_electric\\_cars\\_report\\_final.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2019_07_TE_electric_cars_report_final.pdf).
47. THIELMANN, Axel; NEEF, Christoph; HETTESHEIMER, Tim; DÖSCHER, Henning; WIETSCHL, Martin; TÜBKE, Jens. *Energiespeicher Roadmap (Update 2017): Hochenergie-Batterien 2030+ und Perspektiven zukünftiger Batterietechnologien*. Hrsg. von FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SYSTEM- UND INNOVATIONSFORSCHUNG ISI. Auch verfügbar unter: <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/t/projekte/at-bema2020-batterie2020.php>.
  48. FISCH UND FISCHL GMBH (Hrsg.). *Spritmonitor.de*. 14.11.2019. Auch verfügbar unter: <https://www.spritmonitor.de/>.
  49. DKE/AK EMOBILITY.60. *Der Technische Leitfaden: Ladeinfrastruktur Elektromobilität: Version 2*. Hrsg. von BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.; ZENTRALVERBAND ELEKTROTECHNIK UND ELEKTRONIKINDUSTRIE E. V.; ZENTRALVERBAND DER DEUTSCHEN ELEKTRO- UND INFORMATIONSTECHNISCHEN HANDWERKE. Auch verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/988408/750e290498bf9f75f50bb86d520caba7/leitfaden-elektromobilitaet-2016--data.pdf>.
  50. APOSTOLAKI-IOFIDOU, Elpiniki; CODANI, Paul; KEMPTON, Willett. Measurement of power loss during electric vehicle charging and discharging. *Energy*. 2017, Jg. 127, S. 730–742. ISSN 03605442. Abgerufen unter DOI: 10.1016/j.energy.2017.03.015.
  51. EV DATABASE (Hrsg.). *Electric Vehicle Database*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://ev-database.org/>.
  52. MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, INNOVATION, DIGITALISIERUNG UND ENERGIE DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN (Hrsg.). *Marktübersicht Elektrofahrzeuge: E-Fahrzeugmodelle*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.elektromobilitaet.nrw/unser-service/marktuebersicht-fahrzeuge/>.
  53. E-AUTOS.DE DEUTSCHLAND GMBH (Hrsg.). *Alle Elektroautos in unserer Übersicht*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.e-autos.de/elektroautos/>.
  54. CHIP COMMUNICATIONS GMBH (Hrsg.). *Elektroautos in der Übersicht*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://efahrer.chip.de/elektroautos>.
  55. ALLGEMEINER-DEUTSCHER-AUTOMOBIL-CLUB E.V. (Hrsg.). *ADAC Autodatenbank*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.adac.de/infotestrat/autodatenbank/wunschauto/>.
  56. ALLGEMEINER-DEUTSCHER-AUTOMOBIL-CLUB E.V. (Hrsg.). *ADAC - Elektromobilität: Fahrberichte und Tests*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.adac.de/rundums-fahrzeug/e-mobilitaet/>.
  57. BAUER XCEL MEDIA DEUTSCHLAND KG (Hrsg.). *Autozeitung.de*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.autozeitung.de/>.
  58. MEDIA, dp (Hrsg.). *Green-Motors: News & Infos zu Elektroautos, Hybrid, LPG & CNG*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.green-motors.de/auto/elektroautos>.
  59. E.GO MOBILE AG (Hrsg.). *Technische Details*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.e-go-mobile.com/site/assets/files/3673/ego-life-technische-daten.pdf>.
  60. HEISE MEDIEN GMBH & CO. KG (Hrsg.). *heise Autos*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.heise.de/autos/>.

61. MICROLINO AG (Hrsg.). *Microlino*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://microlino-car.com/de/microlino>.
62. MOTOR PRESSE STUTTGART GMBH & CO. KG (Hrsg.). *auto motor und sport*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.auto-motor-und-sport.de/>.
63. RABBIT PUBLISHING GMBH (Hrsg.). *Electrive.net*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.electrive.net/>.
64. SEAT DEUTSCHLAND GMBH (Hrsg.). *Seat el-Born: der Elektromobilität verpflichtet*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.seat.de/ueber-seat/news-events/messen/seat-el-born-der-elektromobilitaet-verpflichtet.html>.
65. TESLA GERMANY GMBH (Hrsg.). *Tesla Model 3*. 2019. Auch verfügbar unter: [https://www.tesla.com/de\\_DE/model3](https://www.tesla.com/de_DE/model3).
66. STECK, Felix; ANDERSON, John E.; KUHNIMHOF, Tobias; HOYER-KLICK, Carsten. Comprehensive transportation and energy analysis: A price sensitive, time-specific microsimulation of electric vehicles. *Transportation Research Board 98th Annual Meeting*. 2019.
67. DEUTSCHER BUNDESTAG. *Sachstand: Entwicklung der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland von 2010 bis 2016: Aktenzeichen: WD 8-3000 -083/16*. 2017. Auch verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/496062/.../wd-8-083-16-pdf-data.pdf>.
68. GEOBASIS-DE / BKG. *Verwaltungsgebiete mit Einwohnerzahlen*. Geodatenzentrum, Dezember 2017. Auch verfügbar unter: [http://www.geodatenzentrum.de/geodaten/gdz\\_rahmen.gdz\\_div?gdz\\_spr=deu&gdz\\_akt\\_zeile=5&gdz\\_anz\\_zeile=1&gdz\\_unt\\_zeile=15&gdz\\_user\\_id=0](http://www.geodatenzentrum.de/geodaten/gdz_rahmen.gdz_div?gdz_spr=deu&gdz_akt_zeile=5&gdz_anz_zeile=1&gdz_unt_zeile=15&gdz_user_id=0).
69. BUNDESAMT FÜR KARTOGRAPHIE UND GEODÄSIE. *KFZ-Kennzeichen: Datenquelle: Kraftfahrt-Bundesamt*. Geodatenzentrum, 2019. Auch verfügbar unter: [http://www.geodatenzentrum.de/geodaten/gdz\\_rahmen.gdz\\_div?gdz\\_spr=deu&gdz\\_akt\\_zeile=5&gdz\\_anz\\_zeile=1&gdz\\_unt\\_zeile=88&gdz\\_user\\_id=0](http://www.geodatenzentrum.de/geodaten/gdz_rahmen.gdz_div?gdz_spr=deu&gdz_akt_zeile=5&gdz_anz_zeile=1&gdz_unt_zeile=88&gdz_user_id=0).
70. KRAFTFAHRT BUNDESAMT (Hrsg.). *Bestand am 1. Januar 2019 nach Zulassungsbezirken und Gemeinden: Veröffentlichungen zum Herunterladen*. Januar 2019. Auch verfügbar unter: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/zulassungsbezirke\\_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/zulassungsbezirke_node.html).
71. MÜLLER, Ulf Philipp u. a. *Netzebenenübergreifendes Planungsinstrument - zur Bestimmung des optimalen Netz- und Speicherausbaus in Deutschland - integriert in einer OpenEnergyPlatform: Projektabschlussbericht*. Auch verfügbar unter: <https://www.uni-flensburg.de/fileadmin/content/abteilungen/industrial/dokumente/downloads/veroeffentlichungen/forschungsergebnisse/20190426endbericht-openego-fkz0325881-final.pdf>.
72. BROWN, Tom; HÖRSCH, Jonas; SCHLACHTBERGER, David. PyPSA: Python for Power System Analysis. *Journal of Open Research Software*. 2018, Jg. 6, Nr. 3, S. 12. Abgerufen unter DOI: 10.5334/jors.188.
73. DIE BUNDESREGIERUNG. *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen: (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV)*. 25.07.2005. Auch verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/index.html#BJNR222500005BJNE001001301>.

74. *Marktstammdatenregister: Öffentliche Marktakteursübersicht*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Akteur/Marktakteur/IndexOeffentlich>.
75. AVACON NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.avacon-netz.de/de/avacon-netz/netzinformation/veroeffentlichungspflichten/veroeffentlichungspflichten-strom/netzverluste.html>.
76. AVU NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.avu-netz.de/service/veroeffentlichungspflichten>.
77. BAYERNWERK NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.bayernwerk-netz.de/de/bayernwerk-netz-gmbh/netzinformation/veroeffentlichungspflichten/strom/netzverluste.html>.
78. BNNETZE GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://bnnetze.de/web/Downloads/NETZ-Dokumente/Stromnetz/Netzdaten/Netzlasten-Netzeinspeisung/2018/Netzlasten/Uebersicht\\_Netzlasten\\_und\\_Verlustenergie\\_2018.pdf](https://bnnetze.de/web/Downloads/NETZ-Dokumente/Stromnetz/Netzdaten/Netzlasten-Netzeinspeisung/2018/Netzlasten/Uebersicht_Netzlasten_und_Verlustenergie_2018.pdf).
79. BONN-NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.gipsprojekt.de/bonnGips/Gips;jsessionid=F52ED4B8651CF96A4CE9BF992B9BE39A?SessionMandant=BonnSWBNetze&Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=393&Mandantkuerzel=BonnSWBNetze&Navigation=J>.
80. BRAUNSCHWEIGER NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.bs-netz.de/netze/stromnetz/netzverluste/>.
81. DREWAG NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2019. Auch verfügbar unter: <https://www.drewag-netz.de/de/DREWAG-NETZ/Stromnetz/Netzdaten.html>.
82. E.DIS NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.e-dis-netz.de/de/edis-netz/veroeffentlichungspflichten/strom.html>.
83. ED NETZE GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.ednetze.de/unternehmen/ueber-uns/veroeffentlichungspflichten/netz-und-strukturdaten/>.
84. ELE VERTEILNETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.evng.de/netzrelevante-daten.html>.
85. ENERCITY NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.enercity-netz.de/netze/strom/zahlen-fakten/index.html>.
86. ENERGIENETZ MITTE GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.energienetz-mitte.de/veroeffentlichungen/strom/veroeffentlichungen-nach-10-stromnev/>.
87. ENERGIENETZE MITTEL RHEIN GMBH & CO. KG. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.energienetze-mittelrhein.de/enm/Homepage/Stromnetz/Netzstrukturdaten/>.
88. ENERGIENETZE OFFENBACH GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.energienetze-offenbach.de/fileadmin/user\\_upload\\_eno/Startseite/Meta/Veroeffentlichungen/StromNEV\\_ENO\\_GmbH.pdf](https://www.energienetze-offenbach.de/fileadmin/user_upload_eno/Startseite/Meta/Veroeffentlichungen/StromNEV_ENO_GmbH.pdf).
89. ENERGIEVERSORGUNG HALLE NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://netzhalle.de/unternehmen/veroeffentlichungspflichten/veroeffentlichungspflichten\\_strom](https://netzhalle.de/unternehmen/veroeffentlichungspflichten/veroeffentlichungspflichten_strom).
90. ENERVIE VERNETZT GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.enervie-vernetzt.de/Portaldata/1/Resources/\\_02\\_downloads/strom/](https://www.enervie-vernetzt.de/Portaldata/1/Resources/_02_downloads/strom/)

- technische\_daten/Durchschnittsverluste\_je\_Netz-\_und\_Umspannebene\_des\_Vorjahres\_-\_10\_Abs.\_2\_StromNEV.pdf.
91. E-NETZ SÜDHESSEN AG. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.e-netz-suedhessen.de/fileadmin/user\\_upload/download/stromnetz\\_durchschnittsverluste\\_nach\\_10\\_StromNEV.pdf](https://www.e-netz-suedhessen.de/fileadmin/user_upload/download/stromnetz_durchschnittsverluste_nach_10_StromNEV.pdf).
  92. EWE NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.ewe-netz.de/marktpartner/service/portraet-stromnetz>.
  93. FAIRNETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.fairnetzgmbh.de/inhalt/veroeffentlichungen/netzverluste.html>.
  94. HARZ ENERGIE NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.harzenergie-netz.de/veroeffentlichungen>.
  95. LEW VERTEILNETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.lew-verteilnetz.de/media/1857/netzdaten-lvn-stand\\_25\\_09\\_2019\\_v3.pdf](https://www.lew-verteilnetz.de/media/1857/netzdaten-lvn-stand_25_09_2019_v3.pdf).
  96. LSW NETZ GMBH & CO. KG. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.lsw-netz.de/strom/netzinformationen/>.
  97. MAINFRANKEN NETZE GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.mainfrankennetze.de/de/home/netzinfos\\_1/strom/strom\\_veroeffentlichungspflichten/netzverluste/\\_17\\_abs\\_2\\_stromnsv.jsp](https://www.mainfrankennetze.de/de/home/netzinfos_1/strom/strom_veroeffentlichungspflichten/netzverluste/_17_abs_2_stromnsv.jsp).
  98. MAINZER NETZE GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.mainzer-netze.de/stromnetze/netzzugang/verlustenergie/>.
  99. MIT NETZ. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.mitnetz-strom.de/ver%C3%B6ffentlichungspflichten/zahlen-fakten/netzdaten>.
  100. MVV NETZE GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.mvv-netze.de/medien/dokumente/unternehmen/veroeffentlichungspflichten/nev\\_strom\\_2018.pdf](https://www.mvv-netze.de/medien/dokumente/unternehmen/veroeffentlichungspflichten/nev_strom_2018.pdf).
  101. NETZE BW GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/4SBekDqcU7n0MW2LX0QiJB/5e41779b41cad98969d363e307bec339/IV\\_Netze-BW\\_2018\\_29\\_30\\_Netzverluste\\_20190327\\_\\_2\\_.pdf](https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/4SBekDqcU7n0MW2LX0QiJB/5e41779b41cad98969d363e307bec339/IV_Netze-BW_2018_29_30_Netzverluste_20190327__2_.pdf).
  102. NETZE DUISBURG GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.netze-duisburg.de/netzinformation/strom/netzverluste.html>.
  103. NETZE MAGDEBURG GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.netze-magdeburg.de/netzdaten-2/>.
  104. NETZE MITTELBADEN GMBH & CO. KG. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.netze-mittelbaden.de/sites/default/files/content/Netz/struktur\\_der\\_netzverluste\\_ss\\_17\\_abs.\\_2\\_nr.\\_2\\_u.\\_7\\_stromnsv\\_ss\\_10\\_abs.\\_2\\_stromnev\\_0.pdf](https://www.netze-mittelbaden.de/sites/default/files/content/Netz/struktur_der_netzverluste_ss_17_abs._2_nr._2_u._7_stromnsv_ss_10_abs._2_stromnev_0.pdf).
  105. NETZGESELLSCHAFT DÜSSELDORF MBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.netz-duesseldorf.de/media/netzgesellschaft\\_duesseldorf/lvr\\_strom/veroeffentlichungspflichten/voe\\_gem\\_\\_stromnev\\_\\_nsv/V0e\\_2017\\_der\\_NGD\\_gem.\\_10\\_Abs.\\_2\\_StromNEV\\_01\\_04\\_2018.pdf](https://www.netz-duesseldorf.de/media/netzgesellschaft_duesseldorf/lvr_strom/veroeffentlichungspflichten/voe_gem__stromnev__nsv/V0e_2017_der_NGD_gem._10_Abs._2_StromNEV_01_04_2018.pdf).
  106. NEW NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.new-netz.de/fileadmin/user\\_upload/new-netz-gmbh.de/Dokumente/Marktpartner/Durchschnittsverluste\\_Strom\\_Para\\_10\\_\\_2\\_\\_StromNEV.pdf](https://www.new-netz.de/fileadmin/user_upload/new-netz-gmbh.de/Dokumente/Marktpartner/Durchschnittsverluste_Strom_Para_10__2__StromNEV.pdf).



107. NGN NETZGESELLSCHAFT NIEDERRHEIN MBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.ngn-mbh.de/fileadmin/media/swk-netze/Datensammlung/Ver%C3%B6ffentlichungen/Ver%C3%B6ffentlichungen\\_01.04/Strom\\_Strukturdaten\\_2018.pdf](https://www.ngn-mbh.de/fileadmin/media/swk-netze/Datensammlung/Ver%C3%B6ffentlichungen/Ver%C3%B6ffentlichungen_01.04/Strom_Strukturdaten_2018.pdf).
108. PFALZWERKE NETZ AG. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.pfalzwerke-netz.de/documents/Informationen\\_und\\_Downloads/20190326\\_Nr\\_29\\_Durchschnittsverluste.pdf](https://www.pfalzwerke-netz.de/documents/Informationen_und_Downloads/20190326_Nr_29_Durchschnittsverluste.pdf).
109. RHEINISCHE NETZGESELLSCHAFT MBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.rng.de/cms/netzverluste.html>.
110. STADTWERKE BOCHUM NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.stadtwerke-bochum-netz.de/etc/medialib/nmr/pdfs\\_nmr/strom/veroeffentlichungspflichten/bochum\\_2018.Par.0005.File.tmp/Verlustenergie-und-Beschaffungskosten\\_Strom\\_Bochum\\_2018.pdf](https://www.stadtwerke-bochum-netz.de/etc/medialib/nmr/pdfs_nmr/strom/veroeffentlichungspflichten/bochum_2018.Par.0005.File.tmp/Verlustenergie-und-Beschaffungskosten_Strom_Bochum_2018.pdf).
111. STADTWERKE KARLSRUHE NETZSERVICE GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.netzservice-swka.de/netze/inhalte/strom/netzverluste.php>.
112. STADTWERKE ROSTOCK NETZGESELLSCHAFT MBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.swrng.de/veroeffentlichungen/strukturdaten>.
113. STADTWERKE SAARBRÜCKEN NETZ AG. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.saarbruecker-stadtwerke.de/energie/strom/veroeffentlichungen\\_strom](https://www.saarbruecker-stadtwerke.de/energie/strom/veroeffentlichungen_strom).
114. STADTWERKE WIESBADEN NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.sw-netz.de/veroeffentlichungen/>.
115. STROMNETZ BERLIN GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.stromnetz.berlin/uber-uns/veroeffentlichungspflichten/stromnetzentgeltverordnung-stromnev>.
116. STROMNETZ HAMBURG GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.stromnetz-hamburg.de/ueber-uns/pflichtveroeffentlichungen/>.
117. SWA NETZE GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.swa-netze.de/veroeffentlichungspflichten/strom/>.
118. SWB NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.swbnetz.de/stromnetz/netzverluste-vnb/netzverluste.html>.
119. SWM INFRASTRUKTUR GMBH & CO. KG. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.swm-infrastruktur.de/strom/netzstrukturdaten/netzverluste.html>.
120. TEN THÜRINGER ENERGIENETZE GMBH & CO. KG. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [https://www.thueringer-energienetze.com/Ueber\\_uns/Veroeffentlichungspflichten/Netzdaten](https://www.thueringer-energienetze.com/Ueber_uns/Veroeffentlichungspflichten/Netzdaten).
121. WESTFALEN WESER NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.wv-netz.com/daten-und-fakten-strom.html>.
122. WESTNETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://iam.westnetz.de/ueber-westnetz/unser-netz/netzverluste-und-beschaffungskosten-der-verlustenergie>.

123. EWR NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: <https://www.ewr-netz.de/unternehmen/veroeffentlichungspflichten/allgemein/>.
124. WSW NETZ GMBH. *Netzverluste*. 2018. Auch verfügbar unter: [http://www.wsw-netz.de/fileadmin/wsw-netz/Dokumente/durchsuchbar/Stromnetz/Netzstrukturdaten/WSW-Netz\\_S-104\\_P17\\_StromNZV\\_P10\\_StromNEV\\_2018.pdf](http://www.wsw-netz.de/fileadmin/wsw-netz/Dokumente/durchsuchbar/Stromnetz/Netzstrukturdaten/WSW-Netz_S-104_P17_StromNZV_P10_StromNEV_2018.pdf).
125. RIBBERINK, Hajo; DARCOVICH, Ken; PINCET, Fleurine. Battery Life Impact of Vehicle-to-Grid Application of Electric Vehicles. *EVS28*. Mai 2015. Auch verfügbar unter: [http://www.evs28.org/event\\_file/event\\_file/1/pfile/EVS28\\_Hajo\\_Ribberink\\_Battery\\_Life\\_Impact\\_of\\_V2G.pdf](http://www.evs28.org/event_file/event_file/1/pfile/EVS28_Hajo_Ribberink_Battery_Life_Impact_of_V2G.pdf).
126. STERNER, Michael; STADLER, Ingo (Hrsg.). *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. 2. korrigierte und ergänzte Auflage. Berlin: Springer Vieweg, 2017. ISBN 978-3-662-48893-5. Abgerufen unter DOI: 10.1007/978-3-662-48893-5.
127. HOFFMANN, Clemens; WICKERT, Manuel; GERHARD, Normann; TROST, Tobias; PRIOR, Johannes; CACILO, Andrej; HARTWIG, Matthias; REINHARDT, Alexander; MÜNZING, Heike. *Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erstellung von fahrzeugbezogenen Analysen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung erneuerbarer Energien: Endbericht zum Vorhaben FKZ UM 11 96 107*. 2017. Auch verfügbar unter: [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Pool/Forschungsdatenbank/fkz\\_um\\_11\\_96\\_107\\_elektromobilitaet\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Forschungsdatenbank/fkz_um_11_96_107_elektromobilitaet_bf.pdf).
128. SALDAÑA, Gaizka; SAN MARTIN, Jose Ignacio; ZAMORA, Inmaculada; ASENSIO, Francisco Javier; OÑEDERRA, Oier. Electric Vehicle into the Grid: Charging Methodologies Aimed at Providing Ancillary Services Considering Battery Degradation. *Energies*. 2019, Jg. 12, Nr. 12, S. 2443. Abgerufen unter DOI: 10.3390/en12122443.
129. SCHMIDT, Oliver; MELCHIOR, Sylvain; HAWKES, Adam; STAFFELL, Iain. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*. 2019, Jg. 3, Nr. 1, S. 81–100. ISSN 25424351. Abgerufen unter DOI: 10.1016/j.joule.2018.12.008.
130. LEBEDEVA, N.; TARVYDAS, D.; TSIROPOULOS, I. *Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications: Scenarios for costs and market growth*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2018. EUR, Scientific and technical research series. ISBN 978-92-79-97254-6. Auch verfügbar unter: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC113360/kjna29440enn.pdf>.
131. *Lazard's Levelized Cost of Storage: Version 2.0*. Auch verfügbar unter: <https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf>.
132. EUROPEAN COMMISSION (Hrsg.). *SET-Plan ACTION n°7-Declaration of Intent: Become competitive in the global battery sector to drive e-mobility forward*. Auch verfügbar unter: [https://setis.ec.europa.eu/system/files/integrated\\_set-plan/action7\\_declaration\\_of\\_intent\\_0.pdf](https://setis.ec.europa.eu/system/files/integrated_set-plan/action7_declaration_of_intent_0.pdf).
133. RALON, Pablo; TAYLOR, Michael; ILIAS, Andrei; DIAZ-BONE, Harald; KAIRIES, Kai-Philipp. *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. Auch verfügbar unter: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf).
134. KOMARNICKI, Przemyslaw; HAUBROCK, Jens; STYCZYNSKI, Zbigniew A. *Elektromobilität und Sektorenkopplung: Infrastruktur- und Systemkomponenten*. Berlin: Sprin-

- 
- ger Vieweg, 2018. SpringerLink Bücher. ISBN 978-3-662-56249-9. Abgerufen unter DOI: 10.1007/978-3-662-56249-9.
135. BALTAC, Silvian; SLATER, Shane. *Batteries on wheels: The Role of Battery Electric Cars in the EU Power System and Beyond*. Auch verfügbar unter: [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2019\\_06\\_Element\\_Energy\\_Batteries\\_on\\_wheels\\_Public\\_report.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2019_06_Element_Energy_Batteries_on_wheels_Public_report.pdf).
136. *SET Plan delivering results: The implementation plans : research & innovation enabling the EU's energy transition*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2018. ISBN 978-92-79-96479-4. Auch verfügbar unter: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a3b22c5b-ed41-11e8-b690-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-803647918>.
137. DUBARRY, Matthieu; DEVIE, Arnaud; MCKENZIE, Katherine. Durability and reliability of electric vehicle batteries under electric utility grid operations: Bidirectional charging impact analysis. *Journal of Power Sources*. 2017, Jg. 358, S. 39–49. ISSN 03787753. Abgerufen unter DOI: 10.1016/j.jpowsour.2017.05.015.
138. UDDIN, Kotub; JACKSON, Tim; WIDANAGE, Widanalage D.; CHOUCHELAMANE, Gael; JENNINGS, Paul A.; MARCO, James. On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by an integrated vehicle and smart-grid system. *Energy*. 2017, Jg. 133, S. 710–722. ISSN 03605442. Abgerufen unter DOI: 10.1016/j.energy.2017.04.116.
139. TENNET TSO GMBH (Hrsg.). *Netzstresstest: Studieim Auftrag der TenneT TSO GmbH*. Auch verfügbar unter: [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Our\\_Grid/Stakeholders\\_DE/netzstresstest/nst/Consentec\\_TenneT\\_Netzstresstest\\_Bericht\\_Langfassung\\_20161125.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Stakeholders_DE/netzstresstest/nst/Consentec_TenneT_Netzstresstest_Bericht_Langfassung_20161125.pdf).
140. FRAUNHOFER ISE (Hrsg.). *Energy Charts: Stromproduktion in Deutschland*. 2019. Auch verfügbar unter: [https://www.energy-charts.de/power\\_de.htm](https://www.energy-charts.de/power_de.htm).
141. KALDEMEYER, C.; SÖTHER, M.; HILPERT, S.; WINGENBACH, C. *open\_eGo scenario NEP\_2035*. 2017. Auch verfügbar unter: [https://mfr.osf.io/render?url=https://osf.io/unqza/?action=download%26mode=render%26direct%26public\\_file=True&initialWidth=706&childId=mfrIframe&parentTitle=OSF%20%7C%20README.rst&parentUrl=https%3A%2F%2Fosf.io%2Funqza%2F#contents](https://mfr.osf.io/render?url=https://osf.io/unqza/?action=download%26mode=render%26direct%26public_file=True&initialWidth=706&childId=mfrIframe&parentTitle=OSF%20%7C%20README.rst&parentUrl=https%3A%2F%2Fosf.io%2Funqza%2F#contents).
142. *Netzentwicklungsplan Strom 2025: Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber: Version 2015*. Auch verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2025\\_1\\_Entwurf\\_Teil1\\_0.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2025_1_Entwurf_Teil1_0.pdf).



# A Anhang A

## Ergebnisse

### A.1 Ergebnisse des oberen und unteren Szenarios

**Tabelle A.1:** Ergebnisse des oberen Szenarios

		Starklast	Schwachlast	Stark-PV
V2G				
Netzausbaukosten	Mio. €	1,50	1,43	1,17
min. Stromkosten	€/MWh	-18,30	-19,10	-23,01
max. Stromkosten	€/MWh	70,37	57,35	79,09
abgeregelte Windenergie	GWh	69,72	41,76	33,33
	%	0,94 %	0,55 %	1,38 %
abgeregelte Solarenergie	GWh	10,35	0,04	39,01
	%	0,67 %	0,00 %	0,76 %
Referenz				
Netzausbaukosten	Mio. €	1,87	1,46	1,24
min. Stromkosten	€/MWh	-21,63	-25,81	-24,95
max. Stromkosten	€/MWh	72,84	58,68	82,36
abgeregelte Windenergie	GWh	79,42	82,20	30,07
	%	1,07 %	1,08 %	1,25 %
abgeregelte Solarenergie	GWh	9,90	0,60	33,45
	%	0,64 %	0,06 %	0,65 %

### A.2 Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

**Tabelle A.3:** Ergebnisse des oberen Szenarios bei einem SoC-Bereich von 60 - 80 %

		Starklast	Schwachlast
Szenario max (SoC 60-80%)			
Netzausbaukosten	Mio. €	1,79	1,38
min. Stromkosten	€/MWh	-20,83	-24,39
max. Stromkosten	€/MWh	70,39	58,06
abgeregelte Windenergie	GWh	68,06	54,74
	%	0,92 %	0,72 %
abgeregelte Solarenergie	GWh	9,11	0,00
	%	0,59 %	0,00 %

**Tabelle A.2:** Ergebnisse des unteren Szenarios

		Starklast	Schwachlast	Stark-PV
V2G				
Netzausbaukosten	Mio. €	0,97	1,37	1,09
min. Stromkosten	€/MWh	-21,20	-21,96	-23,51
max. Stromkosten	€/MWh	70,63	57,50	80,00
abgeregelte Windenergie	GWh	85,20	64,63	29,27
	%	1,15 %	0,85 %	1,21 %
abgeregelte Solarenergie	GWh	11,07	0,12	33,69
	%	0,71 %	0,01 %	0,66 %
Referenz				
Netzausbaukosten	Mio. €	1,01	1,27	1,20
min. Stromkosten	€/MWh	-21,49	-30,08	-24,40
max. Stromkosten	€/MWh	72,60	58,64	81,29
abgeregelte Windenergie	GWh	86,21	88,07	28,11
	%	1,16 %	1,15 %	1,17 %
abgeregelte Solarenergie	GWh	10,24	0,71	32,39
	%	0,66 %	0,07 %	0,63 %

**Tabelle A.4:** Ergebnisse des oberen Szenarios bei einer Versorgung mit 100% erneuerbaren Energien

		Schwachlast
eGo 100		
Netzausbaukosten	Mio. €	1,78
min. Stromkosten	€/MWh	-51,29
max. Stromkosten	€/MWh	94,43
abgeregelte Windenergie	GWh	4.487,62
	%	25,52 %
abgeregelte Solarenergie	GWh	228,00
	%	8,35 %

**Tabelle A.5:** Ergebnisse des oberen Szenarios bei einer Änderung von LCOS um - 20%

		Schwachlast
LCOS - 20 %		
Netzausbaukosten	Mio. €	1,43
min. Stromkosten	€/MWh	-19,10
max. Stromkosten	€/MWh	57,35
abgeregelter Windenergie	GWh	41,76
	%	0,55 %
abgeregelter Solarenergie	GWh	0,04
	%	0.00%





# B Anhang B

## Hardware, Software und Datenbankstruktur

### B.1 Hardware

Die Simulationen wurden auf einem Desktop-PC mit folgenden Hardware-Eigenschaften durchgeführt:

- **Prozessor:** AMD Ryzen 5 2600 mit 6 Kernen á 3,4 Ghz
- **Arbeitsspeicher:** 2x 8 GB Corsair Vengeance LPX 3600 MHz - erweitert durch 512 GB Samsung 970 Evo Plus M2 SSD als Linux Swap-Partition

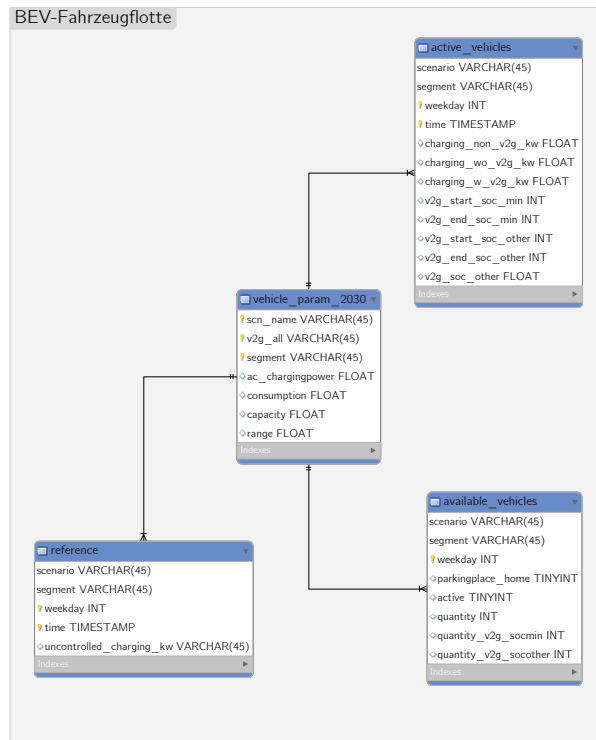
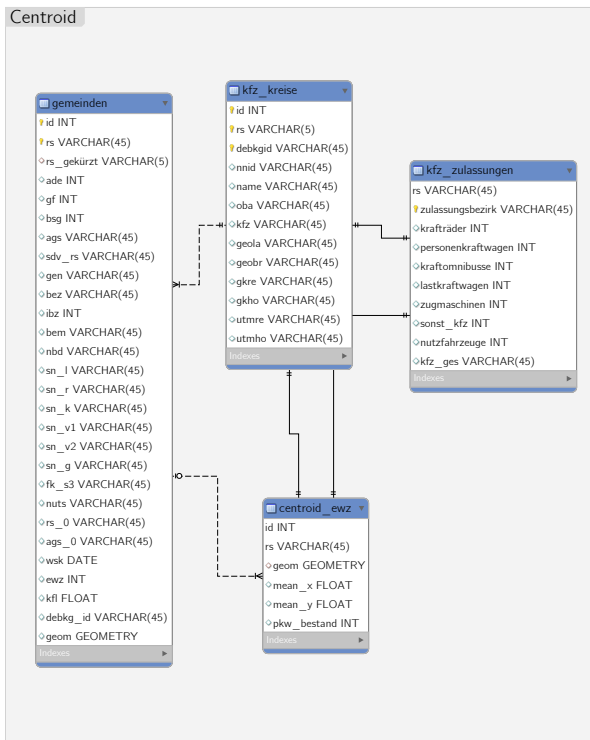
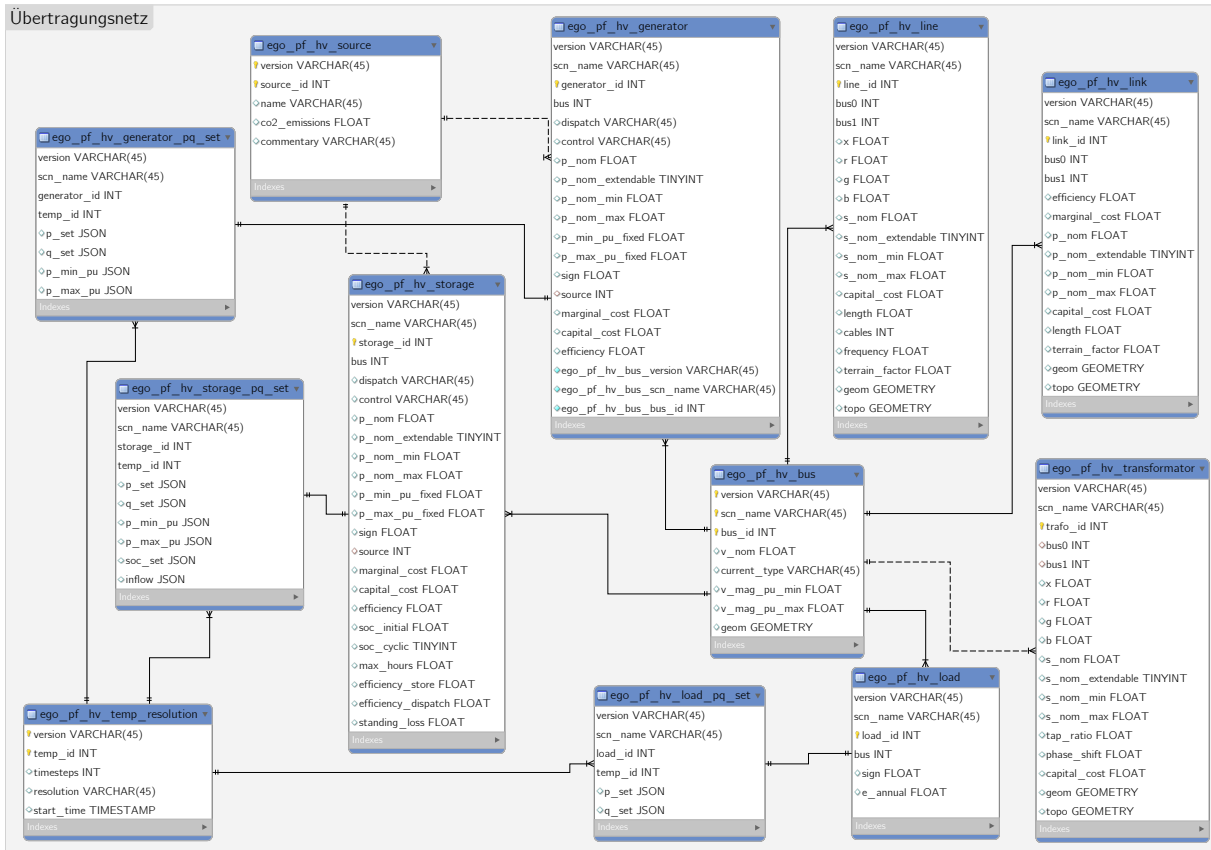
### B.2 Software

Für die Simulationen, die Verwaltung der Daten, sowie die geographische Visualisierung wurde unterschiedliche Software benötigt. Dabei wurde im Wesentlichen darauf geachtet soweit wie möglich auf open-source Software zu setzen:

- **Betriebssystem:** Manjaro Linux - KDE-Plasma-Version 5.17.3
  - durch die Installation eines Linux-Betriebssystems konnte der Arbeitsspeicher durch eine Swap-Partition erweitert werden (siehe B.1). So war es möglich auch Simulationen und Clusterings mit einem hohen Bedarf an physikalischem Speicher problemlos durchzuführen.
- **Datenbankmanagement:** PostgreSQL - Version 11.5 mit PostGIS - Version 2.5.3 und PgAdmin 4 - Version 4.1.3
  - durch die Arbeit mit einem Datenbankmanagementsystem konnten die Daten sauber verwaltet und Redundanzen vermieden werden. Für das Arbeiten mit geografischen Daten wurde zudem die PostGIS Erweiterung benötigt. Darüber hinaus konnten die Zuordnungen von Gemeinden zu Kfz-Zulassungsbezirken deutlich zuverlässiger über den Regionalschlüssel hergestellt werden als über eine geographische Auswertung mit QGis. Die Verwaltung der Daten
- **Geoinformationssystem:** QGis - Version 3.8.3
  - für die Visualisierung der geographischen Daten bietet sich QGis an, da ohne großen Aufwand eine Verbindung zur postgres-Datenbank aufgebaut werden kann und die geographischen Daten ohne Umweg direkt aus der Datenbank in QGis angezeigt werden können
- **Programmiersprache:** Python 3 - Version 3.5.6
  - Als Programmiersprache zur Einbindung der Fahrzeugprofile in das, von eTraGo geclusterte, Netz bietet sich Python 3.5 an, da auch schon eTraGo in Python 3.5 geschrieben wurde.
- **Entwicklungsumgebung:** Pycharm - Version 2018.2.3

- eine Entwicklungsumgebung unterstützt bei dem Verständnis fremder Software und hilft dabei die eigene Entwicklung effizienter zu gestalten und den Überblick zu behalten
- **Solver:** Gurobi - Version 8.1.1
  - ein Solver dient zur Optimierung von mathematischen Problemen und zur Lösung numerischer Programmieraufgaben. Gurobi ist der einzige nicht-kostenlose Software die genutzt wurde. In den ersten Tests zeichnete sich Gurobi durch eine deutlich schnellere Rechenzeit als die kostenlose Alternative GLPK aus. Im Rahmen einer akademischen Lizenz konnte Gurobi dennoch kostenlos genutzt werden.

### B.3 Datenbankstruktur





# C Anhang C

## Ergebnisse der Marktanalyse

**Tabelle C.1:** Zusammenfassung der Marktanalyse. Insgesamt wurden 58 Fahrzeuge ab dem Baujahr 2018 hinsichtlich AC-Ladeleistung, Energieverbrauch, netto-Batteriekapazität und WLTP-Reichweite untersucht. [eigene Darstellung nach [51–65]]

	2018	2019	2020
<b>Anzahl der Fahrzeuge</b>			
klein	4	7	7
kompakt	3	4	7
mittel	1	9	4
groß	1	10	1
<b>Durchschnittliche AC-Ladeleistung in <math>kW</math></b>			
klein	22,0	5,9	9,9
kompakt	5,8	6,9	9,3
mittel	7,4	8,9	9,1
groß	7,0	14,6	22,0
<b>Durchschnittlicher Verbrauch in <math>\frac{kWh}{100km}</math></b>			
klein	16,1	12,2	14,3
kompakt	17,1	17,8	13,7
mittel	23,5	15,6	15,6
groß	22,0	20,5	19,0
<b>Durchschnittliche Batteriekapazität (netto) in <math>kWh</math></b>			
klein	23,5	20,9	40,3
kompakt	39,5	48,9	49,4
mittel	35,0	54,1	60,9
groß	80,0	78,8	85,5
<b>Durchschnittliche WLTP-Reichweite in <math>km</math></b>			
klein	173,3	181,9	290,0
kompakt	262,7	345,8	364,1
mittel	149,0	428,2	409,5
groß	470,0	452,0	450,0



# D Anhang D

## Anpassung des Szenarios NEP 2035 an den aktuellen Netzentwicklungsplan 2019

**Tabelle D.1:** Anpassung des Szenarios NEP 2035 an aktuellen NEP 2019 [eigene Darstellung nach [141][25]]

	NEP 2015 Szenario B2 2035	NEP 2019 Szenario B 2030	Faktor
Erzeugungskapazitäten in GW			
Kernenergie	0.0	0.0	1.000
Braunkohle	9.1	9.3	1.022
Steinkohle	11.0	9.8	0.891
Erdgas	33.5	35.2	1.051
Öl	0.5	1.2	2.400
sonst. Konv.	2.4	4.1	1.708
Pumpspeicher	12.7	11.6	0.913
Wind onshore	88.8	81.5	0.918
Wind offshore	18.5	17.0	0.919
Photovoltaik	59.9	91.3	1.524
Biomasse	8.4	6.0	0.714
Wasserkraft	4.2	5.6	1.333
KWK < 10 MW	8.2	-	1.000
variable Kosten in €/MWh			
Rohöl	68.9	57.6	0.836
<i>Brennstoff</i>	59.2	48.3	
<i>CO<sub>2</sub><sup>1</sup></i>	8.2	7.8	
<i>sonst. Kosten</i>	1.5	1.5	
Erdgas	41.9	34.3	0.819
<i>Brennstoff</i>	33.7	26.4	
<i>CO<sub>2</sub><sup>1</sup></i>	6.2	5.9	
<i>sonst. Kosten</i>	2.0	2.0	
Steinkohle	24.3	22.3	0.918
<i>Brennstoff</i>	10.4	8.4	
<i>CO<sub>2</sub><sup>1</sup></i>	10.4	9.9	
<i>sonst. Kosten</i>	4.0	4.0	
Braunkohle	17.6	21.1	1.199
<i>Brennstoff</i>	1.5	5.6	
<i>CO<sub>2</sub><sup>1</sup></i>	11.7	11.1	
<i>sonst. Kosten</i>	4.4	4.4	

<sup>1</sup> CO<sub>2</sub> Emissionen und Zertifikatspreise nach [25, 141, 142]. Zertifikatspreis NEP 2015: 31.0 €/t; NEP 2019: 29.4 €/t. Annahme: 3.6 GJ ~1MWh







## Anhang E

# Durchschnittliche Netzverluste nach Netz- und Umspannebene ausgewählter Netzbetreiber 2018 in %

Netzbetreiber	Hochspannung/ Mittelspannung		Mittelspannung Niederspannung		Gesamt
Avacon Netz GmbH	0.49%	1.38%	1.75%	3.48%	6.94%
AVU Netz GmbH	0.43%	0.87%	1.10%	2.93%	5.24%
Bayernwerk Netz GmbH	0.49%	1.52%	1.76%	3.12%	6.73%
bNNETZE GmbH	0.50%	1.00%	1.50%	3.20%	6.08%
Bonn-Netz GmbH	0.30%	0.50%	1.00%	2.63%	4.37%
Braunschweiger Netz GmbH	0.50%	0.80%	1.50%	1.50%	4.23%
DREWAG NETZ GmbH	0.49%	0.69%	1.43%	2.34%	4.87%
E.Dis Netz	1.20%	2.33%	1.90%	5.45%	10.49%
ED Netze GmbH	0.48%	0.83%	1.40%	2.96%	5.57%
ELE Verteilnetz GmbH	0.00%	1.20%	1.50%	3.51%	6.10%
enercity Netz GmbH	9.49%	0.44%	1.08%	3.04%	13.57%
EnergieNetz Mitte GmbH	0.41%	1.05%	1.73%	2.25%	5.34%
Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG	0.48%	1.20%	1.00%	3.49%	6.05%
Energienetze Offenbach GmbH	0.33%	0.68%	1.40%	4.85%	7.13%
Energieversorgung Halle Netz GmbH	0.43%	0.90%	1.20%	3.19%	5.62%
ENERVIE Vernetzt GmbH	0.34%	0.91%	0.82%	2.31%	4.32%
e-netz Südhessen AG	0.36%	0.70%	1.88%	1.88%	4.74%
EWE NETZ GmbH	0.49%	0.65%	1.35%	2.24%	4.66%
EWR Netz GmbH (Worms)	0.40%	0.90%	1.40%	3.10%	5.70%
FairNetz GmbH	0.47%	0.87%	1.27%	3.00%	5.51%
Harz Energie Netz GmbH	0.47%	0.91%	1.27%	2.29%	4.86%
LEW Verteilnetz GmbH	0.50%	1.00%	1.50%	3.20%	6.08%
LSW Netz GmbH & Co. KG	0.36%	0.86%	1.51%	2.21%	4.86%
Mainfranken Netze GmbH	0.42%	0.50%	0.85%	2.28%	4.00%
MIT Netz	0.70%	1.60%	1.50%	3.70%	7.32%
MVV Netze GmbH	0.61%	0.51%	1.61%	3.50%	6.11%
Netze BW GmbH	0.39%	1.06%	1.45%	2.04%	4.86%
Netze Duisburg GmbH	0.46%	0.93%	0.83%	3.01%	5.15%
Netze Magdeburg GmbH	0.50%	1.30%	3.10%	2.30%	7.03%
Netze Mittelbaden GmbH & Co. KG	0.50%	1.00%	1.50%	2.78%	5.67%
Netzgesellschaft Düsseldorf mbH	0.53%	1.06%	1.51%	2.62%	5.61%
NEW Netz GmbH	0.14%	0.99%	1.35%	3.42%	5.80%

Netzbetreiber	Hochspannung/ Mittelspannung	Mittelspannung	Mittelspannung/ Niederspannung	Niederspannung	Gesamt
NGN Netzgesellschaft Niederrhein mbH	0.33%	1.13%	1.40%	2.75%	5.51%
Pfalzwerke Netz AG	0.52%	2.08%	1.61%	4.84%	8.80%
Rheinische NETZGesellschaft mbH	0.40%	0.71%	1.48%	2.63%	5.13%
Stadtwerke Bochum Netz GmbH	0.38%	0.70%	1.40%	2.55%	4.95%
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH	0.46%	0.68%	1.57%	2.53%	5.15%
Mainzer Netze GmbH	0.54%	0.57%	1.20%	2.10%	4.35%
Stadtwerke Rostock Netzgesellschaft mbH	0.39%	0.24%	1.00%	3.95%	5.51%
Stadtwerke Saarbrücken Netz AG	0.50%	1.00%	1.50%	2.59%	5.49%
Stadtwerke Wiesbaden Netz GmbH	0.68%	0.81%	1.48%	2.75%	5.62%
Stromnetz Berlin GmbH	0.37%	0.48%	1.06%	2.43%	4.28%
Stromnetz Hamburg GmbH	0.50%	0.54%	1.55%	2.22%	4.73%
SWB Netz GmbH	0.35%	0.74%	1.04%	2.29%	4.36%
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG	0.37%	0.55%	1.15%	2.40%	4.41%
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	0.66%	0.96%	1.94%	7.32%	10.58%
Westfalen Weser Netz GmbH	0.56%	1.09%	1.62%	3.50%	6.62%
Westnetz GmbH	0.54%	1.20%	1.87%	3.08%	6.54%
WSW Netz GmbH	0.44%	0.92%	1.39%	2.34%	5.00%
swa Netze GmbH	0.43%	0.54%	1.10%	3.04%	5.03%
<b>Mittelwert</b>	<b>0.64%</b>	<b>0.92%</b>	<b>1.43%</b>	<b>2.98%</b>	<b>5.86%</b>



# F Anhang F

## Vehicle-to-Grid Verluste

		SoC			
		20 %	40 %	60 %	80 %
Ladeverlust					
AC-Ladestrom	10 A	17 %	2 %	5 %	1 %
	30 A	6 %	8 %	6 %	8 %
	16 A	13 %	4 %	5 %	3 %
Entladeverlust					
AC-Ladestrom	10 A	8 %	18 %	22 %	19 %
	30 A	21 %	20 %	21 %	20 %
	16 A	12 %	18 %	22 %	19 %
Round-Trip-Verlust					
AC-Ladestrom	10 A	1 %	1 %	1 %	1 %
	30 A	3 %	3 %	3 %	3 %
	16 A	2 %	2 %	2 %	2 %
Gesamtverlust					
AC-Ladestrom	10 A	24 %	20 %	27 %	21 %
	30 A	27 %	28 %	27 %	28 %
	16 A	25 %	23 %	27 %	23 %

**Tabelle F.1:** Be- und Entladeverluste bei einphasiger AC-Beladung nach State of Charge und Ladestrom in % [eigene Darstellung nach [50]]



# G Anhang G

## Programmcode zur Einbindung von E-Fahrzeugen

### G.1 Programm zur Gestaltung des V2G-Szenarios

```

1 import pandas as pd
2 import geopandas as gpd
3 import numpy as np
4 import pypsa
5 import datetime
6
7 from sqlalchemy import create_engine
8 from scipy.spatial.distance import cdist
9 from shapely.geometry import Point
10 from geopy.distance import distance
11
12 args = {
13     'csv_import': '/home/user/scenario1/etrago_output/', # csv-folder with grid
14     'csv_export': '/home/user/scenario1/V2G/Output/', # csv-folder to export the
15     'export_centroids': True, # export updated centroid data to csv_folder with grid
16     'db_name': 'postgres', # name of database (db)
17     'db_user': 'postgres', # name of db user
18     'db_password': 'password', # password for db connection
19     'db_host': 'localhost', # hostname for db connection
20     'scn_name': 'max', # select vehicle scenario min or max
21     'scn_variation': '', # select variation of scenario for example _60 for socmin-60
22     'efficiency_grid': 0.9415, # efficiency of distribution grid 1 equals 100%
23     'marginal_cost': 65, # marginal cost of production in Store in €/MWh
24     'soc_min': 0.4, # soc where v2g starts 1 equals 100%
25     'soc_max': 0.8, # soc where v2g stops 1 equals 100%
26     'efficiency_charge': 1-0.0625, # efficiency while charging
27     'efficiency_roundtrip': 1-0.02, #roundtrip efficiency
28     'efficiency_discharge': 1-0.1775 # efficiency while discharging
29 }
30
31
32 # Funktionen
33 def import_data(db_name, db_host, db_user, db_password, schema, table):
34     """
35     import data from database
36
37     :param db_name: name of database
38     :param db_host: host of database
39     :param db_user: database user
40     :param db_password: password for database
41     :param schema: database schema
42     :param table: database table
43     :return: pandas dataframe with data from database
44     """
45     engine = create_engine('postgresql+psycopg2://' + db_user + ':' + db_password + '@' +
46                             db_host + '/' + db_name)
47     sql_string = 'SELECT * FROM ' + schema + '.' + table
48     df = pd.read_sql(sql_string, engine)
49     return df
50

```

```

51 def import_geodata(db_name, db_host, db_user, db_password, schema, table):
52     """
53     import geodata from database
54
55     :param db_name: name of database
56     :param db_host: host of database
57     :param db_user: database user
58     :param db_password: password for database
59     :param schema: database schema
60     :param table: database table
61     :return: geopandas geodataframe with data from database
62     """
63     engine = create_engine('postgresql+psycopg2://' + db_user + ':' + db_password + '@' +
64                            db_host + '/' + db_name)
65     sql_string = 'SELECT * FROM ' + schema + '.' + table
66     gdf = gpd.GeoDataFrame.from_postgis(sql_string, engine)
67     return gdf
68
69 def edit_data(network, centroid):
70     """
71     Edit imported centroid data. find closest bus and distance
72
73
74     :param network: PyPSA network
75     :param centroid: centroid dataframe
76     :return: edited centroid dataframe
77     """
78
79     def closest_point(geom_col1, geom_col2):
80         """
81         Find closest point for every point in col1 from all points in col2.
82
83         :param geom_col1: geoseries of points
84         :param geom_col2: geoseries of points
85         :return: closest point from col2 to every point from col1
86         """
87         a = np.array([[geom_col1.x, geom_col1.y]])
88         a = [(x, y) for x, y in zip(a[0], a[1])]
89         b = np.array([[geom_col2.x, geom_col2.y]])
90         b = [(x, y) for x, y in zip(b[0], b[1])]
91         c = [b[cdist([a[i]], b).argmin()]] for i in range(len(a))]
92         return c
93
94     def match_name(geom_col1, geom_col2, name_col2):
95         """
96         Find name of every closest point
97
98         :param geom_col1: geoseries of points
99         :param geom_col2: geoseries of points
100        :param name_col2: series of names (same order as geom_col2)
101        :return: series of names matching closest point in col1
102        """
103        a = np.array([[geom_col1.x, geom_col1.y]])
104        a = np.array([[x, y] for x, y in zip(a[0], a[1])])
105        b = np.array([[geom_col2.x, geom_col2.y]])
106        b = np.array([[x, y, n] for x, y, n in zip(b[0], b[1], name_col2)])
107        c = np.array([b[cdist([a[i]], b[:, 0:2]).argmin()][2] for i in range(len(a))])
108        return c
109
110     def calculate_distance(col1, col2):
111         """

```



```

112     Calculate distance between two points for every pair from col1 col2
113
114     :param col1: geoseries of point A
115     :param col2: geoseries of point B
116     :return: distance between A and B in km
117     """
118     a = np.array([(col1.x, col1.y)])
119     a = [(x, y) for x, y in zip(a[0], a[1])]
120     b = np.array([(col2.x, col2.y)])
121     b = [(x, y) for x, y in zip(b[0], b[1])]
122     c = [distance(a[i], b[i]).km for i in range(len(col1))]
123     return c
124
125 def power_to_nep_2019(network, buses_in_germany, carrier, factor):
126     """
127     adopt the production capacities to match the new Netzentwicklungsplan NEP 2019
128     :param network: PyPSA Network container
129     :param buses_in_germany: buses in Germany
130     :param carrier: energy carrier (e.g. coal, gas, wind, solar)
131     :param factor: factor to scale production capacities
132     :return:
133     """
134     generator_name = list(network.generators.index[(network.generators.bus.isin(
135         buses_in_germany)
136
137                                     & (network.generators.carrier ==
138                                         carrier))])
139
140     network.generators.p_nom[generator_name] *= factor
141     try:
142         network.generators_t.p_set[generator_name] *= factor
143         print("Succesfully adjusted production capacity and active power of " +
144             carrier +
145             " to NEP2019 with factor = " + str(factor))
146     except Exception:
147         print("Succesfully adjusted production capacity of " + carrier + " to NEP2019
148             with factor = " + str(factor))
149
150
151 def marginal_cost_to_nep_2019(network, buses_in_germany, carrier, factor):
152     """
153     adopt the marginal price of carrier to match the new Netzentwicklungsplan NEP
154     2019
155     :param network: PyPSA Network container
156     :param buses_in_germany: buses in Germany
157     :param carrier: energy carrier (e.g. coal, gas, wind, solar)
158     :param factor: factor to scale production capacities
159     :return:
160     """
161     generator_name = list(network.generators.index[(network.generators.bus.isin(
162         buses_in_germany)
163
164                                     & (network.generators.carrier ==
165                                         carrier))])
166
167     network.generators.marginal_cost[generator_name] *= factor
168     print("Succesfully adjusted marginal cost of " + carrier + " to NEP2019 with
169         factor = " + str(factor))
170
171 # assign buses to centroids
172 buses = network.buses.copy() # buses from PyPSA network
173 buses = gpd.GeoDataFrame(buses, geometry=gpd.points_from_xy(buses.x, buses.y))
174
175 bus_coor = closest_point(centroid.geom, buses.geometry) # find coordinates of
176     closest bus for each centroid

```

```

165 bus_coor = gpd.GeoSeries([Point(bus_coor[i][0], bus_coor[i][1])
166                          for i in range(len(bus_coor))]) # convert to GeoSeries
167 centroid['bus_name'] = match_name(bus_coor, buses.geometry, buses.index) # find name
168 centroid['distance'] = calculate_distance(centroid.geom, bus_coor) # calculate
169 centroid['share'] = pd.Series([centroid.pkw_bestand[i] / centroid.pkw_bestand.sum()
170                               for i in range(len(centroid.pkw_bestand))]) #
171                               calculate share of every centroid
172
173 if args['export_centroids']:
174     gpd.GeoDataFrame.to_csv(centroid, args['csv_import'] + '/centroids.csv') #
175     export data to csv_folder
176
177 # import world_data and select map of Germany
178 world = gpd.read_file(gpd.datasets.get_path('naturalearth_lowres'))
179 de = world[world.name == "Germany"]
180 # Scale Germany with factor 1.05 to avoid inaccuracies of downloaded map
181 de.geometry = de.geometry.scale(xfact=1.05, yfact=1.05, origin='center')
182 # find buses in Germany
183 bus_germany = pd.DataFrame([de.contains(buses.geometry[i]) for i in range(len(buses.
184     geometry))])[121]
185 bus_germany.index = buses.index
186 bus_germany = list(buses.index[bus_germany]) # list of buses located in germany
187 # find buses outside of Germany
188 bus_abroad = list(network.buses.index[~network.buses.index.isin(bus_germany)])
189
190 """plot buses to check the result:
191 import matplotlib.pyplot as plt
192 fig, ax = plt.subplots()
193 ax.set_aspect('equal')
194 de.plot(ax=ax, color='white', edgecolor='black')
195 buses[bus_abroad].plot(ax=ax, marker='o', color='red', markersize=5)
196 """
197 # Match production capacities to Netzentwicklungsplan 2030 (2019, 2. Entwurf)
198 scenario B 2030
199 power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'lignite', 1.022)
200 power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'coal', 0.891)
201 power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'gas', 1.051)
202 power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'oil', 2.400)
203 power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'other_non_renewable', 1.708)
204 power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'pumped_storage', 0.913)
205 power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'wind_onshore', 0.918)
206 power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'wind_offshore', 0.919)
207 power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'solar', 1.524)
208 power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'biomass', 0.714)
209 power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'run_of_river', 1.333)
210
211 marginal_cost_to_nep_2019(network, bus_germany, 'oil', 0.836)
212 marginal_cost_to_nep_2019(network, bus_germany, 'gas', 0.819)
213 marginal_cost_to_nep_2019(network, bus_germany, 'coal', 0.918)
214 marginal_cost_to_nep_2019(network, bus_germany, 'lignite', 1.199)
215
216 """
217 check sum of production capacities:
218 network.generators.p_nom[
219     (network.generators.bus.isin(bus_germany)) & (network.generators.carrier == '
220     solar')].sum()
221 """
222
223 return centroid

```

```

220
221 def network_preparation_inactive(timestamps, available_vehicle_data, centroid):
222     """
223     Prepare network operations with inactive vehicles
224
225     :param timestamps: timestamps from existing grid simulation
226     :param available_vehicle_data: available vehicles with inactive vehicles from DLR
227     Tool CURRENT
228     :param centroid: centroid data
229     :return: collection of timestamps for every centroid with different vehicle segments
230     for inactive vehicles in V2G
231     and inactive vehicles leaving V2g
232     """
233     timestamps = timestamps.copy() # get timestamps from network data
234     timestamps_connected = pd.DataFrame([(x, y) for x, y in zip(timestamps, [timestamps[x
235         ].weekday() + 1
236
237         for x in range(len(
238             timestamps))] )],
239         columns=['Timestamp', 'Weekday']) # find weekday
240         for timestamp
241
242     segments = available_vehicle_data.segment.unique() # get vehicle segments
243
244     # create timestamps for inactive vehicles to evaluate how many inactive vehicles are
245     # connected to the grid
246     # in every snapshot in Germany (only vehicles with a parkingplace at home are
247     # considered here)
248     for i in segments:
249         timestamps_connected['connected_i_' + i] = [int(available_vehicle_data[
250             (available_vehicle_data.
251                 scenario == args['
252                 scn_name'] +
253                 args['scn_variation']) &
254                 (available_vehicle_data.
255                     active == False) &
256                 (available_vehicle_data.
257                     parkingplace_home ==
258                     True) &
259                 (available_vehicle_data.
260                     segment == i) &
261                 (available_vehicle_data.
262                     weekday == j)].iloc[:,
263                     5])
264             for j in timestamps_connected.Weekday
265             ]
266
267     # calculate number of vehicles on every centroid for every timestamp
268     timestamp_connected_coll = {} # create dictionary timestamp collection
269     for i in range(len(centroid.share)):
270         a = pd.DataFrame([round(timestamps_connected['connected_i_' + j] * centroid.share
271             [i]) for j in segments]).T
272         a.index = pd.to_datetime(timestamps_connected.Timestamp)
273         timestamp_connected_coll['connected_i_c' + str(centroid.id[i])] = a
274
275     # create timestamps for vehicle departures
276     timestamps_end = pd.DataFrame(0, index=timestamps_connected.index, columns=
277         timestamps_connected.columns)
278     timestamps_end.Timestamp = timestamps_connected.Timestamp
279     timestamps_end.Weekday = timestamps_connected.Weekday
280
281     for i in segments:
282         timestamps_end['end_i_' + i] = 0

```

```

264     for j in range(len(timestamps_end['Timestamp']) - 1):
265         if timestamps_connected['connected_i_' + i][j] - timestamps_connected['
            connected_i_' + i][j + 1] < 0:
266             timestamps_end['end_i_' + i][j + 1] = 0
267         else:
268             timestamps_end['end_i_' + i][j + 1] = timestamps_connected['connected_i_'
                + i][j] - \
269                                     timestamps_connected['connected_i_' + i
                    ][j + 1]
270
271     # calculate number of vehicle departures on every centroid for every timestamp
272     timestamp_end_coll = {} # create dictionary timestamp collection
273     for i in range(len(centroid.share)):
274         a = pd.DataFrame([round(timestamps_end['end_i_' + j] * centroid.share[i]) for j
            in segments]).T
275         a.index = pd.to_datetime(timestamps_end.Timestamp)
276         timestamp_end_coll['end_i_c' + str(centroid.id[i])] = a
277
278     return timestamp_connected_coll, timestamp_end_coll, segments
279
280
281 def network_preparation_active(timestamps, active_vehicle_data, available_vehicle_data,
    centroid):
282     """
283     prepare network operations with active vehicles
284     :param timestamps: timestamps from existing grid simulation
285     :param active_vehicle_data: behavior of inactive vehicles from DLR Tool CURRENT
286     :param available_vehicle_data: available vehicles with quantity of active vehicles
        from DLR Tool CURRENT
287     :param centroid: centroid data
288     :return: collection of timestamps for every centroid with different vehicle segments
        for active vehicles in V2G
        and active vehicles leaving V2g
289     """
290
291     segments = active_vehicle_data.segment.unique() # get vehicle segments
292
293     timestamps = timestamps # get timestamps from network data
294     timestamps_start = pd.DataFrame([(x, y) for x, y in zip(timestamps, [timestamps[x].
        weekday() + 1
295
296                                     for x in range(
                                            len(
                                                timestamps))
                                            ])],
297                                     columns=['Timestamp', 'Weekday']) # find weekday for
        timestamp
298
299     timestamps_end = timestamps_start.copy() # create dataframe for vehicles leaving v2g
300     timestamps_p_set = timestamps_start.copy() # create dataframe for uncontrolled
        charging and charging up to soc_min
301     timestamps_connected = timestamps_start.copy() # create dataframe with number of
        vehicles connected to the grid
302
303     # find vehicles connected to the grid at first timestamp
304     connected_vehicles = {}
305     for i in segments:
306         connected_vehicles['quantity_v2g_socmin_' + i] = available_vehicle_data.
            quantity_v2g_socmin[
307             (available_vehicle_data.scenario == args['scn_name'] + args['scn_variation'])
                &
308             (available_vehicle_data.active == True) &
309             (available_vehicle_data.segment == i) &

```

```

310         (available_vehicle_data.weekday == timestamps.weekday[0])).sum()
311
312     connected_vehicles['quantity_v2g_socother_' + i] = available_vehicle_data.
313         quantity_v2g_socother[
314         (available_vehicle_data.scenario == args['scn_name'] + args['scn_variation'])
315         &
316         (available_vehicle_data.active == True) &
317         (available_vehicle_data.segment == i) &
318         (available_vehicle_data.weekday == timestamps.weekday[0])).sum()
319
320 # find number of active vehicles in every timestamp
321 # create cols for following operations
322 for i in segments:
323     timestamps_start['start_socmin_' + i] = 0
324     timestamps_start['start_socother_' + i] = 0
325     timestamps_start['soc_other_' + i] = 0.0
326     timestamps_end['end_socmin_' + i] = 0
327     timestamps_end['end_socother_' + i] = 0
328     timestamps_p_set['charging_non_v2g_' + i] = 0.0
329     timestamps_p_set['charging_wo_v2g_' + i] = 0.0
330     timestamps_p_set['charging_w_v2g_' + i] = 0.0
331     timestamps_connected['connected_a_socmin_' + i] = 0
332     timestamps_connected['connected_a_socother_' + i] = 0
333
334 # find vehicle data for timestamps from imported network
335 for j in range(len(timestamps_start)):
336     a = active_vehicle_data[
337         (active_vehicle_data.scenario == args['scn_name'] + args['scn_variation']
338         ) &
339         (active_vehicle_data.segment == i) &
340         (active_vehicle_data.weekday == timestamps_start.Weekday[j]) &
341         (active_vehicle_data.time == timestamps_start.Timestamp.dt.time[j])]
342
343     timestamps_start['start_socmin_' + i][j] = float(a.v2g_start_soc_min)
344     timestamps_start['start_socother_' + i][j] = float(a.v2g_start_soc_other)
345     timestamps_start['soc_other_' + i][j] = float(a.v2g_soc_other)
346     timestamps_end['end_socmin_' + i][j] = float(a.v2g_end_soc_min)
347     timestamps_end['end_socother_' + i][j] = float(a.v2g_end_soc_other)
348     timestamps_p_set['charging_non_v2g_' + i][j] = float(a.charging_non_v2g_kw)
349     timestamps_p_set['charging_wo_v2g_' + i][j] = float(a.charging_wo_v2g_kw)
350     timestamps_p_set['charging_w_v2g_' + i][j] = float(a.charging_w_v2g_kw)
351     if j > 0:
352         timestamps_connected['connected_a_socmin_' + i][j] = \
353             timestamps_connected['connected_a_socmin_' + i][j-1] + \
354             timestamps_start['start_socmin_' + i][j] - timestamps_end[
355             'end_socmin_' + i][j]
356
357         timestamps_connected['connected_a_socother_' + i][j] = \
358             timestamps_connected['connected_a_socother_' + i][j-1] + \
359             timestamps_start['start_socother_' + i][j] - timestamps_end[
360             'end_socother_' + i][j]
361     else:
362         timestamps_connected['connected_a_socmin_' + i][j] = connected_vehicles[
363             'quantity_v2g_socmin_' + i]
364         timestamps_connected['connected_a_socother_' + i][j] = connected_vehicles[
365             'quantity_v2g_socother_' + i]
366
367 timestamp_start_coll = {} # create dictionary timestamp collection of vehicle
368 starting v2g
369 timestamp_end_coll = {} # create dictionary timestamp collection of vehicles leaving
370 v2g

```

```

363 timestamp_p_set_coll = {} # create dictionary timestamp collection of chargingpower
364 timestamp_connected_coll = {} # create dictionary timestamp collection of v2g
    connected vehicles

365
366
367 # find number of vehicles in every centroid
368 for i in range(len(centroid.share)):
369     a = pd.DataFrame([round(timestamps_start['start_socmin_' + j] * centroid.share[i]
370                        ]) for j in segments]).T
371     b = pd.DataFrame([round(timestamps_start['start_socother_' + j] * centroid.share[
372                        i]) for j in segments]).T
373     c = pd.DataFrame([timestamps_start['soc_other_' + j] for j in segments]).T
374     d = pd.DataFrame([round(timestamps_end['end_socmin_' + j] * centroid.share[i])
375                        for j in segments]).T
376     e = pd.DataFrame([round(timestamps_end['end_socother_' + j] * centroid.share[i])
377                        for j in segments]).T
378     f = pd.DataFrame([timestamps_p_set['charging_non_v2g_' + j] * centroid.share[i]
379                        for j in segments]).T
380     g = pd.DataFrame([timestamps_p_set['charging_wo_v2g_' + j] * centroid.share[i]
381                        for j in segments]).T
382     h = pd.DataFrame([timestamps_p_set['charging_w_v2g_' + j] * centroid.share[i] for
383                        j in segments]).T
384     k = pd.DataFrame([round(timestamps_connected['connected_a_socmin_' + j] *
385                        centroid.share[i])
386                        for j in segments]).T
387     l = pd.DataFrame([round(timestamps_connected['connected_a_socother_' + j] *
388                        centroid.share[i])
389                        for j in segments]).T
390     a.index = pd.to_datetime(timestamps_start.Timestamp)
391     b.index = pd.to_datetime(timestamps_start.Timestamp)
392     c.index = pd.to_datetime(timestamps_start.Timestamp)
393     d.index = pd.to_datetime(timestamps_end.Timestamp)
394     e.index = pd.to_datetime(timestamps_end.Timestamp)
395     f.index = pd.to_datetime(timestamps_p_set.Timestamp)
396     g.index = pd.to_datetime(timestamps_p_set.Timestamp)
397     h.index = pd.to_datetime(timestamps_p_set.Timestamp)
398     k.index = pd.to_datetime(timestamps_connected.Timestamp)
399     l.index = pd.to_datetime(timestamps_connected.Timestamp)
400     timestamp_start_coll['start_socmin_c' + str(centroid.id[i])] = a
401     timestamp_start_coll['start_socother_c' + str(centroid.id[i])] = b
402     timestamp_start_coll['soc_other_c' + str(centroid.id[i])] = c
403     timestamp_end_coll['end_socmin_c' + str(centroid.id[i])] = d
404     timestamp_end_coll['end_socother_c' + str(centroid.id[i])] = e
405     timestamp_p_set_coll['charging_non_v2g_c' + str(centroid.id[i])] = f
406     timestamp_p_set_coll['charging_wo_v2g_c' + str(centroid.id[i])] = g
407     timestamp_p_set_coll['charging_w_v2g_c' + str(centroid.id[i])] = h
408     timestamp_connected_coll['connected_a_socmin_c' + str(centroid.id[i])] = k
409     timestamp_connected_coll['connected_a_socother_c' + str(centroid.id[i])] = l
410
411     return timestamp_start_coll, timestamp_end_coll, timestamp_p_set_coll,
412            timestamp_connected_coll

413
414 def eval_param_in_centroid(centroid, timestamp_coll, segments, vehicle_data,
415                            vehicle_parameter, name, factor):
416     """
417     Calculates energy or power depending on vehicle parameter and connected vehicles on
418     every centroid.
419
420     :param centroid: centroid dataframe from previous calculations
421     :param timestamp_coll: Dictionary with collection of timestamps for every centroid
422     from previous calculations

```

```

411 :param segments: array with vehicle segments from previous calculations
412 :param vehicle_data: array with vehicle_data for each segment
413 :param vehicle_parameter: vehicle parameter for considered vehicles imported from
      database before
414 :param name: name for PyPSA component. Is beeing extended with centroid id
415 :param factor: factor if necessary, otherwise choose 1
416 :return: dictionary with calculated parameters for every timestamp in every centroid
417 """
418
419 # calculate parameter for every timestamp in every centroid depending on nr. of
      vehicles and parameter
420 param_coll = {}
421 for i in range(len(centroid.id)):
422     a = pd.DataFrame([timestamp_coll['c' + str(centroid.id[i])][segments[j]] *
423                      float(vehicle_parameter[vehicle_data.segment == segments[j]]) *
424                      factor * 10 ** -3
425                      for j in range(len(segments))]).T
426     param_coll[name + str(centroid.id[i])] = a # fill dictionary with values
427
428 # find max value for chosen parameter for every centroid in every timestamp and
      centroid
429 max_param = {name + str(centroid.id[i]): max(param_coll[name + str(centroid.id[i])].
      sum(axis=1))
430              for i in range(len(centroid.id))}
431
432 # calculate percentage for chosen parameter for every centroid in every timestamp and
      centroid
433 perc = {name + str(centroid.id[i]): param_coll[name + str(centroid.id[i])].sum(axis
      =1) /
434         max_param[name + str(centroid.id[i])]}
435     for i in range(len(centroid.id))}
436
437 return max_param, perc
438
439
440 def min_energy(centroid, timestamp_coll, max_coll, segments, vehicle_data, name, args):
441     """
442     calculate minimum energy in store in percent for each snapshot relative to maximum
      value over all snapshots.
443     Considering charging power and time for charging before vehicle departure
444
445     :param centroid: centroid dataframe from previous calculations
446     :param timestamp_coll: Dictionaray with vehicle departures for timestamps and
      centroid
447     :param max_coll: max energy capacity for every snapshot from previous calculations
448     :param segments: array with vehicle segments from previous calculations
449     :param vehicle_data: vehicle data for considered vehicles imported from database
      before
450     :param name: name for PyPSA component. Is beeing extended with centroid id
451     :param args: args for Szenario
452     :return:
453     """
454     # create new col with time to charge vehicle from socmin to socmax
455     vehicle_data['time_to_charge'] = (vehicle_data.capacity * (args['soc_max'] - args['
      soc_min']))) / \
456         vehicle_data.ac_chargingpower
457
458 # create copy of datastructure and fill it with 0
459 e_min_coll = {}
460 timestamp_coll = timestamp_coll.copy()
461 for i in range(len(centroid.id)):

```

```

462     e_min_coll[name + str(centroid.id[i])] = timestamp_coll['c' + str(centroid.id[i])
463         ].mask(
464         timestamp_coll['c' + str(centroid.id[i])].notnull())
465     e_min_coll[name + str(centroid.id[i])] = e_min_coll[name + str(centroid.id[i])].
466         fillna(0)
467
468     for i in range(len(centroid.id)):
469         for j in segments:
470             for k in reversed(timestamp_coll['c' + str(centroid.id[i])].index):
471                 if timestamp_coll['c' + str(centroid.id[i])][j][k] > 0:
472                     for l in range(1, int(vehicle_data.time_to_charge[vehicle_data.
473                         segment == j]) + 1):
474                         if l < float(vehicle_data.time_to_charge[vehicle_data.segment ==
475                             j]) and \
476                             pd.Series(k - datetime.timedelta(hours=1)).isin(
477                                 e_min_coll[name + str(centroid.id[i])][j].index)[0]:
478                             # calculate charging behavior before departure (considering
479                                 chargingpower)
480                             e_min_coll[name + str(centroid.id[i])][j][k - datetime.
481                                 timedelta(hours=1)] = \
482                                 e_min_coll[name + str(centroid.id[i])][j][
483                                     k - datetime.timedelta(hours=1)] + \
484                                 timestamp_coll['c' + str(centroid.id[i])][j][k] * \
485                                 (float(vehicle_data.capacity[vehicle_data.segment == j])
486                                 *
487                                 (args['soc_max'] - args['soc_min']) -
488                                 float(vehicle_data.ac_chargingpower[vehicle_data.segment
489                                     == j]) * 1) * 10 ** -3
490                             else:
491                                 pass
492                                 # timestamp_coll['inactive_c1']['inactive_groß'][1] = 20
493
494                     else:
495                         e_min_coll[name + str(centroid.id[i])][j][k] = \
496                             e_min_coll[name + str(centroid.id[i])][j][k]
497
498     # calculate percentage for chosen parameter for every centroid in every timestamp and
499     centroid
500     e_min_pu_c = {name + str(centroid.id[i]): e_min_coll[name + str(centroid.id[i])].sum(
501         axis=1) /
502                 max_coll[name + str(centroid.id[i])]}
503     for i in range(len(centroid.id)):
504
505     return e_min_pu_c
506
507 # import network from csv-folder
508 network = pypsa.Network(csv_folder_name=args['csv_import'])
509
510 # import vehicle_parameter from db and filter for scenario
511 schema = 'vehicles'
512 table = 'vehicle_parameter_2030'
513 vehicle_param = import_data(args['db_name'], args['db_host'], args['db_user'], args['
514     db_password'], schema, table)
515 vehicle_param = vehicle_param[vehicle_param.scn_name == args['scn_name']]
516 vehicle_param_all = vehicle_param[vehicle_param.vehicles == 'all']
517 vehicle_param_v2g = vehicle_param[vehicle_param.vehicles == 'v2g']
518
519 # import inactive vehicles from db
520 schema = 'vehicles'
521 table = 'available_vehicles'

```



```

512 available_vehicle = import_data(args['db_name'], args['db_host'], args['db_user'], args['
    db_password'], schema, table)
513
514 # import active vehicles from db
515 schema = 'vehicles'
516 table = 'active'
517 active_vehicles = import_data(args['db_name'], args['db_host'], args['db_user'], args['
    db_password'], schema, table)
518
519 # import centroids from db
520 schema = 'public'
521 table = 'bevschwerpunkte_pkw'
522 centroid = import_geodata(args['db_name'], args['db_host'], args['db_user'], args['
    db_password'], schema, table)
523
524 del schema, table, vehicle_param # remove variables
525
526 # edit imported data to find closest bus, distance and share of vehicles
527 centroid = edit_data(network, centroid)
528
529 # prepare network operations for active and inactive vehicles
530 timestamp_i_con_coll, timestamp_i_end_coll, segments = \
531     network_preparation_inactive(network.loads_t.q_set.index.copy(), available_vehicle,
    centroid)
532
533 timestamp_a_start_coll, timestamp_a_end_coll, timestamp_p_set_coll, timestamp_a_con_coll
    = \
534     network_preparation_active(network.loads_t.q_set.index.copy(), active_vehicles,
    available_vehicle, centroid)
535
536 """BUS: Add PyPSA component Bus for every centroid to the grid."""
537 # extend network with buses
538 bus_name = 5000
539
540 # Add Carrier V2G
541 # network.add("Carrier", name="V2G", co2_emissions=0)
542
543 for i in range(len(centroid.id)):
544     network.add("Bus", name=bus_name + centroid.id[i], v_nom=380,
545                 x=centroid.MEAN_X[i], y=centroid.MEAN_Y[i])
546
547 """STORE: Add PyPSA component Store to the bus of every centroid to simulate v2g of
    vehicles connected to the grid.
548 The maximum energy capacity for every timestamp is defined by v2g vehicles connected to
    the grid
549 The minimum energy capacity for every timestamp is defined by v2g vehicles leaving v2g. (
    time to charge from socmin to
550 socmax is considered
551 """
552 store_name = 4000
553 name_capacity = 'e_c'
554 e_max_c, e_max_pu_c = {}, {}
555 e_min_c, e_min_pu_c = {}, {}
556 factor = args['soc_max'] - args['soc_min'] # only a part of the battery is used vor V2G
557
558
559 # sum up all connected vehicles in each snapshot and each centroid
560 connected_vehicles = {}
561 for i in range(len(centroid.id)):
562     a = pd.DataFrame(
563         [timestamp_a_con_coll['connected_a_socmin_c' + str(centroid.id[i])][',
            connected_a_socmin_' + j] + \

```

```

564         timestamp_a_con_coll['connected_a_socother_c' + str(centroid.id[i])][ '
           connected_a_socother_' + j] + \
565         timestamp_i_con_coll['connected_i_c' + str(centroid.id[i])][ 'connected_i_' + j]
           for j in segments]).T
566
567     a.columns = segments
568
569     connected_vehicles['c' + str(centroid.id[i])] = a
570
571 # sum up all vehicles leaving V2G in each snapshot and each centroid
572 leaving_vehicles = {}
573 for i in range(len(centroid.id)):
574     a = pd.DataFrame(
575         [timestamp_a_end_coll['end_socmin_c' + str(centroid.id[i])][ 'end_socmin_' + j] +
           \
576         timestamp_a_end_coll['end_socother_c' + str(centroid.id[i])][ 'end_socother_' + j
           ] + \
577         timestamp_i_end_coll['end_i_c' + str(centroid.id[i])][ 'end_i_' + j] for j in
           segments]).T
578
579     a.columns = segments
580
581     leaving_vehicles['c' + str(centroid.id[i])] = a
582
583 # find max of energycapacity for every centroid and calculate percentage of e_nom in
every snapshot and centroid
584 e_max_c, e_max_pu_c = eval_param_in_centroid(centroid, connected_vehicles, segments,
585                                             vehicle_param_v2g,
586                                             vehicle_param_v2g.capacity, name_capacity,
587                                             factor)
588
589 e_min_pu_c = min_energy(centroid, leaving_vehicles, e_max_c, segments, vehicle_param_v2g,
590                        name_capacity, args)
591
592 # create one Store at every centroids bus
593 for i in range(len(centroid.id)):
594     network.add("Store", name=store_name + centroid.id[i], bus=bus_name + centroid.id[i],
595                e_cyclic=True,
596                e_nom=e_max_c[name_capacity + str(centroid.id[i])])
597
598 # set max capacity for each centroid in each snapshot
599 for i in range(len(centroid.id)):
600     network.stores_t.e_max_pu[store_name + centroid.id[i]] = e_max_pu_c[name_capacity +
601                                str(centroid.id[i])]
602
603 # set min capacity for each centroid in each snapshot defined by departure of vehicles
604 for i in range(len(centroid.id)):
605     network.stores_t.e_min_pu[store_name + centroid.id[i]] = e_min_pu_c[name_capacity +
606                                str(centroid.id[i])]
607
608 """LOAD: connect a load to every centroid to simulate vehicles without v2g functionality
609 and vehicles with
610 time for charging > = time for parking. Furthermore the loss of energy in Store is taken
611 into account when a vehicle
612 leaves v2g. Load is used for following usecases:
613 uncontrolled charging of vehicles without v2g opportunity
614 uncontrolled charging of vehicles with v2g but time_to_charge > time_connected (
615 fastcharging)
616 uncontrolled charging of vehicles charging to socmin
617 vehicles (active and inactive) leaving v2g
618 """
619 load_name = 3000

```

```

611 name_power = 'p_c'
612 p_max_c, p_pu_c = {}, {}
613 p_set_departure_coll = {}
614 p_set_coll = {}
615 factor = 1
616
617 # find max of power for vehicles using v2g in every centroid and calculate percentage of
    p_nom in every snapshot
618 a_i_end = {}
619 p_set_end_coll = {}
620 p_set_coll = {}
621 for i in range(len(centroid.id)):
622     a = pd.DataFrame(
623         [(timestamp_i_end_coll['end_i_c' + str(centroid.id[i])][ 'end_i_' + j] +
624          timestamp_a_end_coll['end_socmin_c' + str(centroid.id[i])][ 'end_socmin_' + j] +
625          timestamp_a_end_coll['end_socother_c' + str(centroid.id[i])][ 'end_socother_' + j
626          ])
627          for j in segments]).T
628     a.columns = segments
629     a_i_end['c' + str(centroid.id[i])] = a
630
631 p_max_end_c, p_pu_end_c = eval_param_in_centroid(centroid, a_i_end, segments,
632     vehicle_param_v2g,
633     vehicle_param_v2g.ac_chargingpower,
634     name_power, factor)
635
636 # calculate p_set [MW] for every centroid for vehicles leaving v2g
637 for i in range(len(centroid.id)):
638     a = pd.DataFrame([p_pu_end_c[name_power + str(centroid.id[i])] * p_max_end_c[
639         name_power + str(centroid.id[i])]).T
640     p_set_end_coll[name_power + str(centroid.id[i])] = a
641
642 # calculate sum of p_set from vehicles leaving and charging
643 for i in range(len(centroid.id)):
644     a = p_set_end_coll[name_power + str(centroid.id[i])][0] + \
645         timestamp_p_set_coll['charging_non_v2g_c' + str(centroid.id[i])].sum(axis=1) *
646         10**-3 + \
647         timestamp_p_set_coll['charging_wo_v2g_c' + str(centroid.id[i])].sum(axis=1) *
648         10**-3 + \
649         timestamp_p_set_coll['charging_w_v2g_c' + str(centroid.id[i])].sum(axis=1) *
650         10**-3
651     p_set_coll[name_power + str(centroid.id[i])] = a
652
653 # extend network with loads for every centroid
654 [network.add("Load", name=load_name + centroid.id[i], bus=bus_name + centroid.id[i]) for
655 i in range(len(centroid.id))]
656
657 # Paste p_set
658 for i in range(len(centroid.id)):
659     network.loads_t.p_set[load_name + centroid.id[i]] = p_set_coll[name_power + str(
660         centroid.id[i])]
661
662 """ GENERATOR: consideration of energy in vehicle battery if vehicles are connected with
663 soc > soc_min
664 """
665 generator_name = 6000
666 name_power = 'p_c'
667 gen_p_set = {}
668

```

```

661 # p_set * 1h = [n of vehicles starting] * [batterycapacity] * ([average_soc] - [soc_min])
        ; p_set in MW
662 for i in range(len(centroid.id)):
663     a = pd.DataFrame([
664         timestamp_a_start_coll['start_socother_c' + str(centroid.id[i])] ['start_socother_
            ' + j] *
665         float(vehicle_param_v2g.capacity[vehicle_param_v2g.segment == j]) * 10**-3 *
666         (timestamp_a_start_coll['soc_other_c' + str(centroid.id[i])] ['soc_other_' + j] -
            args['soc_min'])
667         for j in segments]).T
668
669     gen_p_set[name_power + str(centroid.id[i])] = a.sum(axis=1)
670
671 [network.add("Generator", name=generator_name + centroid.id[i], bus=bus_name + centroid.
        id[i])
672 for i in range(len(centroid.id))]
673
674 # Paste p_set
675 for i in range(len(centroid.id)):
676     network.generators_t.p_set[generator_name + centroid.id[i]] = gen_p_set[name_power +
        str(centroid.id[i])]
677
678 ''' LINK0: connect network-bus to centroid-bus with PyPSA component Link.
679 Efficiency takes the loss of distribution grid and efficiency of charging into account.
680 p_nom describes the limit of active power over all snapshots which can pass through the
        link depending on max number
681 of vehicles and charging power of each segment attached to each bus.
682 p_pu describes the maximum power in each snapshot as percentage of p_nom'''
683
684 # calculate p_nom as limit of active power for each centroid in each snapshot and convert
        it to MW
685 link0_name = 1000
686 factor = 1
687 efficiency0 = args['efficiency_grid'] * args['efficiency_charge']
688
689 # calculate p_max from v2g.store
690 p_max_store_c, p_pu_store_c, p_max_uncontrolled_c, p_pu_uncontrolled_c = {}, {}, {}, {}
691 p_max_store_c, p_pu_store_c = eval_param_in_centroid(centroid, connected_vehicles,
        segments, vehicle_param_v2g,
692                                     vehicle_param_v2g.ac_chargingpower,
        name_power, factor)
693
694 # calculate p_max from vehicle charging uncontrolled
695 for i in range(len(centroid.id)):
696     a = timestamp_p_set_coll['charging_non_v2g_c' + str(centroid.id[i]).sum(axis=1) *
        10**-3 + \
697         timestamp_p_set_coll['charging_wo_v2g_c' + str(centroid.id[i]).sum(axis=1) *
        10**-3 + \
698         timestamp_p_set_coll['charging_w_v2g_c' + str(centroid.id[i]).sum(axis=1) *
        10**-3
699     p_max_uncontrolled_c[name_power + str(centroid.id[i])] = a.max()
700
701 # find p_max for Link0
702 p_max_link0 = {}
703 for i in range(len(centroid.id)):
704     p_max_link0[name_power + str(centroid.id[i])] = p_max_uncontrolled_c[name_power + str
        (centroid.id[i])] + \
705                                     p_max_store_c[name_power + str(
        centroid.id[i])]
706
707 #calculate p_pu
708 p_pu_link0 = {}

```

```

709 for i in range(len(centroid.id)):
710     a = pd.DataFrame([
711         (connected_vehicles['c' + str(centroid.id[i])][j] *
712          float(vehicle_param_v2g.ac_chargingpower[vehicle_param_v2g.segment == j]) *
713              10**-3) /
714         p_max_link0[name_power + str(centroid.id[i]) for j in segments]).T.sum(axis=1)
715     b = (timestamp_p_set_coll['charging_non_v2g_c' + str(centroid.id[i]).sum(axis=1) *
716         10**-3 +
717         timestamp_p_set_coll['charging_wo_v2g_c' + str(centroid.id[i]).sum(axis=1) *
718         10**-3 +
719         timestamp_p_set_coll['charging_w_v2g_c' + str(centroid.id[i]).sum(axis=1) *
720         10**-3) / \
721         p_max_link0[name_power + str(centroid.id[i])]
722     p_pu_link0[name_power + str(centroid.id[i])] = a+b
723
724 # add links from network-bus to centroid-bus
725 for i in range(len(centroid.id)):
726     network.add("Link", name=link0_name + centroid.id[i], bus0=centroid.bus_name[i], bus1
727         =bus_name + centroid.id[i],
728         efficiency=efficiency0, p_nom=p_max_link0[name_power + str(centroid.id[i]
729         )]))
730
731 # set max power for each centroid in each snapshot
732 for i in range(len(centroid.id)):
733     network.links_t.p_max_pu[link0_name + centroid.id[i]] = p_pu_link0[name_power + str(
734         centroid.id[i])]
735
736 '''LINK1: connect centroid-bus to network-bus with PyPSA component Link.
737 Name "from_c" describes links from centroid-bus to network-bus.
738 Efficiency takes the loss of distribution grid into account.
739 p_nom describes the limit of active power which can pass through the link depending on
740 max number of v2g-vehicles
741 offering energy to the grid.
742 p_pu describes the maximum power in each snapshot as percentage of p_nom'''
743 # add links from centroid-bus to network-bus
744 name_power = 'p_c'
745 link1_name = 2000
746 factor = 1
747 efficiency1 = args['efficiency_grid'] * args['efficiency_discharge'] * args['
748     efficiency_roundtrip']
749 marginal_cost = args['marginal_cost'] * (args['efficiency_discharge'] * args['
750     efficiency_roundtrip'])
751
752 for i in range(len(centroid.id)):
753     network.add("Link", name=link1_name + centroid.id[i], bus0=bus_name + centroid.id[i],
754         bus1=centroid.bus_name[i],
755         efficiency=efficiency1, p_nom=p_max_store_c[name_power + str(centroid.id[
756         i])],
757         marginal_cost=marginal_cost)
758
759 # set max power for each centroid in each snapshot
760 for i in range(len(centroid.id)):
761     network.links_t.p_max_pu[link1_name + centroid.id[i]] = p_pu_store_c[name_power + str
762         (centroid.id[i])]
763
764 """
765 Export csv network files """
766 network.export_to_csv_folder(args['csv_export'])

```

## G.2 Programm zur Gestaltung des Referenzszenarios

```

1 import pandas as pd
2 import geopandas as gpd
3 import numpy as np
4 import pypsa
5 import datetime
6
7 from sqlalchemy import create_engine
8 from scipy.spatial.distance import cdist
9 from shapely.geometry import Point
10 from geopy.distance import distance
11
12 args = {
13     'csv_import': '/home/user/scenario1/etrago_output/', # csv-folder with grid
14     'csv_export': '/home/user/scenario1/V2G/Output/', # csv-folder to export the
15     'export_centroids': False, # export updated centroid data to csv_folder with grid
16     'db_name': 'postgres', # name of database (db)
17     'db_user': 'postgres', # name of db user
18     'db_password': 'password', # password for db connection
19     'db_host': 'localhost', # hostname for db connection
20     'scn_name': 'max', # select vehicle scenario min or max
21     'efficiency_grid': 0.9415, # efficiency of distribution grid 1 equals 100%
22     'efficiency_charge': 1-0.0625, # efficiency while charging
23 }
24
25
26 # Funktionen
27 def import_data(db_name, db_host, db_user, db_password, schema, table):
28     """
29     import data from database
30
31     :param db_name: name of database
32     :param db_host: host of database
33     :param db_user: database user
34     :param db_password: password for database
35     :param schema: database schema
36     :param table: database table
37     :return: pandas dataframe with data from database
38     """
39     engine = create_engine('postgresql+psycopg2://' + db_user + ':' + db_password + '@' +
40         db_host + '/' + db_name)
41     sql_string = 'SELECT * FROM ' + schema + '.' + table
42     df = pd.read_sql(sql_string, engine)
43     return df
44
45 def import_geodata(db_name, db_host, db_user, db_password, schema, table):
46     """
47     import geodata from database
48
49     :param db_name: name of database
50     :param db_host: host of database
51     :param db_user: database user
52     :param db_password: password for database
53     :param schema: database schema
54     :param table: database table
55     :return: geopandas geodataframe with data from database
56     """

```

```

57 engine = create_engine('postgresql+psycopg2://' + db_user + ':' + db_password + '@' +
58 db_host + '/' + db_name)
59 sql_string = 'SELECT * FROM ' + schema + '.' + table
60 gdf = gpd.GeoDataFrame.from_postgis(sql_string, engine)
61 return gdf
62
63 def edit_data(network, centroid):
64     """
65     Edit imported centroid data. find closest bus and distance
66
67     :param network: PyPSA network
68     :param centroid: centroid dataframe
69     :return: edited centroid dataframe
70     """
71
72
73 def closest_point(geom_col1, geom_col2):
74     """
75     Find closest point for every point in col1 from all points in col2.
76
77     :param geom_col1: geoseries of points
78     :param geom_col2: geoseries of points
79     :return: closest point from col2 to every point from col1
80     """
81     a = np.array([[geom_col1.x, geom_col1.y]])
82     a = [(x, y) for x, y in zip(a[0], a[1])]
83     b = np.array([[geom_col2.x, geom_col2.y]])
84     b = [(x, y) for x, y in zip(b[0], b[1])]
85     c = [b[cdist([a[i]], b).argmin()] for i in range(len(a))]
86     return c
87
88 def match_name(geom_col1, geom_col2, name_col2):
89     """
90     Find name of every closest point
91
92     :param geom_col1: geoseries of points
93     :param geom_col2: geoseries of points
94     :param name_col2: series of names (same order as geom_col2)
95     :return: series of names matching closest point in col1
96     """
97     a = np.array([[geom_col1.x, geom_col1.y]])
98     a = np.array([(x, y) for x, y in zip(a[0], a[1])])
99     b = np.array([[geom_col2.x, geom_col2.y]])
100    b = np.array([(x, y, n) for x, y, n in zip(b[0], b[1], name_col2)])
101    c = np.array([b[cdist([a[i]], b[:, 0:2]).argmin()][2] for i in range(len(a))])
102    return c
103
104 def calculate_distance(col1, col2):
105     """
106     Calculate distance between two points for every pair from col1 col2
107
108     :param col1: geoseries of point A
109     :param col2: geoseries of point B
110     :return: distance between A and B in km
111     """
112     a = np.array([[col1.x, col1.y]])
113     a = [(x, y) for x, y in zip(a[0], a[1])]
114     b = np.array([[col2.x, col2.y]])
115     b = [(x, y) for x, y in zip(b[0], b[1])]
116     c = [distance(a[i], b[i]).km for i in range(len(col1))]
117     return c

```

```

118
119 def power_to_nep_2019(network, buses_in_germany, carrier, factor):
120     """
121     adopt the production capacities to match the new Netzentwicklungsplan NEP 2019
122     :param network: PyPSA Network container
123     :param buses_in_germany: buses in Germany
124     :param carrier: energy carrier (e.g. coal, gas, wind, solar)
125     :param factor: factor to scale production capacities
126     :return:
127     """
128     generator_name = list(network.generators.index[(network.generators.bus.isin(
129         buses_in_germany))
130         & (network.generators.carrier ==
131            carrier)])
132     network.generators.p_nom[generator_name] *= factor
133     try:
134         network.generators_t.p_set[generator_name] *= factor
135         print("Succesfully adjusted production capacity and active power of " +
136            carrier +
137            " to NEP2019 with factor = " + str(factor))
138     except Exception:
139         print("Succesfully adjusted production capacity of " + carrier + " to NEP2019
140            with factor = " + str(factor))
141
142
143 def marginal_cost_to_nep_2019(network, buses_in_germany, carrier, factor):
144     """
145     adopt the marginal price of carrier to match the new Netzentwicklungsplan NEP
146     2019
147     :param network: PyPSA Network container
148     :param buses_in_germany: buses in Germany
149     :param carrier: energy carrier (e.g. coal, gas, wind, solar)
150     :param factor: factor to scale production capacities
151     :return::
152     """
153     generator_name = list(network.generators.index[(network.generators.bus.isin(
154         buses_in_germany))
155         & (network.generators.carrier ==
156            carrier)])
157     network.generators.marginal_cost[generator_name] *= factor
158     print("Succesfully adjusted marginal cost of " + carrier + " to NEP2019 with
159        factor = " + str(factor))
160
161     # assign buses to centroids
162     buses = network.buses.copy() # buses from PyPSA network
163     buses = gpd.GeoDataFrame(buses, geometry=gpd.points_from_xy(buses.x, buses.y))
164
165     bus_coor = closest_point(centroid.geom, buses.geometry) # find coordinates of
166        closest bus for each centroid
167     bus_coor = gpd.GeoSeries([Point(bus_coor[i][0], bus_coor[i][1])
168        for i in range(len(bus_coor))]) # convert to GeoSeries
169     centroid['bus_name'] = match_name(bus_coor, buses.geometry, buses.index) # find name
170        of closest bus
171     centroid['distance'] = calculate_distance(centroid.geom, bus_coor) # calculate
172        distance to closest bus
173     centroid['share'] = pd.Series([centroid.pkw_bestand[i] / centroid.pkw_bestand.sum()
174        for i in range(len(centroid.pkw_bestand))]) #
175        calculate share of every centroid
176
177     if args['export_centroids']:

```



```

167     gpd.GeoDataFrame.to_csv(centroid, args['csv_import'] + '/centroids.csv') #
        export data to csv_folder
168
169     # import world_data and select map of Germany
170     world = gpd.read_file(gpd.datasets.get_path('naturalearth_lowres'))
171     de = world[world.name == "Germany"]
172     # Scale Germany with factor 1.05 to avoid inaccuracies of downloaded map
173     de.geometry = de.geometry.scale(xfact=1.05, yfact=1.05, origin='center')
174     # find buses in Germany
175     bus_germany = pd.DataFrame([(de.contains(buses.geometry[i]) for i in range(len(buses.
        geometry)))] [121]
176     bus_germany.index = buses.index
177     bus_germany = list(buses.index[bus_germany]) # list of buses located in germany
178     # find buses outside of Germany
179     bus_abroad = bus_germany == False
180     b2 = buses.index[bus_abroad]
181
182     """plot buses to check the result:
183     import matplotlib.pyplot as plt
184     fig, ax = plt.subplots()
185     ax.set_aspect('equal')
186     de.plot(ax=ax, color='white', edgecolor='black')
187     buses[bus_abroad].plot(ax=ax, marker='o', color='red', markersize=5)
188     """
189     # Match production capacities to Netzentwicklungsplan 2030 (2019, 2. Entwurf)
        scenario B 2030
190     power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'lignite', 1.022)
191     power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'coal', 0.891)
192     power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'gas', 1.051)
193     power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'oil', 2.400)
194     power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'other_non_renewable', 1.708)
195     power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'pumped_storage', 0.913)
196     power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'wind_onshore', 0.918)
197     power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'wind_offshore', 0.919)
198     power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'solar', 1.524)
199     power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'biomass', 0.714)
200     power_to_nep_2019(network, bus_germany, 'run_of_river', 1.333)
201
202     marginal_cost_to_nep_2019(network, bus_germany, 'oil', 0.836)
203     marginal_cost_to_nep_2019(network, bus_germany, 'gas', 0.819)
204     marginal_cost_to_nep_2019(network, bus_germany, 'coal', 0.918)
205     marginal_cost_to_nep_2019(network, bus_germany, 'lignite', 1.199)
206
207     """
208     check sum of production capacities:
209     network.generators.p_nom[
210         (network.generators.bus.isin(bus_germany)) & (network.generators.carrier == '
        solar')].sum()
211     """
212
213     return centroid
214
215 # import network from csv-folder
216 network = pypsa.Network(csv_folder_name=args['csv_import'])
217
218 # import reference scenario from db
219 schema = 'vehicles'
220 table = 'reference'
221 charging = import_data(args['db_name'], args['db_host'], args['db_user'], args['
        db_password'], schema, table)
222
223 # import centroids from db

```

```

224 schema = 'public'
225 table = 'bevschwerpunkte_pkw'
226 centroid = import_geodata(args['db_name'], args['db_host'], args['db_user'], args[
    db_password'], schema, table)
227
228 del schema, table # remove variables
229
230 # edit imported data to find closest bus, distance and share of vehicles
231 centroid = edit_data(network, centroid)
232
233 # prepare network operations for reference_scenario
234 timestamps = network.loads_t.p_set.index.copy() # get timestamps from network data
235 timestamps = pd.DataFrame([(x, y) for x, y in zip(timestamps, [timestamps[x].weekday() +
    1
236                                     for x in range(len(
    timestamps))])],
237                          columns=['Timestamp', 'Weekday']) # find weekday for timestamp
238
239 segments = charging.segment.unique() # get vehicle segments
240
241 # create timestamps for vehicles to evaluate how much power is drawn from the grid
242 # in every snapshot in Germany
243 for i in segments:
244     timestamps[i] = 0
245     for j in range(len(timestamps)):
246         a = charging[
247             (charging.scenario == args['scn_name']) &
248             (charging.segment == i) &
249             (charging.weekday == timestamps.Weekday[j]) &
250             (charging.time == timestamps.Timestamp.dt.time[j])]
251
252         timestamps[i][j] = float(a.uncontrolled_charging_kw) * 10**-3
253
254 # create a collection of timestamps in centroids
255 timestamp_coll = {}
256 for i in range(len(centroid.share)):
257     a = pd.DataFrame([timestamps[j] * centroid.share[i] for j in segments]).T
258     a.index = pd.to_datetime(timestamps.Timestamp)
259     timestamp_coll['c' + str(centroid.id[i])] = a
260
261
262 """BUS: Add PyPSA component Bus for every centroid to the grid."""
263 # extend network with buses
264 bus_name = 5000
265
266 # Add Carrier V2G
267 # network.add("Carrier", name="V2G", co2_emissions=0)
268
269 for i in range(len(centroid.id)):
270     network.add("Bus", name=bus_name + centroid.id[i], v_nom=380,
271               x=centroid.MEAN_X[i], y=centroid.MEAN_Y[i])
272
273 """LOAD: connect a load to every centroid to simulate uncontrolled charging in reference
    scenario
274 """
275 load_name = 3000
276
277 # extend network with loads for every centroid
278 [network.add("Load", name=load_name + centroid.id[i], bus=bus_name + centroid.id[i]) for
    i in range(len(centroid.id))]
279
280 # Paste p_set

```

```

281 for i in range(len(centroid.id)):
282     network.loads_t.p_set[load_name + centroid.id[i]] = timestamp_coll['c' + str(centroid
        .id[i])].sum(axis=1)
283
284
285 ''' LINK0: connect network-bus to centroid-bus with PyPSA component Link.
286 Efficiency takes the loss of distribution grid and efficiency of charging into account.
287 p_nom describes the limit of active power over all snapshots which can pass through the
        link depending on max number
288 of vehicles and charging power of each segment attached to each bus.
289 p_pu describes the maximum power in each snapshot as percentage of p_nom'''
290
291 # calculate p_nom as limit of active power for each centroid in each snapshot and convert
        it to MW
292 link0_name = 1000
293 efficiency = args['efficiency_grid'] * args['efficiency_charge']
294
295 p_max = {}
296 p_pu = {}
297 for i in range(len(centroid.id)):
298     p_max['c' + str(centroid.id[i])] = timestamp_coll['c' + str(centroid.id[i])].sum(axis
        =1).max()
299     p_pu['c' + str(centroid.id[i])] = timestamp_coll['c' + str(centroid.id[i])].sum(axis
        =1) / \
300                                     p_max['c' + str(centroid.id[i])]
301
302 # add links from network-bus to centroid-bus
303 for i in range(len(centroid.id)):
304     network.add("Link", name=link0_name + centroid.id[i], bus0=centroid.bus_name[i], bus1
        =bus_name + centroid.id[i],
305                 efficiency=efficiency, p_nom=p_max['c' + str(centroid.id[i])])
306
307 # set max power for each centroid in each snapshot
308 for i in range(len(centroid.id)):
309     network.links_t.p_max_pu[link0_name + centroid.id[i]] = p_pu['c' + str(centroid.id[i]
        )]
310
311 """
312 Export csv network files """
313 network.export_to_csv_folder(args['csv_export'])

```