

Andre Leippi  
Felix Otteny  
Melina Zernickel  
Anna-Lena Klingler

# Power Transfer Vehicle-to-Home (V2H)

Einsatz extern geladener bidirektionaler  
Elektrofahrzeuge und Ladeinfra-  
struktur in Wohngebieten

Eine simulationsbasierte  
Potenzialanalyse

Hrsg.: Wilhelm Bauer, Oliver Riedel,  
Katharina Hölzle, Daniel Stetter





# Einsatz extern geladener bidirektionaler Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur in Wohngebieten

## Eine simulationsbasierte Potenzialanalyse

**Andre Leippi, Felix Otteny, Melina Zernickel, Dr. Anna-Lena Klingler**

Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO in Stuttgart

in Kooperation mit dem Institut für Arbeitswissenschaft und Technologiemanagement IAT  
der Universität Stuttgart

Februar 2024

Gefördert durch die Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg

# Inhalt

<b>Executive Summary</b> .....	<b>4</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>5</b>
1.1 Ausgangssituation .....	5
1.2 Zielsetzung .....	6
<b>2 State-of-the-Art - Elektromobilität und bidirektionales Laden in Deutschland</b> .....	<b>7</b>
2.1 Vehicle-to-Everything Anwendungen .....	7
2.1.1 Vehicle-to-Load .....	7
2.1.2 Vehicle-to-Home .....	8
2.1.3 Vehicle-to-Building .....	8
2.1.4 Vehicle-to-Grid .....	9
2.2 Marktsituation der Elektromobilität und Ladeinfrastruktur .....	10
2.2.1 Aktuelle Marktlage der Elektrofahrzeuge .....	10
2.2.2 Aktuelle Marktlage der Ladeinfrastruktur .....	14
2.2.3 V2X-fähige Wallboxen .....	17
2.2.4 Batteriedegradierung von Elektrofahrzeugen .....	19
2.2.5 Entwicklung von Strompreisen in Deutschland .....	20
2.3 Smart-Grid-Technologie .....	21
2.3.1 Internet of Things .....	21
2.3.2 Smart Grid System .....	21
2.3.3 Smart Meter Gateway .....	24
<b>3 Regulatorik des bidirektionalen Ladens</b> .....	<b>26</b>
3.1 Regulatorische Rahmenbedingungen .....	27
3.1.1 Ziele zum bidirektionalen Laden auf europäischer und nationaler Ebene .....	27
3.1.2 Definitionen .....	28
3.1.3 Netzanschluss .....	29
3.1.4 Doppelbelastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen .....	30
3.2 Umsetzungsmöglichkeiten .....	31
3.2.1 Teilnahme am Energiemarkt .....	31
3.2.2 Arbitragegeschäfte .....	32
3.2.3 Unternehmenskonzepte .....	32
3.3 Pilotprojekte .....	33
3.4 Zusammenfassung der regulatorischen Bedingungen .....	34
<b>4 Experteninterviews</b> .....	<b>38</b>
4.1 Leitfaden und Struktur des Interviews .....	38
4.1.1 Kategorie 1: Grundsätzliche Voraussetzungen für V2X-Applikationen .....	39
4.1.2 Kategorie 2: V2H-Anwendungen .....	39
4.1.3 Kategorie 3: V2G-Anwendungen .....	40
<b>5 Nutzerakzeptanzanalyse</b> .....	<b>42</b>
5.1 Vorbereitung der Onlinebefragung .....	42
5.2 Aufbau des Fragebogens und Datenerhebung im Feld .....	43
5.3 Ergebnisse der Onlinebefragung zu V2X-Anwendungen .....	43
<b>6 Simulation</b> .....	<b>54</b>
6.1 Optimierungsmodell .....	54
6.1.1 Systemübersicht .....	54
6.1.2 Allgemein .....	56
6.1.3 Elektrofahrzeug- und Batteriespeichermodellierung .....	57

6.1.4	Batteriedegradierungsmodell .....	58
6.2	Eingangsdaten .....	59
6.2.1	Mobilitäts- und Elektrofahrzeugdaten .....	59
6.2.2	Photovoltaik- und Wetterdaten .....	61
6.2.3	Kosten, Parameter und Annahmen .....	61
6.3	Untersuchungsszenarios- und Kontextdefinition .....	63
<b>7</b>	<b>Ergebnisse und Wirtschaftlichkeit.....</b>	<b>65</b>
7.1	Preissensitivitätsanalyse (PS-A) .....	65
7.2	PV-Investitionsanalyse (PV-IA) .....	68
7.3	BES-Investitionsanalyse (BES-IA) .....	71
7.4	PV-BES-Investitionsanalyse (PV-BES-IA).....	72
7.5	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	75
<b>8</b>	<b>Diskussion .....</b>	<b>77</b>
<b>9</b>	<b>Fazit.....</b>	<b>80</b>
	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>81</b>
	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>86</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>87</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>89</b>

Die vorliegende Studie "Power-Transfer-V2H" untersucht umfassend die Potenziale, Randbedingungen und Herausforderungen für die Anwendung von Vehicle-to-Home (V2H) in gemeinschaftlich genutzten, privaten Parkgaragen in einem Wohnquartier. Die Untersuchung erfolgt in mehreren Schritten, beginnend mit einer Literaturrecherche zur aktuellen Technik und Marktverfügbarkeit von bidirektionalen Fahrzeugen und Ladestationen. Regulatorische Anforderungen, ökonomische Rahmenbedingungen und technische Herausforderungen werden nach der Recherche mithilfe von Experteninterviews konkretisiert. Eine simulationsgestützte Analyse ermöglicht die Untersuchung von Ladebedarfen, Lastflüssen und Energieumsätzen in verschiedenen Szenarien. Die wirtschaftliche Bewertung sowie eine Nutzerakzeptanzanalyse zur Teilnahmebereitschaft an Vehicle-to-X (V2X) vervollständigen die Studie.

Die regulatorischen Aspekte zeigen, dass der rechtliche Rahmen für den Einsatz von V2H derzeit keine Hindernisse darstellt. Allerdings sind noch wirtschaftliche Hürden zu überwinden, insbesondere im Bereich der Tarifmodelle für Energieversorgung und Kommunikationsinfrastruktur. Die Ungleichbehandlung von bidirektionalen Elektrofahrzeugen im Vergleich zu stationären Batteriespeichern in Bezug auf die Strombesteuerung wurde als potenzielles Hindernis für eine breite Einführung identifiziert. Obwohl es Ankündigungen bezüglich bidirektionaler Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur gibt, ist die tatsächliche Produktion von serienreifen Modellen noch sehr begrenzt. Obwohl es Ankündigungen bezüglich bidirektionaler Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur gibt, ist die tatsächliche Produktion von serienreifen Modellen noch sehr begrenzt.

Die befragten Experten sehen die Notwendigkeit, die aktuellen Anreize und Rahmenbedingungen für die Einführung von V2X-Systemen zu optimieren. Der wirtschaftliche Aspekt richtet sich vor allem an die Netzbetreiber. Um einen höheren Nutzen zu erzielen, sind insbesondere Veränderungen in den Betreiberstrukturen des Strommarktes notwendig. Der Zugang zu flexiblen Tarifen und Preisstrukturen muss grundsätzlich ermöglicht werden. Die Nutzerakzeptanzanalyse zeigt, dass positive Aussagen zu V2X positiv mit höherem Einkommen korrelieren. Das Einkommen erweist sich als entscheidender Faktor für die Aufgeschlossenheit gegenüber der Elektromobilität und damit verbundenen innovativen Konzepten. Ein zentrales Nutzenversprechen von V2H ist die Optimierung der Haushaltsstromkosten. Laut den Umfrageergebnissen sollte die V2H-Anwendung idealerweise in Kombination mit einer Photovoltaik (PV) betrieben werden, um das volle Potenzial auszuschöpfen. Trotz der allgemein positiven Einstellung gegenüber V2X-Technologien bestehen wirtschaftliche Bedenken, insbesondere in Bezug auf die Degradierung von Elektrofahrzeugbatterien. Darüber hinaus bleibt die Reichweitenangst eine bedeutende Herausforderung, die potenzielle Nutzer davon abhalten könnte, sich für Elektrofahrzeuge und der Teilnahme an V2X-Anwendungen zu entscheiden.

Die Simulationsergebnisse der Potenzialanalyse liefern wertvolle Einblicke in die Wirtschaftlichkeit von V2H Anwendungen und die Integration von Elektrofahrzeugen als temporäre Batteriespeicher in Wohnquartieren. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit von V2H ist die Preisdifferenz zwischen dem Laden zu Hause und am Arbeitsplatz, wobei eine Preisschwelle von 5 – 10 ct/kWh identifiziert wurde, ab der V2H unter der Annahme einer Investition in die notwendige bidirektionale Ladeinfrastruktur, wirtschaftlich ist. Größere Elektrofahrzeugmodelle weisen im Vergleich zu kleineren Modellen eine höhere Rentabilität aufgrund ihrer höheren Batteriekapazität und Reichweite auf. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass der Betrieb eines Batteriespeichers unter den angenommenen Bedingungen nicht wirtschaftlich ist, da Elektrofahrzeuge Batteriespeicher effektiv ersetzen können. Die Integration von PV-Systemen in V2H-Umgebungen zeigt Synergiepotential, wobei eine effiziente Auslegung der PV-Systeme die Rentabilität und Leistungsfähigkeit der V2H-Systeme maßgeblich beeinflusst.

## 1.1 Ausgangssituation

Im Durchschnitt verbringt jeder Pkw etwa 23 Stunden am Tag im Ruhezustand. Elektrofahrzeuge erfüllen außerhalb des Ladevorgangs in dieser Zeit keine Funktion (Nobis & Kuhnimhof, 2018). Die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrssektors, insbesondere die prognostizierte Zunahme von Elektrofahrzeugen auf deutschen Straßen, stellt eine Herausforderung für das Stromnetz dar. Eine Möglichkeit, Elektrofahrzeuge erfolgreich in das Stromnetz zu integrieren, besteht darin, die teuren Batteriespeicher der Elektrofahrzeuge während der Ruhezeiten aktiv und netzdienlich in das öffentliche Stromnetz einzubinden. Durch die daraus resultierenden Einnahmen kann die wirtschaftliche Attraktivität von Elektrofahrzeugen mithilfe von Vehicle-to-Grid (V2G) gesteigert werden. Die V2G-Integration ermöglicht eine Reduzierung von Erzeugungsspitzen, eine Annäherung von Erzeugungs- und Lastkurven sowie die Minderung unvorteilhafter Fluktuationseffekte bei der Strombeschaffung.

Bisherige Überlegungen zu V2G-Anwendungen konzentrierten sich vor allem auf kurzzeitige Netzdienstleistungen im Bereich von Sekunden bis wenigen Minuten. Das Ziel war, die Netze bei Bedarf durch die Beteiligung einer Vielzahl von Elektrofahrzeugen mit minimaler individueller Belastung der Fahrzeugbatterie zu stabilisieren. Allerdings bleibt der monetäre Nutzen für die Fahrzeugbesitzer fraglich, da die Margen gering und die Energieumsätze pro Fahrzeug insgesamt niedrig sind (Köllner, 2022). Die häufige Nutzung der Batterie führt zu zusätzlichen Ladezyklen und somit zu einer Degradierung der Batterie. Außerdem entstehen Planungsunsicherheiten für die Nutzer, da die Batterie nicht nur aufgeladen, sondern auch entladen wird. Dies kann zu zusätzlichen Verfügbarkeitsproblemen für die Elektrofahrzeugbesitzer führen.

Derzeitige regulatorische Bestimmungen erlauben keine Rückspeisung von Strom in das allgemeine Versorgungsnetz, was eine zusätzliche Hürde darstellt. Eine alternative Anwendungsmöglichkeit bidirektionaler Lademöglichkeiten ist die Rückspeisung von Elektrofahrzeugen in private Hausnetze mittels Vehicle-to-Home (V2H). Der zunehmende Trend zu größeren Batterien in aktuellen und mittelfristig verfügbaren Neufahrzeugen sowie der mögliche Aufbau von Ladeinfrastrukturen durch Arbeitgeber schafft Potenziale für die lokale Spitzenlastunterstützung in Wohnquartieren durch V2H-Anwendungen. Dies könnte insbesondere für Mehrfamilienhäuser mit gemeinsamem Netzanschluss und Tiefgarage relevant sein. Wenn die Gesamtladeleistungen durch die zunehmende Verbreitung von Elektrofahrzeugen in Spitzenzeiten die lokalen Anschlussleistungen überschreiten, könnten Fahrzeuge mit externer Lademöglichkeit durch Rückspeisung höhere Ladeleistungen anderer Fahrzeuge im Wohnquartier ausgleichen. Hierbei wird Energie über eine bidirektionale Ladeinfrastruktur in das Hausnetz von Gebäuden eingespeist. Dadurch kann überschüssige Energie aus Photovoltaik (PV) am Mittag für den späteren Bedarf am Abend genutzt werden.

Die Umsetzung eines solchen Energietransfers erscheint technisch realisierbar und praktisch durchführbar, da die Energiebedarfe für typische tägliche Fahrstrecken in der Regel deutlich unter den verfügbaren Batteriekapazitäten der Pendler liegen. Im Gegensatz zu V2G-Anwendungen könnte hierbei eine erheblich größere Energiemenge übertragen werden, ohne dass sie ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Dies führt im Vergleich zu V2G-Anwendungen zu einem geringeren regulatorischen Aufwand und besseren Margen.

## 1.2 Zielsetzung

Die Studie hat zum Ziel, die Grundlage für die Anwendung von V2H-Technologien in Wohnquartieren zu schaffen. Dazu wird eine umfassende Untersuchung der Potenziale, Randbedingungen und Herausforderungen für V2H-Anwendungen in gemeinschaftlich genutzten privaten Parkhäusern in einem Wohnquartier durchgeführt. Dies umfasst die Erhebung des aktuellen Stands der Technik sowie der aktuellen und zukünftigen Marktverfügbarkeit von bidirektionalen Fahrzeugen und Ladestationen mittels Literaturrecherche. Diese Informationen werden in Verbindung mit regulatorischen Anforderungen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Rahmen einer Metaanalyse analysiert. Zusätzlich werden die Herausforderungen für den Einsatz der Technologie durch Experteninterviews konkretisiert. Nach Klärung der rechtlichen Hürden und Randbedingungen wird eine Nutzerakzeptanzanalyse im Rahmen einer repräsentativen Onlinebefragung durchgeführt. Die Ergebnisse der Befragung werden in dieser Studie ausführlich dargestellt und analysiert.

Dabei dienen die Ergebnisse aus der Literaturrecherche, den Experteninterviews und der Nutzerakzeptanzanalyse als Grundlage für die anschließende simulationsgestützte Potenzialanalyse. Simuliert und optimiert werden die technischen Potenziale eines Energietransfers von externen Lademöglichkeiten beim Arbeitgeber zur wirtschaftlichen Optimierung eines Wohnquartiers. Zur Analyse der Ladebedarfe, Lastflüsse und Energieumsätze wird ein Referenzszenario für ein Wohnquartier mit Elektrofahrzeugen simuliert. Im Anschluss erfolgt eine eingehende Untersuchung verschiedener Lade- und V2H-Szenarien. Besonderes Augenmerk wird auf die Analyse möglicher Synergieeffekte gelegt, insbesondere in Verbindung mit PV und/oder Batteriespeichern.

## 2 State-of-the-Art - Elektromobilität und bidirektionales Laden in Deutschland

In der aktuellen globalen Energieentwicklung spiegelt sich der steigende Bedarf an elektrischer Energie deutlich im privaten Mobilitätssektor in Deutschland wider. Laut Prognosen der International Energy Agency (IEA) wird der weltweite Bedarf an elektrischer Energie bis zum Jahr 2050 voraussichtlich auf bis zu 50% des gesamten Bruttoenergieverbrauchs pro Jahr ansteigen (International Energy Agency, 2022). Dieser anhaltende Trend manifestiert sich insbesondere in der Mobilitätsbranche. Immer mehr Fortbewegungsmittel setzen auf elektrische Antriebe und alternative Energiespeichersysteme wie Wasserstoff und Batterien.

Im Kontext dieser Entwicklung spielen Batteriespeichersysteme eine zentrale Rolle, da sie die in ihren Batterien gespeicherte Energie kurzfristig und standortunabhängig verfügbar machen. Die Flexibilität ist entscheidend für die Anpassungsfähigkeit des Energieversorgungssystems an die Bedürfnisse der Elektromobilität und ihre potenziellen Auswirkungen auf die Energieinfrastruktur. Die kommenden Jahre werden durch den Trend des bidirektionalen Ladens in der Elektromobilität geprägt sein. Sowohl Automobil- als auch Ladehardwarehersteller sowie politische Entscheidungsträger engagieren sich intensiv, um die Rahmenbedingungen für diese Technologie zu schaffen, die einen bedeutenden Beitrag zur Energiewende leisten kann.

### 2.1 Vehicle-to-Everything Anwendungen

Zunächst werden grundlegende Vehicle-to-Everything-Anwendungen (V2X) definiert, um einen umfassenden Überblick über die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten dieser Technologie zu geben. Diese Anwendungen dienen als Ausgangspunkt, um die verschiedenen Wege zu erforschen, auf denen die V2X-Kommunikation die Interaktion zwischen Fahrzeugen und ihrer Umgebung verändern kann. Durch die detaillierte Betrachtung dieser Basisanwendungen wird nicht nur die technologische Basis verständlich, sondern auch ein klarer Kontext für weitere Entwicklungen und Innovationen im Bereich der vernetzten Mobilität geschaffen.

#### 2.1.1 Vehicle-to-Load

##### ■ Definition

V2L steht für Vehicle-to-Load und beschreibt die Möglichkeit, die Batterie eines Elektrofahrzeugs zum Aufladen kleinerer elektronischer Geräte zu verwenden. Ursprünglich entstand diese Anwendung, um die in einem Elektrofahrzeug gespeicherte Energie als Notstromquelle während Stromausfällen zu nutzen.

##### ■ Anwendung

Eine weitere Anwendung von V2L findet sich in ländlichen Gebieten, die eine begrenzte Anbindung an das Stromnetz haben. V2L kann dazu beitragen, die Betriebsfähigkeit wichtiger elektronischer Geräte sicherzustellen, beispielsweise in Krankenhäusern, Forschungseinrichtungen oder beim Camping (Thompson & Perez, 2020). Darüber hinaus ermöglicht V2L eine Steigerung des Eigenverbrauchs von erzeugter Energie. In Kombination mit einer kleinen PV-Anlage kann dies die Energieunabhängigkeit von Elektrofahrzeugbesitzern erhöhen und die Stromrechnungskosten senken.

## 2.1.2 Vehicle-to-Home

### ■ Definition

V2H, oder Vehicle-to-Home, ist eine Anwendung von V2X, die sich auf die bidirektionale Ladefähigkeit von Elektrofahrzeugen in der Nähe eines individuellen Haushalts oder mehreren Gebäuden konzentriert. Das Elektrofahrzeug wird hierbei nicht nur als Fortbewegungsmittel genutzt, sondern auch als mobile Energiequelle für das Zuhause. Das Konzept von V2H ermöglicht Elektrofahrzeugen, Energie aus ihren Batterien ins Haus zu liefern, um beispielsweise das gesamte Haus mit Strom zu versorgen. Elektrofahrzeuge können in Zeiten mit hohem Energiebedarf im Haus oder bei Stromnetzausfällen als Notstromversorgung dienen. Gleichzeitig kann überschüssige Energie aus erneuerbaren Quellen, die das Fahrzeug durch externe Ladevorgänge aufnimmt, zurück ins Haus gespeist werden.

### ■ Anwendung

Die Anwendung V2H ist eine einfachere Variante von V2X, da sie sich auf den Bereich beschränkt, in dem Elektrofahrzeuge mit dem häuslichen Netzwerk verbunden sind. Dies reduziert den Koordinationsaufwand, der mit einer größeren Anzahl von Elektrofahrzeugen in einem Netzwerk einhergeht (Pearre & Ribberink, 2019).

Die Effizienz von V2H kann durch die Integration einer PV-Anlage und zusätzlicher kleiner, stationärer Energiespeichereinheiten weiter gesteigert werden. Dadurch wird die kostengünstige Produktion von Strom während des Tages ermöglicht, der später am Abend genutzt werden kann. V2H arbeitet eng mit einem Lade- und Energiemanagementsystem zusammen, das als zentrales Element zur Koordination zwischen den verschiedenen Energieerzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten fungiert. Das Ziel dieses Systems ist es, die Energieautarkie zu maximieren, um den Haushalt weitgehend unabhängig vom Stromnetz zu machen (Pearre & Ribberink, 2019; Thompson & Perez, 2020)

## 2.1.3 Vehicle-to-Building

### ■ Definition

V2B, oder Vehicle-to-Building, ist eine erweiterte Anwendung von V2X, die sich auf die bidirektionale Ladefähigkeit von Elektrofahrzeugen in größeren Gebäuden wie Bürokomplexen oder großen Wohngebäuden konzentriert. Das Hauptziel von V2B ist die Optimierung des Energieverbrauchs und die Stabilisierung der Stromversorgung für diese Gebäude. Ähnlich wie bei V2H können Elektrofahrzeuge, die mit der V2B-Technologie ausgestattet sind, nicht nur als Fortbewegungsmittel dienen, sondern auch als Energiequelle für Gebäude.

### ■ Anwendung

Im Gegensatz zu V2H bezieht sich V2B auf die bidirektionale Energieübertragung zwischen Elektrofahrzeugen und Gebäuden im Allgemeinen, einschließlich kommerzielle, industrielle oder Wohngebäude. Das Hauptziel besteht darin, die Flexibilität und Effizienz der Energieverwaltung in verschiedenen Arten von Gebäuden zu verbessern. V2B spricht damit auch die Industrie und Eigentümer von großen Wohngebäuden an, die ihre Einheiten vermieten. Diese Art von Energieverbrauchern benötigt in der Regel wesentlich mehr Strom als private Haushalte und ist aufgrund ihres höheren Bedarfs stärker von Preisschwankungen betroffen. Darüber hinaus können unvorhersehbare Ungleichheiten in der Stromerzeugung und im Strombedarf, wie sie beispielsweise bei der Herstellung spezieller Produkte auftreten können, die Ver-

sorgungsstabilität beeinträchtigen und zu hohen Kosten führen (Thompson & Perez, 2020).

Industrielle und kommerzielle Unternehmen tragen oft auch die Kosten, die aufgrund ihrer Höchstlast entstehen, da diese für die Energieerzeuger einen Mehraufwand bedeuten und daher höher bepreist werden. V2B bietet die Möglichkeit, diese Spitzenlasten zu reduzieren und somit die Kosten erheblich zu senken. Die Implementierung von V2B erfordert oft nur einen geringen monatlichen Zeitaufwand und kann dennoch erheblichen Nutzen für alle Beteiligten bringen. Eine Studie zeigt, dass die Reduzierung von Spitzenlasten im industriellen und gewerblichen Bereich durch V2B die Opportunitätskosten senkt und somit einen Mehrwert schafft (Pearre & Ribberink, 2019).

#### 2.1.4 Vehicle-to-Grid

##### ■ Definition

V2G, oder Vehicle-to-Grid, repräsentiert die höchste Komplexitätsstufe der V2X-Applikationen und bezieht sich auf die Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz. Diese Applikation nutzt das bidirektionale Laden und Entladen von Elektrofahrzeugen, um das Stromnetz flexibler zu nutzen, die Netzstabilität sicherzustellen und die Höchstlast zu reduzieren. Elektrofahrzeugen können Energie in das Netz einspeisen und ihre Besitzer fungieren dabei als Energieanbieter. Dadurch können potenziell Einnahmen generiert werden.

##### ■ Anwendung

Im Mittelpunkt von V2G steht die bidirektionale Kommunikation zwischen Elektrofahrzeugen und dem elektrischen Netzwerk. Diese ermöglicht eine flexible Nutzung von Energiere Ressourcen und ein effizientes Energiemanagement. Ähnlich wie bei V2B zielt V2G darauf ab, das Stromnetz zu stabilisieren und die Höchstlast zu reduzieren. Sowohl öffentliche Akteure als auch Unternehmen werden durch diese Strategie motiviert. Auch die Besitzer von Elektrofahrzeugen profitieren, da sie Einnahmen aus der Einspeisung von Energie in das Stromnetz erzielen können (Sovacool et al., 2020). V2G trägt dazu bei, Elektrofahrzeuge in eine aktive Rolle innerhalb des Gesamtsystems der Energieversorgung zu bringen, was potenziell positive Auswirkungen auf die Stabilität des Stromnetzes und die Integration erneuerbarer Energien haben kann.

Das Potenzial zur Generierung von Einnahmen ist bei V2G am größten, da es direkt mit dem Energiemarkt und den damit verbundenen Dienstleistungssektoren verbunden ist. Aufgrund der Komplexität von V2G ist jedoch zu beachten, dass die Infrastruktur, einschließlich Smart Grid (SG) und Kommunikationssysteme, in der Lage sein muss, eine große Menge digitaler Informationen in Echtzeit zu verarbeiten, um fundierte Entscheidungen für die Stakeholder zu treffen. Wie bei V2B findet V2G hauptsächlich in kommerziellen und industriellen Umgebungen statt, weshalb die Höchstlast auch hier einen wesentlichen Einfluss auf die jährlichen Stromkosten hat.

Die Netzintegration von Elektrofahrzeugen erreicht eine neue Ebene des Mehrwerts durch die Verwendung von Combined Charging System (CCS) in Verbindung mit ISO 15118-20. Diese fortschrittliche Technologie gilt als Schlüssel zur Netzintegration und steht bereit, V2G-Konzepte zu unterstützen und umzusetzen. CCS mit ISO 15118-20 ermöglicht nicht nur das effiziente Laden von Elektrofahrzeugen, sondern schafft auch die Grundlage für eine bidirektionale Energieübertragung. Dieser Schritt in Richtung V2G ist entscheidend, da er Elektrofahrzeugen die Fähigkeit verleiht, nicht nur Energie aufzunehmen, sondern auch überschüssige Energie ins Stromnetz

zurückzuspeisen. Diese bidirektionale Energieübertragung kann einen entscheidenden Beitrag zur Netzstabilität und -flexibilität leisten. Die Technologie, die auf CCS mit ISO 15118-20 basiert, ist äußerst vielseitig und für ein breites Spektrum von Anwendungsfällen vorbereitet. Sie ermöglicht die Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz, um Schwankungen in der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen auszugleichen, sowie die Teilnahme an Energiemärkten zur Generierung von Einnahmen. Die Möglichkeiten sind vielfältig.

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Anwendungsmöglichkeiten von Elektrofahrzeugen. Früher waren sie auf das Laden und Fahren beschränkt, doch in Zukunft wird eine erweiterte Palette von Funktionen erwartet, darunter die aktive Beteiligung am Energiemarkt, die Bereitstellung von Netzstabilität und die Integration in ein intelligentes, flexibles Energieökosystem. Die Netzintegration auf der Grundlage von CCS mit ISO 15118-20 ist somit ein entscheidender Schritt in Richtung einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Elektromobilität (CharIN e. V., 2020).

Netzkonformes Laden (seit 2014)	Level 1 (V1G) Kontrolliertes Laden (Bis 2020)	Level 2 (V1G/H) Kooperatives Laden (heute)	Level 3 (V2H) Bidirektionales Laden (Bis 2025)	Level 4 (V2G) Vehicle to Grid (nach 2025)
<ul style="list-style-type: none"> <li>•EV und Ladestation entsprechen Vorgaben</li> <li>•Berücksichtigt nur Ladevorgänge vom Netz zum EV</li> <li>•Die Ladeleistung liegt im Rahmen der Schwellwerte, die eine Steuerbarkeit/ Lastmanagement durch den Netzbetreiber erfordern.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ladevorgang kann beeinflusst und zeitlich durch Netzbetreiber, EV-Nutzer, EV ferngesteuert werden</li> <li>•Das EV ist in der Lage, bei definierten Starts/Stopps aufzuladen</li> <li>•Reaktionszeiten sind definiert</li> <li>•EV/Ladestation, Energiemanager erlauben variable Leistung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•EV und Ladestation verhandeln ein Ladeprofil auf der Grundlage verschiedener Faktoren (monetäre Anreize oder Netzbeschränkungen)</li> <li>•Mobilitätsbedarf wird berücksichtigt</li> <li>•Aggregation (lokal, pro Ladepunkt)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Energieübertragungen zwischen EVs, Batterie und dem Haus/ Kundensystem</li> <li>•Energieübertragungen sind durch Nachhaltigkeit oder wirtschaftliche Gründe motiviert (Speicherung und Nutzung von Strom - PV)</li> <li>•Unterstützung von Anwendungsfällen hinter dem Zähler (Nutzerseitig)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Das EV und die Ladestation erfüllen Funktionen, über das kundenseitige Energiesystem hinaus (bidirektionaler Energietransfer, Netzstabilisierung, wirtschaftliche Interessen des EV Eigentümers)</li> <li>•Unterstützt Anwendungsfälle jenseits des Zählers</li> <li>•Schwarmqualifizierung / Aggregation über ein größeres Gebiet</li> </ul>

Abbildung 1: Überblick über das bisherige und zukünftige Einsatzspektrum von Elektrofahrzeugen (CharIN e. V., 2020)

## 2.2 Marktsituation der Elektromobilität und Ladeinfrastruktur

### 2.2.1 Aktuelle Marktlage der Elektrofahrzeuge

Zum Stand vom 1. Oktober 2023 stieg die Zahl an zugelassenen Elektrofahrzeugen in Deutschland auf insgesamt rund 1,3 Millionen Fahrzeuge. Je nach Definition werden auch Plug-in-Hybrid-Pkw zu den Elektroautos gezählt. Ihr Bestand beläuft sich am 1. Oktober 2023 auf rund 902.600 Fahrzeuge. Wie aus Abbildung 2 hervorgeht, verzeichnen die Personenkraftwagen (Pkw) mit ausschließlich elektrischer Energiequelle in Deutschland eine beeindruckende Steigerung. Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate von 2012 bis 2023 betrug etwa 69% (Kraftfahrtbundesamt, 2023; Statista, 2024).

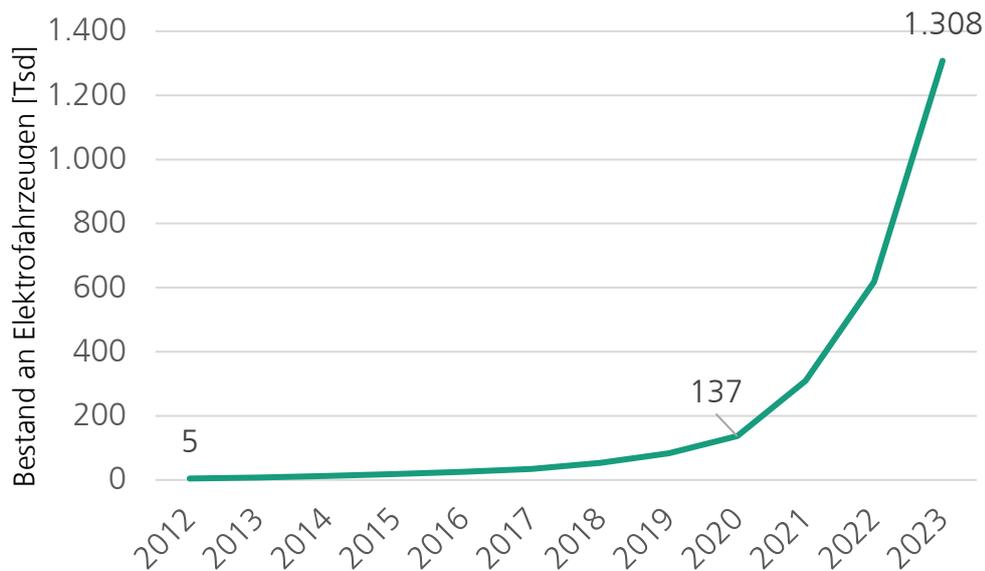


Abbildung 2: Bestand an rein batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen in Deutschland von 2012 bis 2023 (Kraftfahrtbundesamt, 2023; Statista, 2024)

Die Entwicklung von bidirektional-ladefähigen Elektrofahrzeugen gewinnt zunehmend an Bedeutung. In Tabelle 1 sind aktuell verfügbare Fahrzeugmodelle mit ihren technischen Spezifikationen aufgeführt, die in einer Form bereits über V2X-Fähigkeiten verfügen. Diese Fähigkeiten ermöglichen den Fahrzeugen nicht nur die Kommunikation mit Ladestationen, sondern auch mit anderen Infrastrukturen und Fahrzeugen. Der Volkswagen-Konzern, zu dem Marken wie VW, Audi, Cupra und Skoda gehören, nimmt unter den deutschen Herstellern eine Vorreiterrolle in Bezug auf die Integration der bidirektionalen Ladefähigkeit ein.

Tabelle 1: Überblick über bidirektional ladefähige Elektrofahrzeug-Modelle und deren technische Spezifikationen auf dem deutschen Automobilmarkt (EV Database, 2024)

Hersteller	Modell	V2X-Fähigkeit	Nutzbare Kapazität [kWh/h]	Verbrauch [kWh/100km]	AC-Ladeleistung [kW]	Max DC-Ladeleistung [kW]
Audi	Q4 e-tron	V2H/V2G DC	76,6	18,9	11	135
Citroën	C-Zero	V2X	14,5	12,6	3,7	40
Cupra	Born	V2H/V2G DC	77	17,1	11	135
Ford	E-Transit	V2L	68	21,5	11,3/11,5	115
	F-150	V2X	125	~27	19,2/17,6	150
Honda	e	V2X	28,5	16,8	6,6	46
Hyundai	Ioniq 5	V2L	74	19	11	233
	Ioniq 6	V2L	74	15,3	11	233
Kia	EV6	V2L	74	18	11/3,6	233

	Niro EV	V2L AC	64,8	17,1	11/3,6	80
MG	MG5 Electric	V2L AC	57	17,5	11/2,2	87
	Marvel R Electric	V2L AC	65	19,4	11/2,4	94
Mitsubishi	i-MiEV	V2X	14,5	17,1	3,7	40
	Outlander	V2X	12	14,8	2,3	30
Nissan	Leaf	V2X	39	16,6	6,6	46
	e-NV2000	V2X	37	21,9	6,6	46
	Leaf e+	V2X	59	17,4	6,6	46
Peugot	iOn	V2X	14,5	17,1	3,7	40
Skoda	Enyag iV 80	V2H/V2G DC	77	18,3	11	135
(Tesla für Simulation)	Model S	-	95	16,5	11	250
Volvo	EX90	V2H/V2G AC/DC	107	23,5	11/11	250
VW	ID Buzz	V2H/V2G DC	77	23,3	11	175
	ID.3 Pro	V2H/V2G DC	77	19	11	135
	ID.4 Pro	V2H/V2G DC	77	17,1	11	135
	ID.5 Pro	V2H/V2G DC	77	17,9	11	135

-----  
 State-of-the-Art - Elektromobilität  
 und bidirektionales Laden in  
 Deutschland  
 -----

Die Entwicklungen im Bereich des bidirektionalen Ladens unterliegen einer hohen Dynamik. Im Folgenden wird der aktuelle Stand der Ankündigungen dargestellt, wobei der Fokus auf Automobilkonzernen liegt, die in Deutschland weit verbreitet sind. Tabelle 2 zeigt eine Übersicht der auf dem Markt vorhandenen V2X-fähigen Modelle sowie relevante Ankündigungen im Bereich des bidirektionalen Ladens. Ankündigungen bzw. Vorbereitungen sind gelb markiert, verfügbare Technologien grün.

Tabelle 2: Aktueller Stand marktverfügbarer Modelle und Ankündigungen der OEM zum bidirektionalen Laden (Stand: Januar 2024). Angelehnt an (e-mobileo, 2023; The Mobility House Team, 2023b; Schmidt et al., 2023)

Automobil-Konzerne	V2X-fähige Modelle	Ankündigungen
Volkswagen-Konzern 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cupra Born</li> <li>VW ID.Buzz</li> <li>VW ID.3 Pro</li> <li>VW ID.4 Pro</li> <li>VW ID.5 Pro</li> <li>Skoda Enyaq iV 80</li> </ul>	<p>Alle ID.-Modelle mit der 77-kWh-Batterie sollen künftig zum bidirektionalen Laden fähig sein.</p> <p>Ausgelieferte Modelle sind über Over-the-Air-Updates nachträglich ausrüstbar.</p>
Mercedes-Benz Group  Mercedes-Benz	<ul style="list-style-type: none"> <li>EQS 450+ (in Japan)</li> <li>EQS SUV 450+</li> <li>EQE 350 (geplant)</li> <li>CLA (geplant)</li> </ul>	<p>Bis spätestens Mitte 2025 soll auch im CCS-System bidirektionales Laden möglich sein (bisher nur in Japan mit dem CHAdeMO-Stecker möglich)</p>
BMW Group 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aktuell keine V2X-fähigen Modelle</li> </ul>	<p>Kooperation mit E.ON mit dem Ziel perspektivisch auch bidirektionales Laden zu ermöglichen</p>
Toyota 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Toyota bZ4X (vorbereitet)</li> </ul>	
Ford 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ford E-Transit Custom (nur V2L)</li> <li>Ford F-150 Lightning (Extended Battery)</li> </ul>	
Stellantis 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Citroën C-Zero</li> <li>Peugeot iOn</li> </ul>	<p>Ab 2025 erste bidirektional-ladefähigen Fahrzeuge (Erweiterung um weitere Fahrzeuge geplant)</p>
Renault-Nissan-Mitsubishi Alliance 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Renault E-Master</li> <li>Renault Mégane E-Tech</li> <li>Renault 5 E-Tech</li> <li>Nissan Leaf</li> <li>Nissan Leaf e+</li> <li>Nissan e-NV200</li> <li>Mitsubishi i-MiEV</li> <li>Mitsubishi Outlander Plug-In-Hybrid</li> <li>Mitsubishi Eclipse Cross</li> </ul>	<p>Ab 2024 erstes kommerzielle Vehicle-V2G-Angebot (in Frankreich, Deutschland und dem Vereinigten Königreich). Der V2G-Dienst mit Einführung des Renault R5 E-Tech verfügbar</p> <p>Zudem soll V2G bei den zukünftigen Modellen, die auf der Elektroautoplattform basieren, Teil des Technikpakets sein</p>
Hyundai Motor Group 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hyundai Ioniq 5 (nur V2L)</li> <li>Hyundai Ioniq 6 (nur V2L)</li> <li>Hyundai KONA Elektro (nur V2L)</li> <li>Kia EV6 (nur V2L)</li> <li>Kia EV9 (Pilotprojekt)</li> <li>Kia Niro EV (nur V2L)</li> </ul>	<p>Kia EV9 ist V2G-bereit. Vermutlich Serienfahrzeug Ioniq 7 ab Werk V2G-bereit (Mobility House).</p>

Tesla		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tesla Cybertruck</li> </ul>	Bidirektionale Ladefunktionalität wird ab 2025 in die Fahrzeuge implementiert.	State-of-the-Art - Elektromobilität und bidirektionales Laden in Deutschland
Sonstige		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cadillac Escalade IQ</li> <li>• Honda e</li> <li>• Volvo EM90 (nur V2L)</li> <li>• Volvo EX90</li> <li>• MG4, MG5 Electric (nur V2L)</li> <li>• MG Marvel R Electric (nur V2L)</li> <li>• MG ZS EV (nur V2L)</li> <li>• Fisker Ocean</li> <li>• Genesis GV60, GV70, G80 (nur V2L)</li> <li>• Polestar 3</li> <li>• GMC Sierra EV</li> <li>• TWIKE 5</li> </ul>		

Eine Analyse der P3 Automotive GmbH (Schmidt et al., 2023) zum Hochlauf bidirektional ladefähiger Elektrofahrzeuge von 2022 bis 2035 ist in Abbildung 3 dargestellt. Die Analyse konzentriert sich auf Fahrzeugmodelle, die ab Werk V2H oder V2G geeignet sind und über einen CCS-Anschluss verfügen. Es wird prognostiziert, dass ab dem Jahr 2029 erstmals eine höhere Anzahl von Elektrofahrzeugen mit bidirektionaler Ladefähigkeit zugelassen werden als solche ohne diese Fähigkeit. Außerdem wird erwartet, dass bis 2035 alle Neuzulassungen für V2H/V2G vorbereitet sein werden, da der technologische Fortschritt schnell voranschreitet und der Wettbewerb zunimmt. Bei der Betrachtung wurde nicht zwischen der AC- und DC-Technologie unterschieden. Es wird prognostiziert, dass bis 2030 die bidirektionale DC-Technologie den Großteil der Elektrofahrzeug-Neuzulassungen ausmachen wird.

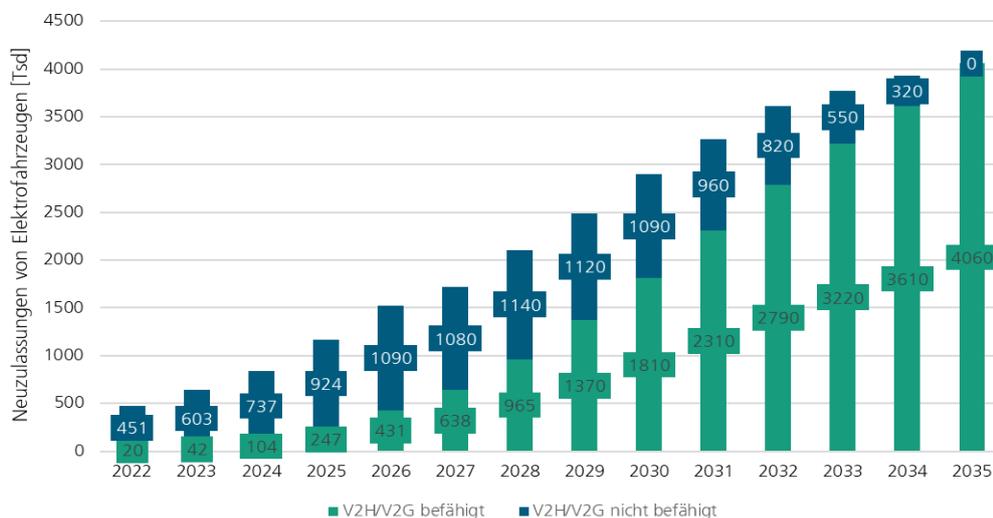


Abbildung 3: Prognostizierte Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen - bidirektional befähigt vs. nicht befähigt; nach P3-Hochlaufmodell (Schmidt et al., 2023)

## 2.2.2 Aktuelle Marktlage der Ladeinfrastruktur

Die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2020a) geht davon aus, dass die Hauptlademethode für Elektrofahrzeuge, mit einem Anteil von 85%, an nicht-öffentlichen Ladestationen erfolgt. Dies schließt insbesondere Lademöglichkeiten bei Privatpersonen, auf Parkplätzen, in Tiefgaragen von Wohnanlagen und auf Firmenparkplätzen ein. Im Gegensatz dazu sind nur 15% der

Ladepunkte öffentlich zugänglich und befinden sich hauptsächlich an Autobahnraststätten, in Einkaufszentren und auf öffentlichen Parkplätzen. Diese Betonung der unterschiedlichen Verteilung verdeutlicht die Annahme der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität, dass das Laden von Elektrofahrzeugen in erster Linie an privaten Standorten im Vergleich zu öffentlichen Ladepunkten stattfindet.

Im Juni 2023 veröffentlichte die Bundesnetzagentur statistische Daten zur Entwicklung der öffentlichen Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland. Abbildung 4 zeigt die Normalladepunkte in grün und die Schnellladepunkte in blau. Zum Stichtag 1. Januar 2023 gab es insgesamt 82.880 Ladepunkte für Elektrofahrzeuge in der öffentlichen Ladeinfrastruktur. Davon 69.243 Normalladepunkte (84%) und 13.637 Schnellladepunkte (16%) (Bundesnetzagentur Elektromobilität, 2023). Gemäß § 2 der Ladesäulenverordnung<sup>1</sup> (LSV) aus dem Jahr 2021 erfolgt die Unterscheidung zwischen Normalladepunkten und Schnellladepunkten. Die LSV definiert und grenzt die beiden Begrifflichkeiten voneinander ab.

Gemäß § 2 Absatz 3 der LSV lautet die Definition eines Normalladepunktes wie folgt: „Ein Normalladepunkt ist ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung von höchstens 22 Kilowatt an ein elektrisch betriebenes Fahrzeug übertragen werden kann.“ Demgegenüber wird ein Schnellladepunkt gemäß § 2 Absatz 4 der LSV wie folgt definiert: „Ein Schnellladepunkt ist ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung von mehr als 22 Kilowatt an ein elektrisch betriebenes Fahrzeug übertragen werden kann.“.

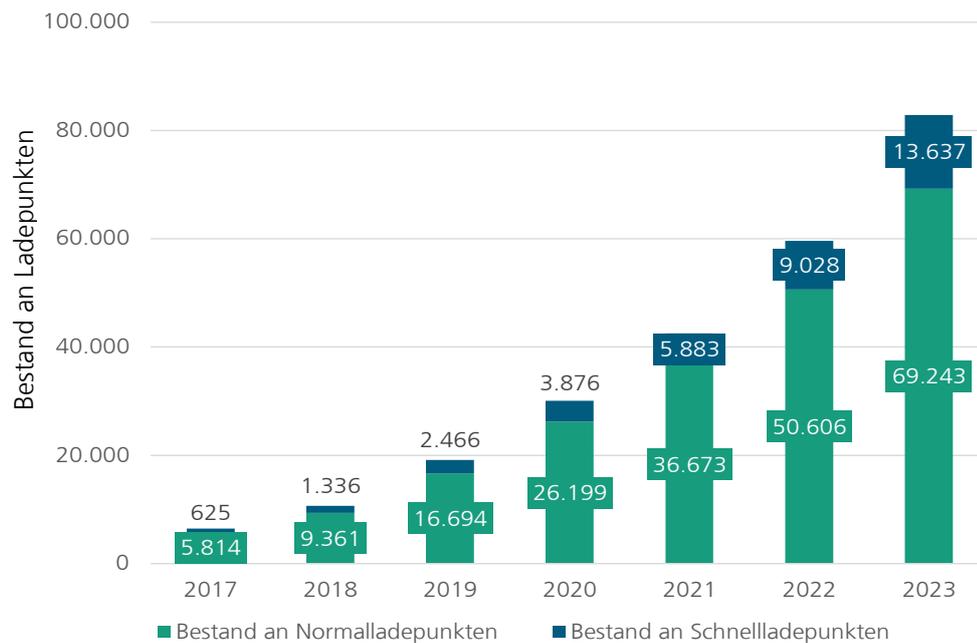


Abbildung 4: Bestand an Ladepunkten (aufgeteilt in Normal- und Schnellladepunkte) in Deutschland (Bundesnetzagentur Elektromobilität, 2023)

Die statistischen Daten und Definitionen unterstreichen die rasche Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland und verdeutlichen den Beitrag der öffentlichen Ladeinfrastruktur zur Förderung dieser nachhaltigen Technologie. Die verschiedenen Sys-

<sup>1</sup> Ladesäulenverordnung vom 9. März 2016 (BGBl. I S. 457), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 17. Juni 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 156) geändert worden ist

temansätze zur Steuerung des Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen über die Ladeinfrastruktur sind in Abbildung 5 dargestellt (Nationale Plattform Elektromobilität, 2014). Ein Hauptunterschied zwischen diesen Systemen betrifft die Art des eingespeisten Stroms, nämlich AC oder DC. Gleichstromladesäulen finden vor allem beim Schnellladen Anwendung, während Wechselstromstecker primär für private Wallboxen und das Normladen geeignet sind. Dies lässt sich unter anderem anhand der maximalen Einspeiseleistung erkennen. Ein einphasiger Wechselstrom-Stecker vom Typ 2 kann beispielsweise eine Einspeiseleistung von bis zu 17 kW erreichen, während ein Gleichstrom-Combo-Stecker Einspeiseleistungen von bis zu 200 kW ermöglicht. Zusätzlich gibt es induktive stationäre Ladeansätze, die Einspeiseleistungen von bis zu 3,7 kW erzeugen können. Gemäß der Norm IEC 62196 sind die bevorzugten Lösungen dargestellt. Diese umfassen ein- und dreiphasige Stecker vom Typ 2 für Wechselstromladung sowie den Stecker des Typen 2 und den Combo-Stecker für Gleichstromladung. Auch der induktive stationäre Ansatz zählt zu den bevorzugten EU-Lösungen. Diese verschiedenen Systemansätze tragen dazu bei, die Elektromobilität flexibler und benutzerfreundlicher zu gestalten. Es wird den Nutzern von Fahrzeugen ermöglicht, die für ihre Bedürfnisse am besten geeignete Lademethode auszuwählen. Dies kann sowohl zu Hause im täglichen Gebrauch als auch unterwegs für schnelles Aufladen erfolgen.

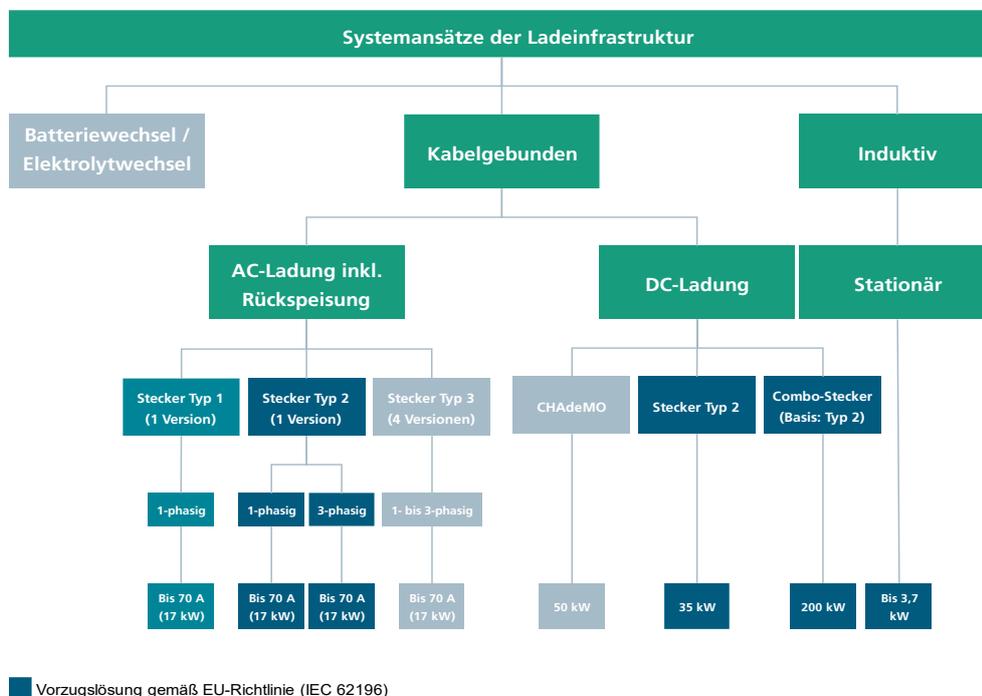


Abbildung 5: Systemansätze zum Laden (Nationale Plattform Elektromobilität, 2014)

Abbildung 6 bietet einen Überblick über die Normen für das kabelgebundene Laden mit Wechselstrom und Gleichstrom sowie deren Zuordnung zu den technischen Komponenten (Nationale Plattform Elektromobilität, 2020). Die Norm IEC 61851-1 beschreibt die allgemeinen sicherheitstechnischen Anforderungen für die Ladeinfrastruktur, einschließlich der Ladeleitungen, AC- und DC-Wallboxen, Ladesäulen und Steckvorrichtungen. Die Norm IEC 61851-23 spezifiziert den Ladeablauf und weitere spezielle Anforderungen für DC-Ladeeinrichtungen.

Die Normen IEC 62196-2 und IEC 62196-3 legen die Steckvorrichtungen für die Verbindung von Elektrofahrzeugen mit der AC- bzw. DC-Ladeinfrastruktur fest. Beide Normen erfüllen die allgemeinen Anforderungen, die in IEC 62196-1 beschrieben sind. Diese Steckvorrichtungen sind integraler Bestandteil des Combined Charging System

(CCS) und wurden bereits durch die EU-Richtlinie 2014/94/EU als Mindestanforderung für die Ausstattung von Ladepunkten im öffentlichen Raum verbindlich festgelegt.

Die ISO 15118 definiert die notwendige Hardware, den Ablauf und das Protokoll für die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladeinfrastruktur in verschiedenen Anwendungsbereichen. Dazu gehören Lastmanagement, automatische Kundenauthentifizierung und Datenübertragung für die Rechnungserstellung. ISO 17409 legt die fahrzeugseitigen Anforderungen für den Anschluss des Fahrzeugs an das Stromnetz zum Laden fest. IEC 62752 beschreibt die Anforderungen an die Ladeleitung für die Ladebetriebsart 2, mit der integrierten Steuer- und Schutzeinrichtung (für Haushalts- und Industriesteckdosen).

Die Anforderungen an Ladeleitungen sind in der Normenreihe IEC 62893 beschrieben. Die Normung für das kabelgebundene Laden ist abgeschlossen (Basisnormung). Damit ist Investitionssicherheit für private und gewerbliche Kunden gegeben. Die durch die Normung erreichte Interoperabilität erhöht die Attraktivität der Elektromobilität weiter. Dadurch werden die Grundlagen für die Entstehung eines Massenmarktes gelegt (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2020b). Die Bundesregierung fördert den Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur in Deutschland mit zahlreichen Programmen wie dem 2019 vorgestellten Masterplan Ladeinfrastruktur. Ziel ist es, dass bis 2030 eine Million Ladepunkte in Deutschland zur Verfügung stehen. Dazu wird die Bundesregierung auch mit einer Versorgungsaufgabe verbindlich regeln, dass an Tankstellen Ladepunkte angeboten werden. Große Tankstellenketten stehen im Mittelpunkt. Bis 2028 müssen Tankstellen, die zu Unternehmen mit über zweihundert Standorten gehören, mindestens eine Schnellladesäule für Elektrofahrzeuge bereitstellen (Bundesministerium für Digitales und Verkehr, 2022).

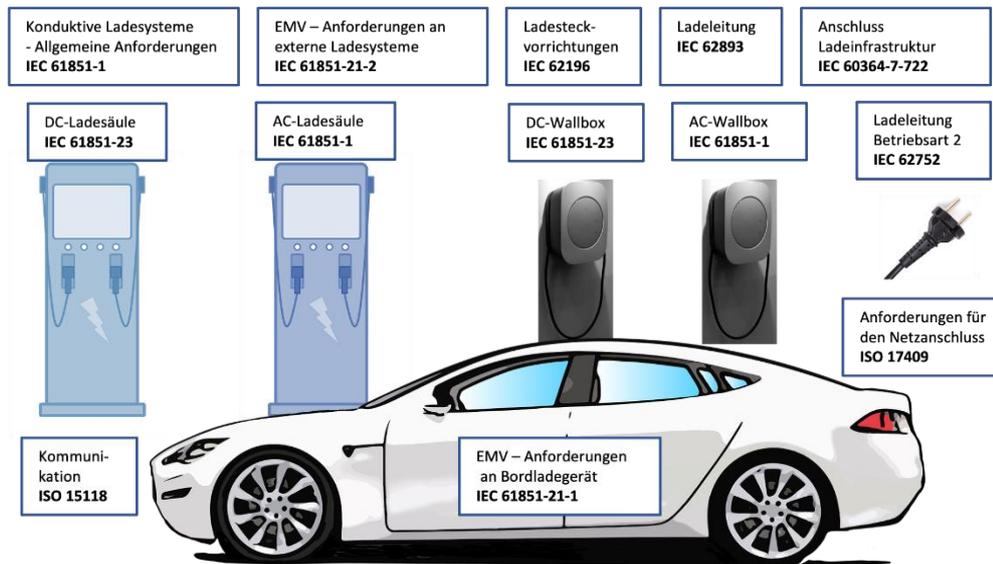


Abbildung 6: Übersicht über gängige Normen für kabelgebundenes Laden (Nationale Plattform Elektromobilität, 2020)

### 2.2.3 V2X-fähige Wallboxen

Ein zentrales Element für das bidirektionale Laden sind V2X-fähige Wallboxen. Diese ermöglichen den Austausch von Energie zwischen Fahrzeug und Netz. Im Folgenden werden die Kosten für bidirektionale Wallboxen sowie die Kosten für Anschaffung und Installation aufgezeigt. Die Preise für Wallboxen können stark variieren und hängen von verschiedenen Faktoren ab, wie beispielsweise der Ladeleistung, der Art des Steckers,

ob es sich um einen Gleichstrom- oder Wechselstromrichter handelt und dem Hersteller.

Tabelle 3 zeigt eine Übersicht über die Kosten für verschiedene Wallboxen, die für das bidirektionale Laden geeignet sind.

Tabelle 3: Kostenübersicht von V2X-fähigen Wallboxen (Stand: Januar 2024)

AC / DC	Hersteller	Anschluss / Stecker	Ladeleistung	Preis	Anmerkungen (Quelle)
DC und AC	dcbel	CCS oder CHAdeMO	DC-Laden und Entladen: 15,2 kW AC-Laden: 9,2 kW	6.900 €	Noch nicht in Deutschland erhältlich (Bidirektionale Wallboxen, 2024a)
DC	WBC	CCS oder CHAdeMO	12,8 kW bei CCS und 7,4 kW CHAdeMO	3.000 – 5.000 €	(Bidirektionale Wallboxen, 2024c, 2024d)
DC	sun2wheel	CCS oder CHAdeMO	10 kW	Ab 13.761 € bzw. ab 21.173 € (mit zusätzlicher Lastspitzenvermeidung)	Preis umgerechnet von CHF in EUR (sun2wheel AG, 2024)
DC	Evtec	CCS oder CHAdeMO	10 kW	12.560 €	Preis umgerechnet von CHF in EUR (Bidirektionale Wallboxen, 2024b)
DC	Ambibox	CCS	11 kW, 22 kW	3000 – 3500 € für die 11 kW	22 kW Wallbox wird weniger als das Doppelte der 11 kW kosten (Ambibox, 2024)
DC	Ford	CCS	19,2 kW	1.799 \$	speziell für Ford F150 Lightning entwickelt (Ford Charging Canada, 2024)
AC	OpenWB	CCS	Bis 22 kW	2.099 €	(openWB GmbH & Co. KG, 2024)

Neben den Investitionskosten für die V2X-fähigen Wallboxen entstehen weitere Kosten durch die Installation der Wallbox, die Integration eines (Heim-) Energiemanagementsystems sowie den Einbau und Betrieb einer modernen Messeinrichtung bzw. eines intelligenten Messsystems. Eine Übersicht der zusätzlich entstehenden Kosten ist in Tabelle 4 zu finden.

Tabelle 4: Kostenübersicht von bidirektionalen Ladesystemen

Kostenbaustein	Preis	Anmerkungen (Quelle)
Wallbox Installation	500 – 2.500 €	Anschluss, Installation und Anmeldung der Wallbox (Schmidt et al., 2023)
(Heim-)Energie- management-System	Drei- bis vierstelliger Betrag	Preis hängt von den gewünschten Funktionen und angeschlossenen Geräten ab. HEMS für ca. 600 bis 1.000 € inkl. Montage erworben werden. Eventuell zusätzliche monatliche Kosten. (DZ-4 GmbH, 2023)
jährliche Kosten für den Betrieb einer modernen Messeinrichtung	0 €	Gesetzlich vorgegebene Preisobergrenzen nach § 30 Abs. 3 Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende Bei einem Pflichteinbau übernimmt der Messstellenbetreiber die Kosten für das intelligente Messsystem (Bundesministerium der Justiz, 2023; Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2024)
Intelligentes Messsystem (Pflichteinbau)	20 € pro Jahr (bei 6.000 bis 10.000 kWh) 50 € pro Jahr (bei 10.000 bis 20.000 kWh)	Maximale Kosten nach § 30 Abs. 3 Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende bei einem Verbrauch von 6.000 bis 10.000 kWh pro Jahr bzw. bei einem Verbrauch von 10.000 bis 20.000 kWh pro Jahr (Bundesministerium der Justiz, 2023; Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2024)

## 2.2.4 Batteriedegradierung von Elektrofahrzeugen

Die Batteriedegradation, insbesondere bei Lithium-Ionen-Batterien, beschreibt den Prozess der allmählichen Abnahme der Batteriekapazität und Leistungsfähigkeit im Laufe der Zeit. Lithium-Ionen-Batterien dominieren den Markt für Elektrofahrzeuge aufgrund ihrer Vorteile wie hoher Ladeeffizienz, langer Lebensdauer und fortschrittlicher Herstellungstechnologie. Die Haupttypen sind Lithium-Ionen Manganoxid, Lithiumeisenphosphat, Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt Oxid (NMC) und Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium-Oxide (NCA). Obwohl hohe Betriebstemperaturen die energetische Leistung und Lebensdauer von Lithium-Ionen-Batterien beeinträchtigen können, sind NMC- und NCA-Batterien aufgrund ihrer höheren Leistungs- und Energiedichte sowie niedrigeren Kosten bevorzugt für Elektrofahrzeuge. Der Alterungsprozess von Lithium-Ionen-Batterien ist komplex und nichtlinear und umfasst kalendarische (chemische) und zyklische (mechanische) Alterung. Beide Prozesse führen zu Kapazitätsverlust und beeinflussen die Lebensdauer der Batterie. Kalendarische Alterung tritt während der Lagerung auf, während zyklische Alterung durch die Nutzung verursacht wird. Eine Batterie gilt üblicherweise als am Ende ihrer Lebensdauer (EOL), wenn ihre Kapazität um 20% reduziert ist, was einem State of Health von 80% entspricht.

Nach aktuellem Stand der Technik sind neben dem Energieverbrauch die wichtigsten externen Belastungsfaktoren, die eine zyklische Degradation der Batterie verursachen und/oder erhöhen können, die folgenden Faktoren (Edge et al., 2021; Josu Olmos et al., 2021; Leippi, Fleschutz & Murphy, 2022):

- (Betriebs-)Temperatur

Im Allgemeinen erweist sich die Temperatur als wichtigster Stressfaktor für die zyklische Batteriedegradation, wobei Abweichungen von den typischen 25 °C Betriebstemperatur zu einer beschleunigten Verschlechterung führen können.

■ **Ladegeschwindigkeit (C-Rate)**

Eine höhere Ladegeschwindigkeit beschleunigt die Degradation, und dieser Effekt kann in Kombination mit den anderen Stressfaktoren noch verstärkt werden. Eine niedrige C-Rate führt zu einer niedrigen Entladetiefe.

■ **Entladetiefe**

Die Entladetiefe spielt eine wichtigere Rolle bei der Batteriedegradation. Daher sollte die Entladetiefe so gering wie möglich gehalten werden und es ist am besten, in einem vernünftigen Arbeitsbereich (25~45 °C) zu arbeiten. Außerdem verschlechtert sich die Batterie exponentiell mit zunehmender Entladetiefe. Aus diesem Grund sollte die Entladetiefe von mehr als 60% vermieden werden, um die Lebensdauer der Batterie deutlich zu verlängern.

■ **Ladezustand (SOC)**

Ein Betrieb mit höherem SOC beschleunigt die Batteriedegradation bzw. ein niedriger SOC trägt zur Verringerung der Batteriedegradation bei. Zum Beispiel ist der Kapazitätsverlust bei höherem SOC bei allen Temperaturen etwas höher als bei niedrigem SOC. Dementsprechend beeinflusst auch der durchschnittliche SOC-Wert die Degradation. Ein höherer durchschnittlicher SOC bedeutet eine schnellere Degradationsrate. Basierend auf der empirischen Evidenz und einer detaillierten Analyse in (Kostopoulos et al., 2020) wird empfohlen, Elektrofahrzeuge im Bereich eines Ladezustands von 20% bis 80% zu laden. Dieser Bereich trägt zur Optimierung der Energieeffizienz bei und verlängert die Lebensdauer der Batterie.

Es ist von entscheidender Bedeutung, die oben genannten Faktoren in einer Kosten-Nutzen-Analyse in V2X-Anwendungen zu berücksichtigen und die Batterie in einer angemessenen Betriebs- und Lagerumgebung zu nutzen, um die Lebensdauer zu maximieren. Durch die Berücksichtigung dieser Maßnahmen kann die Degradation minimiert werden, was wiederum zu einer Reduzierung der Gesamtkosten über die Lebensdauer der Batterie führt.

## **2.2.5 Entwicklung von Strompreisen in Deutschland**

In den letzten Jahren sind die Strompreise für Haushalte in Deutschland erheblich gestiegen (siehe Abbildung 7). Dieser Anstieg ist hauptsächlich auf gestiegene Beschaffungskosten für Stromlieferanten zurückzuführen, die wiederum auf höhere Preise für Gas und Kohle zurückzuführen sind. Am Ende des Jahres 2022 betrug der durchschnittliche Strompreis für Haushalte in Deutschland etwa 40 ct/kWh. Dies entspricht nahezu einer Verdoppelung im Vergleich zu vor einem Jahrzehnt.

Die kontinuierliche Erhöhung der Strompreise seit 1998 ist größtenteils auf Steuern, Abgaben und Umlagen zurückzuführen. Der durchschnittliche Strompreis für Endverbraucher liegt aktuell im Jahr 2023 bei 46,3 Cent/Kilowattstunde. Diese Preisentwicklung wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst, wie beispielsweise den Börsenstrompreisen, dem Energiemix, der Marktdynamik, Infrastrukturkosten oder der CO<sub>2</sub>-Abgabe. Eine positive Entwicklung für Verbraucher war die Abschaffung der EEG-Umlage zum 1. Juli 2022. Das Ziel der Abschaffung der EEG-Umlage war die Senkung des Strompreises. Die Maßnahme war Teil eines breiten Pakets, mit dem die Koalition Haushalte von den stark gestiegenen Energiepreisen entlasten wollte.

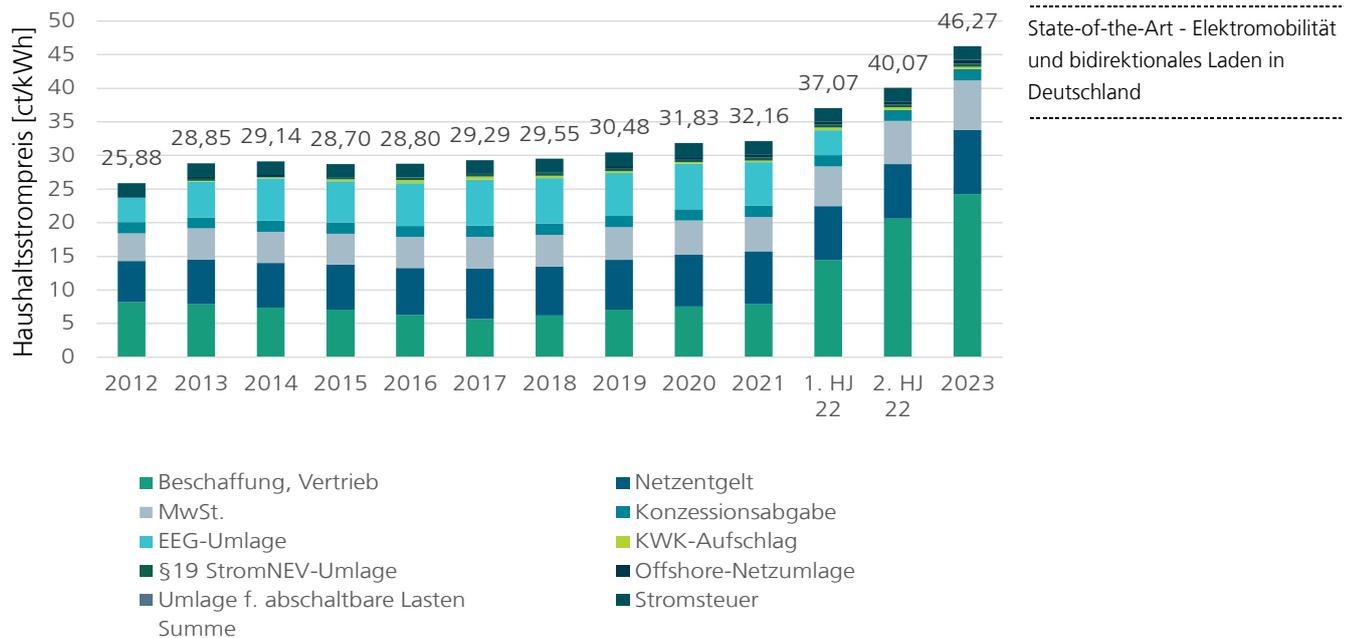


Abbildung 7: Durchschnittlicher Haushaltstrompreis in ct/kWh bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2023)

## 2.3 Smart-Grid-Technologie

### 2.3.1 Internet of Things

IoT oder auch *Das Internet der Dinge* gehört zu den neuartigen Systemansätzen, die Konzepte wie z.B. das SG ermöglichen. Durch IoT wird hauptsächlich die netzwerkartige Kommunikation und der Datenaustausch zwischen internetfähigen Objekten und dem Menschen sichergestellt. Eine genaue Definition für IoT wird bereitgestellt von (Dorsemaine et al., 2015). Hierbei wird IoT beschrieben als "Gruppe von Infrastrukturen, die verbundene Objekte untereinander verbinden und deren Verwaltung, Data Mining und den Zugriff auf die Daten, die sie generieren, zulassen."

Diese verbundenen Objekte würden sich nach (Dorsemaine et al., 2015) unter anderem dadurch auszeichnen, dass diese mit diverser Sensorik bzw. Aktoren versehen sind, wodurch der Zustand des Objektes innerhalb ihrer Umgebung messbar und erkennbar wird. Zudem werde dieser Zustand mit anderen smarten Objekten kommunizierbar. Die Information über den Ist-Zustand eines solchen Objektes ist essenziell für die Vernetzung von Objekten, da so sichergestellt werden kann, dass ein zuverlässiger Informationsfluss der benötigten Zustandsangaben zwischen internetfähigen Gegenständen möglichst echtzeitnah erfolgt. Außerdem wird dem Menschen durch einen Soll-/Ist-Abgleich der Zustände mitgeteilt, inwieweit seine Annahmen über die Umgebung mit der Realität übereinstimmen. Dadurch kann das Gesamtsystem vom Menschen kontrolliert und kontinuierlich optimiert werden.

Das IoT spielt eine entscheidende Rolle bei der Schaffung intelligenter, vernetzter Systeme, die dazu beitragen, unsere Umgebung effizienter und kontrollierbarer zu gestalten. Ein praktisches Beispiel wäre die Verbindung von Haushaltsgeräten über das IoT, um Energieverbrauch und Effizienz zu optimieren.

### 2.3.2 Smart Grid System

#### ■ Definition

Aufgrund der verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten, der Zusammenführung von unterschiedlichen Technologien innerhalb eines SG-Systems und deren Auswirkungen auf regulatorische Rahmenbedingungen und Gesetze, existieren unterschiedliche Definitionen von intelligenten Stromnetzen bzw. SGs.

- Die International Electrotechnical Commission (IEC) (International Electrotechnical Commission, 2020) definiert ein Smartgrid als ein „[...] Stromnetz, das die Aktionen aller Benutzer, die daran angeschlossen sind, intelligent integrieren kann – Erzeuger, Verbraucher und diejenigen, die beides tun – um effizient für eine nachhaltige, wirtschaftliche und sichere Stromversorgung zu sorgen.“
- Eine weitere Definition wird von der European Commission (EC) vorgeschlagen, indem SGs als „Energienetze, die Energieflüsse automatisch überwachen und anpassen können entsprechend der Veränderungen von Energieangebot und -nachfrage. In Verbindung mit smarten Messsystemen erreichen Smartgrids Verbraucher und Lieferanten durch die Bereitstellung von Informationen des Verbrauchs in Echtzeit. [...]“ beschrieben werden (Elzinga, 2015).

Obwohl die Definitionen von SGs unterschiedlich sind, lassen sich die wichtigsten Aspekte von SGs herausarbeiten. Zum einen geht es bei SGs in erster Linie um die Integration von Computersystemen in die einzelnen Prozesse eines elektrischen Versorgungsnetzes, um die Stromerzeugung intelligent und autonom dem Bedarf anzupassen. Das Ziel ist es, die Netzstabilität sicherzustellen, die Nachhaltigkeit zu fördern und jederzeit kostenoptimale Entscheidungen für die Stakeholder innerhalb eines SGs auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage zu treffen. Darüber hinaus soll durch den Einsatz von Sensoren und leistungsstarken Computern ein möglichst zeitnaher Informationsfluss zwischen den Objekten des SGs, den Erzeugern, Übertragern und Verbrauchern gewährleistet werden.

#### ■ Attribute von SGs

Nachfolgend werden sechs Schlüsselfaktoren beschrieben, die als die wesentlichen Potenziale von SG-Implementierungen hervorstechen. Zu diesen gehört in erster Linie die erhöhte Effizienz von Stromnetzen. Intelligente Stromnetze sind in der Lage, ihren Betrieb an den tatsächlichen Bedarf anzupassen. Dies ermöglicht es den Stakeholdern in einem SG, kosteneffiziente Entscheidungen auf der Grundlage der täglich schwankenden Strompreise zu treffen (El-hawary, 2014).

Darüber hinaus können SGs zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen, indem sie elektronische Geräte aktiv über die Netzfrequenz regulieren. Dies wird als Demand Side Management (DSM) bezeichnet. Durch den Einsatz von Stromspeichereinheiten können Energiekosten reduziert werden, indem bei niedrigen Strompreisen Energie beschafft und gespeichert wird. Die gespeicherte Energiemenge kann anschließend genutzt werden, wenn die Strompreise steigen. Diese Strategie wird als Demand Response (DR) bezeichnet (Dileep, 2020).

Zusätzlich dazu bietet die bestehende Infrastruktur für den Stromtransport und die -verteilung die Möglichkeit, sich durch Modifikation und Erweiterung mit intelligenten Elementen und Komponenten in ein SG zu verwandeln (Elzinga, 2015).

#### ■ Belastbarkeit

SG-Systeme, sind aufgrund der steigenden Dezentralisierung der Stromerzeugung und -nutzung zunehmend widerstandsfähig gegenüber Angriffen und Naturkatastrophen. Die Sicherheitsprotokolle des SGs bieten nicht nur Einblicke in den aktuellen Zustand des Systems, sondern identifizieren auch potenzielle Schwachstellen. Dies ermöglicht die Erkennung und Behebung von Sicherheitslücken.

Darüber hinaus gewährleisten diese Systeme Sicherheit und Zuverlässigkeit in der Stromversorgung durch verbesserte Vorhersagen und adaptive Reaktionen auf die Systembedingungen. SGs zeichnen sich durch ihre Fähigkeit aus, Informationen zu nutzen, um sich kontinuierlich zu optimieren und zu verbessern.

Ein weiterer wichtiger Aspekt des SG-Konzepts ist die dezentralisierte Stromerzeugung und -nutzung. Dies bedeutet, dass die Erzeugung von Energie nicht mehr ausschließlich an zentralen Standorten erfolgt, sondern vermehrt durch die Integration erneuerbarer Energiequellen näher am Verbrauchsort.

#### ■ Energieeffizienz

Durch die Automatisierung von Stromnetzen und die Integration innovativer Technologien wie dem IoT ergeben sich vor allem Vorteile für die Effizienz innerhalb der Stromnetzumgebung. Zum einen kann die Energieverschwendung durch die optimierte Anpassung von Erzeugung und Bedarf deutlich reduziert werden. Dies geschieht durch die Echtzeit-Visualisierung und -Steuerung, die es ermöglicht, die Erzeugung automatisch an den aktuellen Bedarf anzupassen.

Zum anderen können Energiespeichereinheiten wie Batterien oder Pumpspeicherkraftwerke aufgrund der Echtzeit-Steuerung des Energiestroms effizienter genutzt werden. Durch die Optimierung des Lade- und Entladeverhaltens dieser Speichereinheiten kann nicht nur Energieverschwendung reduziert, sondern auch die Netzstabilität gewährleistet werden (Dileep, 2020).

Schließlich liegt die Effizienz dieses Systems auch in der Transformation herkömmlicher Stromnetze zu intelligenten Stromnetzen, da die smarten Komponenten nahtlos in die traditionellen Stromnetze integriert werden können (El-hawary, 2014).

#### ■ Integrationsfähigkeit

SGs unterstützen und fördern die Integration zusätzlicher Systeme und intelligenter Objekte in bestehende Stromnetzwerke, was zu einer erheblichen Zunahme von Daten und Informationen führt. Durch die intelligente Steuerung der Stromnachfrage im Einklang mit der Stromerzeugung und die Nutzung dezentraler Speichereinheiten kann die Genauigkeit der Vorhersagen optimiert und der Strombedarf in Echtzeit gesteuert werden (Dileep, 2020).

Auf diese Weise können erneuerbare Energiequellen effektiver in das Netz integriert werden. Durch intelligentes Management und Regelung, sowie die Nutzung von Zwischenspeichermöglichkeiten wie beispielsweise Batterien von Elektrofahrzeugen, kann die erzeugte Energie zeitunabhängig genutzt werden.

#### ■ Opportunitäten

SGs bieten eine breite Palette von Erweiterungsmöglichkeiten, die auf der Grundlage von Plug & Play in das System integriert werden können und somit die Flexibilität des Systems erhöhen. Dies fördert Innovation und legt gleichzeitig den Grundstein für neue Geschäftsmodelle in der Strombranche und ihren Märkten. Durch die einfache und intuitive Erweiterbarkeit der Elemente des SGs ergeben sich erhebliche Entwicklungspotenziale, sowohl technisch als auch auf dem Markt.

Darüber hinaus bieten SGs die Möglichkeit, den Energiefluss aufgrund der Integration intelligenter Komponenten und Messgeräte anhand von Preissignalen zu

steuern. Das Ziel ist die Optimierung der Stromkosten und die Nutzung dynamischer Stromtarife zum eigenen Vorteil.

#### ■ Qualität

Ein zentraler Qualitätsaspekt bei der Einführung von SGs besteht darin, die Stromerzeugung und den Strombedarf beim Verbraucher besser aufeinander abzustimmen. Durch die Implementierung von automatischer Kontrolle und Steuerung des Leistungsflusses steigt die Effizienz, was gleichzeitig die Qualität der Stromnetze verbessert. In Deutschland und Europa ist eine konstante Netzfrequenz von 50 Hz erforderlich, um die Netzstabilität sicherzustellen. Wenn die Netzfrequenz unter dieses Niveau fällt, muss zusätzliche Energie erzeugt werden, um die Nachfrage zu decken. Bei einer zu hohen Netzfrequenz von über 50 Hz kann ein Überschuss an Energie auftreten, wie dies beispielsweise in den Sommermonaten aufgrund der hohen Stromerzeugung durch Photovoltaik (PV) der Fall sein kann (Virtuelles Kraftwerk der EnBW, 2020).

SGs und die Integration von intelligenten Systemen ermöglichen es, neben DR auch DSM zur Sicherstellung der Netzfrequenz einzusetzen. DSM stellt daher eine Systemdienstleistung dar, die den Energiefluss auf der Grundlage von Frequenzsignalen steuert.

#### ■ Umweltfreundlichkeit

Die Ausrichtung von SGs auf Energieeffizienz und Kosteneffizienz hat positive Auswirkungen auf die Umweltfreundlichkeit dieses Systems. Dies liegt daran, dass die Bereitstellung von Strom besser an den aktuellen Bedarf angepasst werden kann. Darüber hinaus werden Investitionen in erneuerbare Energiequellen wie PV und Windenergie gefördert, da diese mithilfe von SG-Elementen zwischengespeichert und zeitunabhängig genutzt werden können.

Eine der aktuellen Herausforderungen bei der Förderung erneuerbarer Energien besteht darin, dass die Vorhersagegenauigkeit der zukünftigen Stromerzeugung im Vergleich zur Stromerzeugung durch fossile Brennstoffe oder Kernenergie begrenzt ist. SGs tragen dazu bei, diese Herausforderung zu bewältigen, indem sie eine bessere Integration und Nutzung erneuerbarer Energiequellen ermöglichen.

### 2.3.3 Smart Meter Gateway

Das Smart Meter Gateway (SMGW) dient als die zentrale Kommunikations- und Steuereinheit in einem SG. Ziel des SMGW ist es, eine Verbindung zwischen dem digitalen Stromzähler sowie flexiblen Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen und dem SG herzustellen. Es empfängt Energiedaten von verschiedenen Stakeholdern, verarbeitet diese und trifft Entscheidungen. Durch diese Verbindung werden Verbraucher aktiv in die Energiewende einbezogen und vorangetrieben. Das SMGW kommuniziert auf unterschiedlichen Ebenen mit den entsprechenden Stakeholdern und der Administration. Es agiert auf der Ebene des Wide Area Network (WAN), des Local Metrological Network (LMN) und schließlich des Home Area Networks (HAN) (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2021).

Das WAN ist ein Weitverkehrsnetz, das die Kommunikation zwischen computergestützten Geräten in einem umfangreichen Netzwerk ermöglicht. Es ist besonders relevant für den Datenaustausch zwischen verschiedenen Marktteilnehmern im Energiemarkt.

Das LMN bildet die Schnittstelle zwischen dem SMGW und den angeschlossenen Messsystemen für unterschiedliche Energiemengen wie Wasser oder thermische Energie.

Das SMGW ermöglicht die effiziente Übertragung relevanter Messwerte an die zentrale Steuer- und Überwachungseinheit.

Zudem ermöglicht es den Austausch von Daten auf der HAN-Ebene, insbesondere mit steuerbaren Energieverbrauchern und -erzeugern im privaten Bereich. Dadurch ergeben sich Möglichkeiten zur verbesserten Regulierung und Prognose des individuellen Energieverbrauchs. Das SMGW trägt durch die Integration auf verschiedenen Ebenen maßgeblich zur Effizienzsteigerung, Überwachung und Steuerung innerhalb des SGs bei.

-----  
State-of-the-Art - Elektromobilität  
und bidirektionales Laden in  
Deutschland  
-----

### 3 Regulatorik des bidirektionalen Ladens

Innerhalb der Europäischen Union existieren verschiedene Richtlinien und Verordnungen, die sich insbesondere auf erneuerbare Energien, Energieeffizienz und den Elektrizitätsmarkt konzentrieren (siehe Abbildung 8) (Nymoer et al., 2022). Diese Vorschriften sollen die Rahmenbedingungen und Ziele aller EU-Mitgliedstaaten vereinen, um langfristig die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren und Treibhausgasemissionen einzudämmen. Die Entwicklung einer einheitlichen EU-Strategie ist besonders wichtig, um Synergie- und Skaleneffekte zu nutzen (European Parliament, 2023). Auf nationaler Ebene, insbesondere in Deutschland, werden auf Basis der EU-Richtlinien Gesetze entwickelt, um den zukünftigen Wandel im Energiemarkt, der Mobilität und der Wechselwirkung von Energieeffizienz im Gesamtkontext von Mobilität und Strommarkt zu regeln. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG<sup>2</sup>) legt fest, welche Maßnahmen erforderlich sind, um eine emissionsarme und treibhausgasneutrale Stromversorgung zu gewährleisten, die vollständig auf erneuerbaren Energien basiert (§ 1 Abs. 1, EEG). Eine weitere Zielsetzung des EEG ist es, bis 2030 einen Anteil von 80% am gesamten Bruttostromverbrauch durch erneuerbare Energiequellen zu decken (§ 1 Abs. 2, EEG). Gemäß § 1 Abs. 3 des EEG soll die notwendige Erweiterung der erneuerbaren Energien kontinuierlich, kosteneffizient, umweltfreundlich und netzverträglich erfolgen.

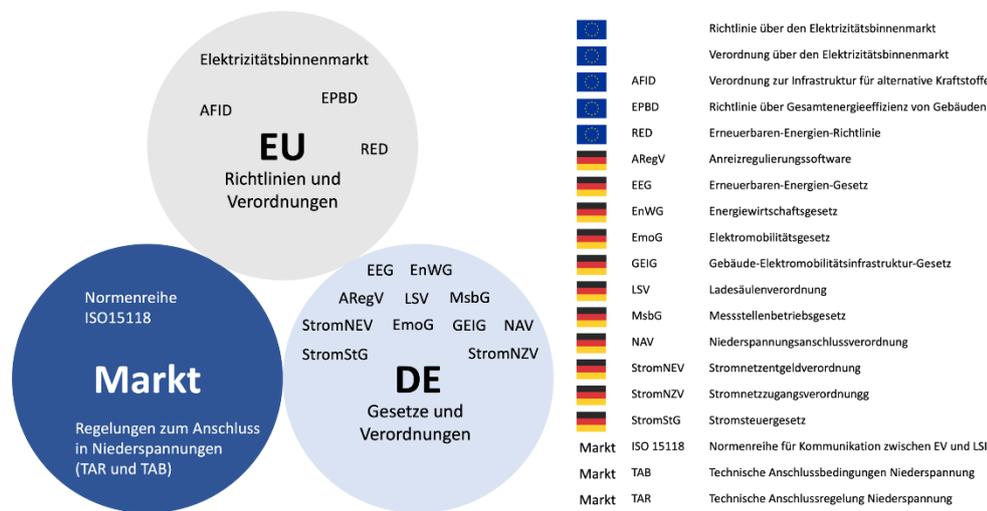


Abbildung 8: Übersicht über zentrale Normen und Standards im Kontext von V2G-Anwendungen (Nymoer, et al., 2022)

Das Gesetz enthält detaillierte Angaben zu den erforderlichen Maßnahmen in verschiedenen Bereichen, um die genannten Zielsetzungen zu erreichen. Ein weiteres Gesetz ist das Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG). Das GEIG beschreibt konkrete Maßnahmen im Zusammenhang mit der Leitungs- und Ladeinfrastruktur für Elektromobilität im Gebäudebereich. Gemäß § 2 Satz 10 GEIG bezeichnet der Begriff Leitungsinfrastruktur die Gesamtheit aller Leitungsführungen, die zur Aufnahme von elektro- und datentechnischen Leitungen in Gebäuden oder im räumlichen Zusammen-

<sup>2</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 33) geändert worden ist

hang von Gebäuden vom Stellplatz über den Zählpunkt eines Anschlussnutzers bis zu den Schutzelementen dienen. Das Ziel des GEIG von 2020 ist es, die Stromversorgung für Elektrofahrzeuge durch verpflichtende Maßnahmen zur Leitungs- und Ladeinfrastruktur an privaten Wohneinheiten in Neubauten und großen Renovierungsvorhaben sicherzustellen. Dadurch sollen die meisten Stellplätze innerhalb oder in direkter Nähe von Gebäuden mit Ladepunkten oder zumindest der erforderlichen Leitungsinfrastruktur ausgestattet werden.

### 3.1 Regulatorische Rahmenbedingungen

Wie in den vorangegangenen Kapiteln dargestellt, sind die technischen Voraussetzungen für die Realisierung von bidirektionalem Laden in Deutschland für verschiedene Anwendungsfälle gegeben. Allerdings bestehen derzeit noch Hemmnisse hinsichtlich der rechtlichen Rahmenbedingungen. Auch aus Sicht der Endkunden stellen die rechtlichen Rahmenbedingungen derzeit eine wesentliche Barriere für die Anwendung bidirektionaler Ladesysteme dar (Helferich et al., 2023). So gibt es aktuell in den Gesetzestexten keine einheitliche Definition von Speichersystemen für Elektrofahrzeuge. Darüber hinaus besteht Regelungsbedarf zur Vermeidung einer Doppelbesteuerung, wenn das Laden an einem anderen Ort als das Entladen stattfindet (Helferich et al., 2023). Auch die normativen Standards für bidirektionales Laden sind in Deutschland noch nicht abschließend definiert.

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen und Vorschriften, die den Einsatz von bidirektionalen Ladesystemen in Deutschland beeinflussen. Es werden die Hemmnisse sowie die Ziele des bidirektionalen Ladens innerhalb der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland erläutert. Des Weiteren wird auf den aktuellen Stand der Teilnahme von Elektrofahrzeugen am Energiemarkt, die Netzanbindung und die technischen Voraussetzungen eingegangen. Ziel ist es, einen Überblick über die regulatorischen Rahmenbedingungen zu geben, um den aktuellen Stand und die Einschätzung der zukünftigen Integration bidirektionaler Ladelösungen in Deutschland darzustellen.

#### 3.1.1 Ziele zum bidirektionalen Laden auf europäischer und nationaler Ebene

Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union haben in der Verordnung über die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (Alternative fuels infrastructure regulation, kurz AFIR-Verordnung<sup>3</sup>) verbindliche Mindestziele festgelegt (European Parliament, 2023). Am 22.09.2023 wurde die AFIR-Verordnung im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht. Sie wird ab dem 13.04.2024 vollumfänglich gelten. Die darin enthaltenen Ziele betreffen den Ausbau der Wasserstoff- und E-Ladeinfrastruktur sowie das bidirektionale Laden. Die AFIR-Verordnung soll den grenzüberschreitenden elektrischen Personen- und Güterverkehr innerhalb der Europäischen Union ermöglichen (Bundesministerium für Digitales und Verkehr, 2022)

Gemäß Erwägungsgrund Nr. 30 der AFIR-Verordnung ist der Aufbau einer Ladeinfrastruktur, die intelligentes und bidirektionales Laden ermöglicht, von großer Bedeutung. Die Umsetzung des intelligenten Ladens wird als Schlüsselfaktor für die Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz und für ein intelligentes Lastmanagement gesehen (BBH-Gruppe - Gemmer, 2023). So soll die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom und die niedrigen Strompreise optimal genutzt werden.

Eine intelligente Ladeinfrastruktur kann die Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz erleichtern. Im Gegenzug kann bidirektionales Laden die Ladekosten für den

<sup>3</sup> Verordnung über den Ausbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR), kurz AFIR-Verordnung, vom 22.09.2023 (Regulation (EU) 2023/1804)

Verbraucher senken. Ab dem 13. April 2024 sollen alle neuen oder erneuerten Ladepunkte die Möglichkeit des intelligenten Ladens bieten. Darüber hinaus müssen Kommunikationsstandards verabschiedet werden, um die Interoperabilität des intelligenten und bidirektionalen Ladens zu gewährleisten (AFIR-Verordnung, Art. 14 Abs. 2 lit. h). Die AFIR-Verordnung legt fest, dass alle Mitgliedstaaten Maßnahmen planen oder beschließen müssen, um sicherzustellen, dass Ladestationen so verteilt sind, dass sie zur Flexibilität des Energiesystems und zur Durchdringung des Stromnetzes mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen beitragen (AFIR-Verordnung Art. 14 Abs. 2 lit). Ab dem 4. Juni 2024 sollen die Mitglieder alle drei Jahre den potenziellen Beitrag des bidirektionalen Ladens zur Senkung der Nutzer- und Systemkosten und zur Erhöhung des Anteils von Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Stromsystem bewerten. Diese Bewertung ist der Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Gemäß der AFIR-Verordnung sollen die Mitgliedstaaten auf der Grundlage der Ergebnisse geeignete Maßnahmen ergreifen, um die Verfügbarkeit und die geografische Verteilung von bidirektionalen Ladepunkten anzupassen (Art. 15 Abs. 4).

Im Koalitionsvertrag der Ampel-Koalition von 2021 wurde auf nationaler Ebene angekündigt, dass die Regierung „bidirektionales Laden ermöglichen“ will (Sozialdemokratische Partei Deutschlands et al., 2021). Die Koalition strebt transparente Strompreise an und möchte sicherstellen, dass der Belegungsstatus von Ladesäulen öffentlich einsehbar ist. Im Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung wird angekündigt, dass Deutschland die Vorgaben der AFIR-Verordnung möglichst ambitioniert in den nationalen Rechtsrahmen umsetzen will (Bundesregierung, 2022). Der Masterplan sieht vor, dass bidirektionales Laden diskriminierungsfrei ermöglicht wird. Dadurch können die Flexibilitäten von Elektrofahrzeugen genutzt und energiewirtschaftliche Potenziale für das Stromsystem erschlossen werden. Weiterhin sind Verbesserungen der rechtlichen, technischen, steuerlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Bereich des nicht-öffentlichen Ladens vorgesehen (Bundesministerium für Digitales und Verkehr, 2022).

### 3.1.2 Definitionen

In der Gesetzgebung liegen verschiedene Definitionen in Zusammenhang mit bidirektionalem Laden vor. So wird in der europäischen Richtlinie 2019/944 (Europäisches Parlament, 2019) eine Energiespeicheranlage als eine „Anlage im Elektrizitätsnetz, in der Energiespeicherung erfolgt“ definiert. Die Energiespeicherung wird als „Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder (...) die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie (...)“ bezeichnet. Die AFIR-Verordnung (European Parliament, 2023) definiert auf europäischer Ebene das bidirektionale Laden als ein intelligentes Ladeverfahren, bei dem die Richtung des Stromflusses umgekehrt werden kann (Art. 2 Nr.11). Im Zusammenhang mit bidirektionalem Laden wird auch der Begriff „digital vernetzter Ladepunkt“ beschrieben. Dieser Text beschreibt einen Ladepunkt, der in Echtzeit Informationen senden und empfangen kann und bidirektional mit dem Stromnetz und dem Elektrofahrzeug kommunizieren kann. Intelligentes Laden ist ein Ladevorgang, bei dem die Stromstärke anhand von Echtzeitinformationen angepasst wird (Art. 2 Nr. 17).

Auf nationaler Ebene wird der Begriff Energiespeicheranlage durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG<sup>4</sup>) und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) definiert. Im EnWG wird sie als „Anlage, mit der die endgültige Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt verschoben wird oder mit der die Umwandlung elektrischer Energie

<sup>4</sup> Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 32) geändert worden ist

in eine speicherbare Energieform (...) erfolgt“ (EnWG, § 3 Nr. 15d) definiert. Das EEG beschreibt, dass eine „Anlage jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas“ ist (EEG, § 3 Nr. 1). Ergänzend beschreibt das EEG, dass als Anlage auch Einrichtungen gelten, „die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln“.

Im Stromsteuergesetz (StromStG<sup>5</sup>) ist eine Definition für stationäre Batteriespeicher gegeben. Diese besagt, dass es sich bei einem stationären Batteriespeicher um einen wiederaufladbaren Stromspeicher handelt, der während des Betriebs ausschließlich an seinem geografischen Standort verbleibt, dauerhaft mit dem Versorgungsnetz verbunden ist und nicht Teil eines Fahrzeugs ist (StromStG, § 2, Nr. 9).

Die BK6-22-300 nach § 14a EnWG definiert Ladepunkte für Elektromobile sowie Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie mit einem maximalen Leistungsbezug von mehr als 4,2 Kilowatt und einem Anschluss in der Niederspannung als steuerbare Verbrauchseinrichtung. Gemäß § 21 Abs. 1 des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG<sup>6</sup>) wird die Zwischenspeicherung von Strom als Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es im Bereich des bidirektionalen Ladens unterschiedliche Definitionen auf europäischer und nationaler Ebene gibt. Derzeit gibt es einige Unklarheiten im Bereich der Energiespeicheranlagen, da eine einheitliche Definition für Speicheranlagen fehlt. Die Unklarheiten führen dazu, dass eine Einzelprüfung von Richtlinien, Verordnungen und Gesetzen notwendig ist, um die rechtliche Zulässigkeit und Umsetzbarkeit von V2G-Nutzungsmöglichkeiten beurteilen zu können.

### 3.1.3 Netzanschluss

Gemäß EnWG § 17 Abs. 1 und Abs. 2 sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, Letztverbraucher, Ladepunkte für Elektroautos, und Anlagen zur Energiespeicherung diskriminierungsfrei, transparent und angemessen an ihr Netz anzuschließen. Eine Ablehnung des Netzanschlusses ist nur dann möglich, wenn die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist.

Auf der anderen Seite müssen Anschlussnehmer gemäß der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV<sup>7</sup>) § 19 Abs. 2 und 4 eine Zustimmung des Netzbetreibers einholen, wenn ihre Anlage eine Summenbemessungsleistung von 12 kW überschreitet. Seit dem 1. Januar 2024 ist der Netzbetreiber außerdem verpflichtet, sicherzustellen, dass die Mitteilung des Anschlussnehmers auch auf der Internetseite des Netzbetreibers veröffentlicht wird.

In der BK6-22-300 sind spezielle Vorgaben zur netzorientierten Steuerung gegeben. Gemäß Absatz 3.1b müssen alle Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung, die nach dem 31.12.2023 in Betrieb genommen wird, Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung abschließen.

<sup>5</sup> Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 412) geändert worden ist

<sup>6</sup> Energiefinanzierungsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237, 1272), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert worden ist

<sup>7</sup> Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 19. Juli 2022 (BGBl. I S. 1214) geändert worden ist

### 3.1.4 Doppelbelastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen

Neben den Kosten für die Stromerzeugung entstehen beim Endverbraucher weitere Kosten bei der Entnahme des Stroms aus dem Netz. Diese Kosten umfassen Netzentgelte, netzseitige Umlagen und die Stromsteuer. Diese Kosten sind insbesondere beim bidirektionalen Laden relevant, da hier eine Doppelbelastung befürchtet wird. Ob und wann dies der Fall sein könnte, wird im folgenden Abschnitt anhand der regulatorischen Rahmenbedingungen erläutert. Gemäß Art. 15 Abs. 5 der europäischen Richtlinie EU 2019/944 darf für Kunden, die eine Speicheranlage besitzen, keine doppelte Entgeltspflicht anfallen. Dies gilt, „wenn die gespeicherte Elektrizität an Ort und Stelle verbleibt oder, wenn sie für Netzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen erbringt. Im deutschen Ordnungsrahmen existiert derzeit noch kein abschließendes Regulierungsregime für stationäre Stromspeicher (BDL-Positionspapier zu Vehicle-to-Grid-Anwendungen, 2022)

Im EnWG § 118 Abs. 6 ist geregelt, dass neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie bis zum 04.08.2026 in den ersten 20 Jahren vollständig vom Netzentgelt befreit sind. Allerdings sind V2H-Speicher von der Netzentgeltbefreiung ausgeschlossen, da die gespeicherte Energie wieder in dasselbe Netz eingespeist werden muss.

Gemäß § 14 des EnWG sind Betreiber neuer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit einer Nennleistung über 4,2 kW ab dem 1. Januar 2024 verpflichtet, ihre Anlagen so auszulegen, dass temporäre Leistungsdämpfungen möglich sind. Als Gegenleistung für die Anpassungsfähigkeit der Leistung erhalten die Betreiber eine Entlastung über die Netzentgelte. Neue Wallboxen müssen steuerbar sein, wenn sie über 4,2 kW Leistung verfügen, und müssen beim Netzbetreiber angemeldet werden. Wallboxen, die vor 2024 installiert wurden, stehen unter Bestandsschutz (The Mobility House Team, 2023a).

Weitere Regelungen zum Netzentgelt sind in der Stromnetzentgelt-Verordnung (StromNEV<sup>8</sup>) festgelegt. Die Verordnung legt bestimmte Voraussetzungen fest, unter denen Stromspeicher ein individuelles Netzentgelt beanspruchen können. Allerdings sind Speicherverluste hiervon ausgenommen, weshalb für diese das vollständige Netzentgelt entrichtet werden muss (gemäß StromNEV § 19 Abs. 2). Die Verordnung besagt, dass Stromspeicher eine Vergütung für die dezentrale Einspeisung erhalten. Allerdings ist eine gesetzliche Einordnung der Einspeisung durch das Elektrofahrzeug erforderlich, um von diesem Vorteil profitieren zu können.

Eine weitere Art von anfallenden Entgelten sind Konzessionsabgaben, die in § 48 EnWG geregelt sind. Die Kosten für diese Vergütung sind Teil des Strompreises und werden letztendlich vom Verbraucher (d.h. dem Ladepunktbetreiber) getragen. Dies schließt auch Weiterverteiler ein, die ohne Nutzung öffentlicher Verkehrswege beliefert werden. Die Bemessung der Konzessionsabgaben kann durch die Bundesregierung durch Rechtsverordnung reguliert werden. Bisher gibt es jedoch keine gesonderten Regelungen für das Speichern von Strom. Eine Herausforderung besteht darin, dass die Konzessionsabgaben an verschiedenen Orten für Ein- und Ausspeisung anfallen und somit Doppelabgaben möglich sind (Schmidt et al., 2023).

Das StromStG und die Stromsteuer-Verordnung (StromStV<sup>9</sup>) enthalten Regelungen zur Stromsteuer. Gemäß § 5 Abs. 4 StromStG sind stationäre Batteriespeicher von der Steuer befreit, da sie als Teil des Versorgungsnetzes angesehen werden. Mobile Batteriespeicher, die in Elektroautos verbaut sind, sind hiervon jedoch ausgenommen. Ge-

<sup>8</sup> Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist

<sup>9</sup> Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Mai 2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 412) geändert worden ist

mäß § 9 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 StromStG sind von der Steuer befreit: Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 2 MW aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt und vom Anlagenbetreiber am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch entnommen wird; sowie Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird. Allerdings unterliegt der Strom (gemäß § 9 Abs. 1a StromStG), der zur Einspeisung in ein Netz allgemeiner Versorgung entnommen wird, weiterhin der Stromsteuer. Grundsätzlich ist eine Doppelbelastung bei der Verwendung von Strom zum bidirektionalen Laden von Elektrofahrzeugen vorhanden, da die Zwischenspeicherung im StromStG nicht berücksichtigt wird. Der Grund hierfür liegt darin, dass bei der Zwischenspeicherung durch eine nicht stationäre Anlage (wie beispielsweise durch ein Elektrofahrzeug) Strom bezogen wird, wodurch Steuern anfallen. Bei der Einspeisung (allgemeine Versorgung) fallen ebenfalls entsprechende Steuern an.

Ein weiterer finanzieller Aspekt, der beim Strombezug relevant ist, betrifft die KWK- und Offshore-Umlage. Eine Befreiung von diesen Umlagen ist für Stromspeicher vorgesehen, wenn der Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen wird. Dies gilt jedoch nur, wenn der Strom wieder vollständig in dasselbe Netz eingespeist wird, aus dem er bezogen wurde (BDL-Positionspapier zu Vehicle-to-Grid-Anwendungen, 2022). Mit dem am 1. Januar 2023 in Kraft getretenen EnFG wurde die EEG-Umlage vollständig abgeschafft.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass derzeit Ausnahmeregelungen für stationäre Stromspeicher gelten, die von Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten befreit sind. Diese Ausnahmeregelungen sind jedoch nicht auf mobile Batteriespeicher übertragbar. Bidirektionale Elektrofahrzeuge müssen daher für den bezogenen Strom die vollen finanziellen Abgaben zahlen, auch wenn der Strom wieder ins Netz eingespeist wird. Da der zurückgespeiste Strom zu einem späteren Zeitpunkt erneut geladen werden muss, würden die zuvor entrichteten Steuern, Umlagen und Netzentgelte erneut anfallen. Um die Doppelbelastungen zu vermeiden bzw. um die regulatorischen Hürden zu beseitigen, sollten bidirektionale Ladeeinrichtungen im deutschen Ordnungsrahmen als Speichereinheiten definiert werden und somit den stationären Stromspeichern (insbesondere Pumpspeichern und stationären Batteriespeichern) gleichgestellt werden.

## 3.2 Umsetzungsmöglichkeiten

### 3.2.1 Teilnahme am Energiemarkt

Elektrofahrzeuge können unter bestimmten Voraussetzungen als Regelenergieanbieter am Stromnetz teilnehmen. Die Teilnahmebedingungen werden von der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur geregelt. Zu unterscheiden ist zwischen Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve, je nachdem in welchem zeitlichen Rahmen das Netz stabilisiert werden soll (BDL-Positionspapier zu Vehicle-to-Grid-Anwendungen, 2022). Ein Primärregelenergieerbringer ist ein Akteur im Strommarkt, der innerhalb von 30 Sekunden seine Regelenergie zur Verfügung stellt, um kurzfristige Schwankungen im Stromnetz auszugleichen. Um Primärregelenergieerbringer zu werden, muss eine Teilnahme an einem offenen Ausschreibungsverfahren des Netzbetreibers erfolgen. Eine Voraussetzung hierfür ist, dass der Speicher eine Mindestleistung von 1 MW erbringen kann. Elektrofahrzeuge und Ladestationen müssen durch einen Aggregator gepoolt werden, um Regelreserven zu leisten. Für Sekundärregelleistung und Minutenreserven sind sogar noch höhere Leistungen als Grundvoraussetzung erforderlich.

Aktuell können Elektroautobatterien nach gegenwärtigem Rechtsrahmen als Regelenergieerbringer teilnehmen. Allerdings stellt die geforderte Mindestleistung eine Herausforderung dar. Durch die Einbindung in ein virtuelles Kraftwerk mittels Pooling (einem Verbund von Elektrofahrzeugen) besteht jedoch die Möglichkeit, die notwendi-

ge Leistung zu erzielen. Des Weiteren ist der Abschluss eines Mustervertrags mit dem Übertragungsnetzbetreiber erforderlich (BBH-Gruppe - Gemmer, 2023).

Im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG<sup>10</sup>) sind zudem allgemeine Voraussetzungen für die Teilnahme am deutschen Energiemarkt festgelegt. Es wird gefordert, dass die aus dem Netz entnommenen und eingespeisten Strommengen im 15-Minuten-Intervall erfasst werden, entweder mittels registrierender Leistungsmessung, Zählerstandsgangmessung oder intelligentem Messsystem.

Gemäß § 42 EnWG und § 79 Abs. 5 EEG muss der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien gegenüber dem Endverbraucher ausgewiesen werden. Diese Vorgabe stellt aufgrund des bidirektionalen Ladens, bei dem unterschiedliche Einspeise- und Ausspeisepunkte vorhanden sind, einen hohen bürokratischen Aufwand dar.

### 3.2.2 Arbitragegeschäfte

Arbitrage bezeichnet die geschickte Ausnutzung von Preisunterschieden auf den Strommärkten oder, wie in dieser Studie untersucht, die potenziellen Unterschiede zwischen dem Laden beim Arbeitgeber und dem Laden zuhause bzw. im Wohnquartier. Diese Strategie könnte in der Zukunft als effektives Mittel dienen, um einen finanziellen Gewinn aus dem bidirektionalen Laden von Elektrofahrzeugen zu generieren. Derzeit ermöglicht der bestehende Rechtsrahmen bereits Arbitragegeschäfte mit Elektrofahrzeugen. Eine aktuelle Herausforderung besteht jedoch darin, dass es keine einheitlichen Standards für die technische Umsetzung, die Steuerung, die Bilanzierung und die Festlegung von Entgelten für entsprechende Dienstleistungen gibt (BBH-Gruppe - Gemmer, 2023).

Diese fehlenden Standardisierungen können zu Unsicherheiten führen und eine breitere Nutzung von Arbitrage im Zusammenhang mit bidirektionalem Laden behindern. Eine klare und einheitliche Regulierung in diesen Bereichen wäre entscheidend, um das volle Potenzial von Arbitragegeschäften im Elektromobilitätssektor zu realisieren und gleichzeitig einen stabilen rechtlichen und technischen Rahmen zu schaffen, der sowohl für Betreiber als auch für Nutzer von Elektrofahrzeugen transparent und verlässlich ist. Angesichts des dynamischen Charakters der Energiewirtschaft ist eine rasche Entwicklung und Umsetzung entsprechender Standards erforderlich, um eine effiziente Integration von Arbitragegeschäften im Kontext des bidirektionalen Ladens zu ermöglichen.

### 3.2.3 Unternehmenskonzepte

Im industriellen Bereich könnten sich bidirektionale Ladekonzepte etablieren, die eine umfassende Berücksichtigung der Batteriedegradation in DR-Ladeszenarien von Elektrofahrzeugen gewährleisten. Insbesondere im Umfeld größerer Unternehmen könnte diese Berücksichtigung durch die Entwicklung von Mechanismen erfolgen, die die Interessen von Elektrofahrzeugbesitzern und Unternehmen abdecken. Die Idee ist beispielsweise, Elektrofahrzeugflotten in industrielle SGs zu integrieren, um die betriebliche Flexibilität zu erhöhen. So sollen die Stromkosten des Unternehmens minimiert werden, indem die Batterien der Elektrofahrzeuge der Mitarbeiter als dezentrale Zwischenspeicher genutzt werden. Gleichzeitig sollen die Kosten der Batteriedegradation minimiert werden, indem die zusätzliche Nutzung aus Sicht des Unternehmens betrachtet wird. Das Unternehmen, das am Energiemarkt teilnimmt, gleicht die schwankenden

<sup>10</sup> Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist

Strompreise aus, indem es die Elektrofahrzeuge als Batteriespeicher nutzt und die Besitzer mit kostenlosem oder subventioniertem Strom für die Kosten entschädigt, die durch die Degradation der Batterien entstehen. Die Herausforderung besteht darin, ein Gleichgewicht zu finden, das die finanziellen Vorteile der V2G-Dienste für das Unternehmen maximiert und gleichzeitig die negativen finanziellen Auswirkungen der zunehmenden Batteriedegradation für die Elektrofahrzeugbesitzer minimiert. Aktuell wurde dieses Gleichgewicht in der bestehenden Literatur noch nicht angemessen quantifiziert, was Raum für weitere Forschung und Entwicklung in diesem Bereich lässt (Leippi, Fleschutz & Murphy, 2022).

### 3.3 Pilotprojekte

Pilotprojekte im Bereich des bidirektionalen Ladens spielen eine wichtige Rolle bei der Implementierung der Technologie. Sie demonstrieren die Funktionsfähigkeit der Systeme und zeigen mögliche Herausforderungen auf. Durch das Sammeln von Erfahrungen im Betrieb können anwendungsnahe Lösungen für technologische Hürden gefunden werden und der Endnutzer kann in den Prozess eingebunden werden. Dies hat den positiven Effekt, dass die Akzeptanz für bidirektionales Laden gefördert wird und Misstrauen gegenüber der neuen Technologie abgebaut werden kann. Im Folgenden werden aktuelle Pilotprojekte im europäischen Raum vorgestellt.

#### **Vehicle-to-Home**

Im Jahr 2015 startete das erste deutsche Pilotprojekt Vehicle-to-Home, das von dem Automobilhersteller Nissan und The Mobility House durchgeführt wurde. (Nissan Center Europe GmbH, 2018) und (The Mobility House Team, 2020) berichten darüber. Dabei wurde der Nissan Leaf verwendet, um ein Büro aus der Tiefgarage heraus mit Strom zu versorgen. Die Anwendung, die unter dem Slogan "Vehicle2Coffee" vermarktet wird, demonstriert, dass eine Vehicle-to-Home-Anwendung mit dem CHAdeMO Schnellladeanschluss technisch möglich ist (The Mobility House Team, 2015).

#### **Smart Charging (DE)**

Im Jahr 2015 startete The Mobility House in Zusammenarbeit mit Renault ein Pilotprojekt zur Förderung der Vehicle-to-Grid-Integration. Hierfür wurde die Software „Smart Charging“ entwickelt, die als Vorläufer des Lade- und Energiemanagementsystems ChargePilot® diente. Das System berücksichtigte automatisch Preisschwankungen auf dem Strommarkt und führte dadurch zu finanziellen Vorteilen für die Anwender. Der Ladeplan wurde optimiert, um zu Zeiten mit niedrigen Strompreisen zu laden. Dadurch wurden die Stromkosten für die Teilnehmer halbiert (The Mobility House Team, 2020).

#### **Bidirektionales Lademanagement – BDL**

Im Mai 2019 startete das Forschungsprojekt "Bidirektionales Lademanagement - BDL" unter der Leitung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt gemeinsam mit der BMW Group, KOSTAL Industrie Elektrik GmbH, KEO GmbH, TenneT, Bayernwerk Netz GmbH, der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, dem Karlsruher Institut für Technologie und der Universität Passau (Presseclub Deutschland BMW Group & Bruch, 2019). Im Rahmen des dreijährigen Projekts wurden insgesamt 50 BMW i3 an Privat- und Geschäftskunden ausgegeben, die entsprechend ausgerüstet waren, um sie unter Alltagsbedingungen zu testen. Dabei wurden verschiedene Anwendungsfälle identifiziert und analysiert. Die Auswertungen sind auf <https://bdl-auswertungen.de/> veröffentlicht.

#### **V2G Primärregelleistung**

Das Pilotprojekt V2G Primärregelleistung startete im Jahr 2018 in Hagen. Es wurde von dem Technologieunternehmen The Mobility House, dem Energieversorger Enervie, dem Übertragungsnetzbetreiber Amprion und dem Automobilhersteller Nissan durchgeführt

(The Mobility House Team, 2020; Nissan Center Europe GmbH, 2018). Es ist gelungen, das Gesamtsystem, bestehend aus dem Nissan Leaf, der Software und der Ladestation, gemäß den regulatorischen Anforderungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber für die Primärregelleistung zu präqualifizieren. Das Elektroauto kann somit als Regelkraftwerk in das deutsche Stromnetz integriert werden und trägt zur Stabilisierung des Stromnetzes bei. Das Pilotprojekt wurde auf dem Firmengelände von ENERVIE in Hagen umgesetzt und zeigt das Potenzial von Elektrofahrzeugen zur Unterstützung der Energiewende. Zudem besteht ein finanzielles Potenzial, das Fahrzeug als Teil des Energiemarkts zu nutzen.

### V2G Redispatch

Im Rahmen eines Pilotprojekts von The Mobility House, dem Übertragungsnetzbetreiber TenneT und Nissan wurde demonstriert, wie Engpässe im Übertragungsnetz vermieden werden können. Das Problem von Netzengpässen entsteht insbesondere entlang der Nord-Süd-Trasse aufgrund der dezentralen Einspeisung erneuerbarer Energien.

Die Lösung besteht darin, überschüssige Energie in Norddeutschland in Elektroautos zu speichern und in Süddeutschland auf die gespeicherte Energie aus Elektroautos zurückzugreifen. Dies trägt zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien bei und verhindert die Abregelung von Windkraftanlagen im Norden (The Mobility House Team, 2020).

### uniT-e<sup>2</sup>

Das Projekt uniT-e<sup>2</sup> besteht aus The Mobility House sowie 29 Unternehmen und Forschungsinstituten. Es hat zum Ziel, Elektromobilität bis Juli 2024 optimal ins Stromnetz zu integrieren. Dazu werden in vier Clustern verschiedene Feldversuche und Laboruntersuchungen durchgeführt. Im Cluster „Harmon-E“ werden Technologien entwickelt und erprobt, die ein markt- und netzdienliches Laden von Elektrofahrzeugflotten ermöglichen.

### V2G Testlab für bidirektionales Laden

Im Frühjahr 2023 haben The Mobility House und Ambibox ein Testlabor für bidirektionales Laden eingeführt. Das Ziel besteht darin, Automobilherstellern die Möglichkeit zu bieten, die bidirektionale Integration von Elektroautos in den Energiemarkt zu testen. Das Setup besteht aus einer bidirektionalen DC-Ladestation und einer Ladesteuerung, die auf den Industriestandards ISO 15118-20 und OCPP 2.0 basieren (The Mobility House Team, 2020).

### Erstes V2G-Angebot

The Mobility House plant in diesem Jahr (2024) gemeinsam mit Mobilize, der Mobilitätsmarke der Renault Group, das erste V2G-Produkt auf den Markt zu bringen. Der V2G-Service soll mit der Markteinführung des Renault 5 in Frankreich und Deutschland verfügbar sein und im Jahr 2025 in Großbritannien folgen. Dabei wird ein finanzieller Vorteil für Kunden beworben. Das Paket besteht aus einem Renault E-Auto, einer bidirektionalen Wallbox, einem Energievertrag mit Mobilize und einer mobilen App zur Steuerung (The Mobility House Team, 2020).

## 3.4 Zusammenfassung der regulatorischen Bedingungen

Die regulatorischen Bedingungen für das bidirektionale Laden sind, wie in den vorangehenden Kapiteln ersichtlich, äußerst umfassend und komplex. Tabelle 5 fasst die diskutierten Regulierungen zusammen, um einen Überblick über die verschiedenen Vorschriften und Normen zu geben.

Tabelle 5: Zusammenfassung der regulatorischen Rahmenbedingungen zum bidirektionalen Laden in Deutschland (Stand: Januar 2024)

Thema	Gesetz / Norm	Zusammenfassung
Ziele zum bidirektionalen Laden auf EU-Ebene	AFIR-Verordnung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verbindliche Mindestziele für alle EU-Mitgliedstaaten für das bidirektionale Laden</li> <li>• Ab dem 13. April 2024 müssen alle neuen oder instandgesetzten Ladepunkte die Möglichkeit zum intelligenten Laden bieten</li> <li>• Einführung von Kommunikationsstandards für die Unterstützung von intelligentem und bidirektionalem Laden</li> <li>• Ziel: Aufbau eines großen Netzwerks für ein intelligentes Elektromobilitätssystem in der EU</li> </ul>
Ziele zum bidirektionalen Laden auf nationaler Ebene	Masterplan Ladeinfrastruktur II	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ambitionierte Umsetzung der Vorgaben der AFIR-Verordnung im nationalen Rechtsrahmen</li> <li>• Bidirektionales Laden soll diskriminierungsfrei ermöglicht werden, um die energiewirtschaftlichen Möglichkeiten für das Stromnetz zu nutzen</li> <li>• Insbesondere im Bereich des nicht öffentlichen Ladens sollen Verbesserungen in den rechtlichen, technischen, steuerlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen vorgenommen werden</li> </ul>
Definitionen auf EU-Ebene	Richtlinie (EU) 2019/944	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definition Energiespeicheranlage und Energiespeicherung auf EU-Ebene</li> </ul>
	EnWG	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definition Energiespeicheranlage auf nationaler Ebene</li> </ul>
Definitionen auf nationaler Ebene	AFIR-Verordnung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definition bidirektionales Laden und digital vernetzter Ladepunkt</li> </ul>
	EnWG und EEG 2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definition Energiespeicheranlage</li> </ul>
	StromStG	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definition stationäre Batteriespeicher</li> </ul>
	BK6-22-300	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definition steuerbare Verbrauchseinrichtung</li> </ul>
Netzanschluss	EnFG	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definition Zwischenspeicherung von Strom</li> </ul>
	EnWG	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verpflichtet Netzbetreiber zu Netzanschluss</li> <li>• Ablehnung bei bestimmten Gründen möglich</li> </ul>
(Doppel-)Belastung	NAV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zustimmung des Netzbetreibers bei Anlagenleistung über 12 kW nötig</li> </ul>
	BK6-22-300	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vereinbarungen zur netzorientierten Steuerung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen verpflichtend</li> </ul>

mit Steuern, Abgaben und Umlagen	2019/944	Kunden mit Speicheranlagen.	Regulatorik des bidirektionalen Ladens
	EnWG	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Neu errichtete Speicher bis 2026 vom Netzentgelt befreit, aber V2H-Speicher ausgeschlossen</li> <li>• Seit 2024 müssen neue steuerbare Verbrauchseinrichtungen mit mehr als 4,2 kW Leistung eine temporäre Leistungsdämpfung ermöglichen; Ausgleich: Entlastung über Netzentgelte</li> <li>• Konzessionsabgaben fallen an verschiedenen Orten für Ein- und Ausspeisung an, wodurch Doppelabgaben möglich sind</li> </ul>	
	StromNEV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher unter bestimmten Voraussetzungen möglich</li> <li>• Entgelt für die dezentrale Einspeisung wäre durch gesetzliche Einordnung der Einspeisung durch Elektroauto möglich</li> </ul>	
	StromStG und StromStV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stromsteuerbefreiung nur für stationäre Batteriespeicher möglich, mobile Batteriespeicher nicht inkludiert</li> </ul>	
Teilnahme am Energiemarkt	Beschlüsse der BK 6	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elektrofahrzeug-Batterien können unter bestimmten Voraussetzungen als Regelenergieerbringer teilnehmen</li> </ul>	
	MsbG	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Generelle Voraussetzungen im Messstellenbetriebsgesetz für Teilnahme am deutschen Energiemarkt</li> </ul>	
	§ 42 EnWG und § 79 EEG	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vorgaben für Ausweisung erneuerbarer Energien gegenüber Letztverbrauchern</li> </ul>	
Arbitragegeschäfte	noch nicht vorhanden	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potenziell möglicher monetärer Gewinn aus bidirektionalem Laden</li> <li>• Fehlende Standardisierungen</li> </ul>	
Normen und Standards mit technischen Voraussetzungen für netzdienliches Laden	ISO 15118-20	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fahrzeuge müssen nach ISO 15118-20 kommunizieren können, um bidirektionales Laden zu ermöglichen</li> </ul>	
	AR-E 2122-1000 und AR-E 2829-6	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AR-E 2122-1000 und AR-E 2829-6 regeln die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeugen, dem Energiemanagement und dem elektrischen Niederspannungsnetz</li> <li>• AR-E 2122-1000 bildet die Grundlage für die Entwicklung der Norm IEC 63380</li> </ul>	
	OCPP 2.0.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• OCPP 2.0.1 regelt die Kommunikation zwischen Ladestationen und CPOs</li> <li>• OCPP 2.0.1 unterstützt noch kein bidirektionales Laden, aber soll künftig mit ISO 15118-20 kompatibel sein</li> </ul>	
	IEC 63110 und IEC 61850-7-420	<ul style="list-style-type: none"> <li>• IEC 63110 regelt die Kommunikation zwischen Ladestation und Lademanagementsystem</li> <li>• IEC 61850-7-420 beschreibt die Kommunikation für DR und Distributed Energy Re-</li> </ul>	

sources (DER) Anwendungen		Regulatorik des bidirektionalen Ladens
VDE-AR-N 4100 und VDE-AR-N 4105	<ul style="list-style-type: none"> <li>VDE-AR-N 4100 und VDE-AR-N 4105 setzen Rahmenbedingungen für den Anschluss ans Verteilnetz und die Zertifizierung von Ladeeinrichtungen</li> </ul>	

## 4 Experteninterviews

Die Literaturrecherchen wurden durch Experteninterviews erweitert, um ein eingehenderes Verständnis für die Umsetzungspotenziale und Hemmnisse von V2G- bzw. V2H-Anwendungen zu gewinnen. Dabei lag der Fokus sowohl auf der technischen als auch auf der regulatorischen Seite, um mögliche Handlungsbedarfe für eine breitere Implementierung dieser bisher vereinzelt praktizierten Anwendungen aufzuzeigen.

In einem ersten Schritt wurden potenzielle Interviewpartner identifiziert und angefragt. Insgesamt wurden vier Experteninterviews durchgeführt, die per Videokonferenz stattfanden. Nach dem vierten Interview zeigte sich, dass keine wesentlichen neuen Erkenntnisse gewonnen werden konnten. Daher wurde die Notwendigkeit weiterer Interviews im Rahmen dieser Arbeit als nicht mehr gegeben angesehen. Die Ergebnisse der Experteninterviews umfassen somit die Einschätzungen und Erkenntnisse von vier Experten, die unterschiedliche Forschungseinrichtungen und Unternehmen repräsentieren. Inhaltlich wurden dabei Umsetzungspotenziale und Hemmnisse von V2G- bzw. V2H-Anwendungen aus Expertensicht sowie Anpassungsbedarfe rechtlicher Rahmenbedingungen beleuchtet.

### 4.1 Leitfaden und Struktur des Interviews

Für die Vorbereitung der Interviews war die Entwicklung eines Leitfadens mit zielgerichteten Fragen von entscheidender Bedeutung, um eine umfassende Beantwortung der Forschungsfragen zu ermöglichen. Durch die Verwendung eines teilstandardisierten Fragebogens dient der Leitfaden als Gedächtnisstütze und bietet den Interviewern gleichzeitig eine gewisse Flexibilität. Die Vergleichbarkeit der Antworten verschiedener Experten ist gewährleistet, da im Wesentlichen identische Fragen gestellt werden, jedoch eine strukturelle Differenzierung möglich ist. Der Interviewleitfaden besteht ausschließlich aus offenen Fragen, um die Experten dazu zu ermutigen, eigene Formulierungen zu verwenden und nicht durch vorformulierte Antworten eingeschränkt zu sein. Das Interview wurde auf eine Dauer von 30 Minuten ausgelegt und umfasst insgesamt 13 Fragestellungen. Die Fragestellungen lassen sich in zwei Hauptbereiche unterteilen: Voraussetzungen und Vergleich von V2H und V2G. Da der Schwerpunkt der Experteninterviews auf den grundlegenden Voraussetzungen für V2X-Applikationen liegt, können die Antworten in vier Dimensionen unterteilt werden. Die erste Dimension befasst sich mit der Wirtschaftlichkeit von V2X-Anwendungen. Basierend auf den gewünschten Erkenntnisgewinnen erfolgen die Kodierungen wie in Abbildung 9 dargestellt.

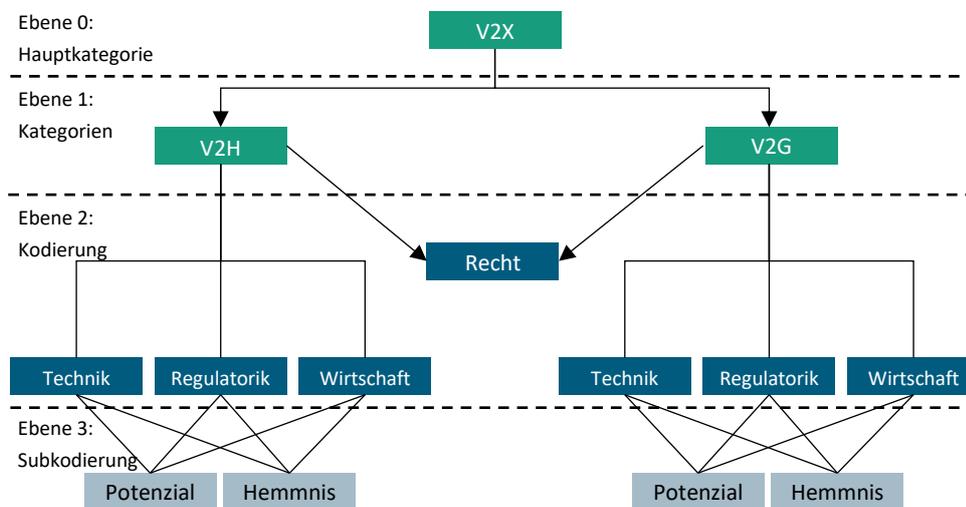


Abbildung 9: Kategoriensystem mit Kodierung und Subkodierung zur Analyse der Experteninterviews

Eine grundlegende Differenzierung ist der erste Schritt, wobei zwischen V2H und V2G unterschieden wird. Aufgrund von Komplexitätsunterschieden zwischen diesen beiden Anwendungsformen sind unterschiedliche regulatorische, technische und wirtschaftliche Anforderungen erforderlich. Der rechtliche Aspekt gewinnt insbesondere in der Kombination dieser beiden Systeme an Bedeutung. Die vier interviewten Experten, die ihre spezifischen Kenntnisse und Perspektiven einbrachten, stammen aus den folgenden Bereichen: Planung von V2X-Projekten, Industriepromotion – Markt und Technologiebetrachtung von Elektrofahrzeugen, Flexibilitätsanalyse von Elektrofahrzeugen und aus dem Bereich von Smart-Charging-Anwendungen.

#### **4.1.1 Kategorie 1: Grundsätzliche Voraussetzungen für V2X-Applikationen**

In der ersten Kategorie, die sich mit den Grundvoraussetzungen für V2X-Anwendungen befasst, zeigt die Analyse der Expertenaussagen, dass diese als entscheidend für die Energiewende angesehen werden. Trotz dieser Bedeutung weisen die Experten darauf hin, dass die aktuellen Anreize und Rahmenbedingungen noch nicht optimal auf die Einführung von V2X-Systemen ausgerichtet sind. Auf technischer Ebene, insbesondere bei den Fahrzeugen, ist die Möglichkeit zur Umsetzung von V2X-Konzepten bereits gegeben. Auf Nutzerseite bestehen jedoch Verfügbarkeitsprobleme, da die Nutzung des Fahrzeugs für V2X-Anwendungen auch Einschränkungen mit sich bringen kann. Eine Expertenaussage verdeutlicht diese Problematik: "Auf der einen Seite möchte ich natürlich das Auto zum Fahren nutzen, aber wenn ich das Auto für V2X-Anwendungen nutzen möchte, dann muss ich natürlich das Auto wieder mehr stehen lassen."

Ein weiteres identifiziertes Problem ist die Degradation der Batterie, die als wesentliches technisches Hemmnis für eine breite Anwendung von V2X gesehen wird. Eine Expertenaussage betont jedoch, dass Simulationen zeigen, dass die Batteriealterung weniger gravierend ist als zunächst befürchtet, wobei die Entladetiefe eine entscheidende Rolle spielt. Auch die Gestaltung von Preismodellen für V2X-Anwendungen ist noch nicht ausreichend geklärt, insbesondere die Frage, wie Nutzer mit V2X Geld verdienen können. Ein Experte sieht jedoch die Möglichkeit, dass V2X die Stromtarife der Energieversorger verändert und stärker auf Variabilität setzt. Ein anderer Experte äußert jedoch Bedenken hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit, da die Kompensation der Batteriedegradation noch nicht klar geregelt ist. Neben den wirtschaftlichen Aspekten betonen die Experten die Notwendigkeit einer genaueren Untersuchung im energetischen Bereich, um festzustellen, ob V2X tatsächlich zur CO<sub>2</sub>-Einsparung beitragen kann. In einem Expertenstatement wird diesbezüglich betont: "Voraussetzung ist, dass der Strom grün erzeugt wird, um die aufgebaute Kapazität effizient zu nutzen."

Insgesamt verdeutlichen die Expertenaussagen die Komplexität und die verschiedenen Dimensionen, die bei der Einführung von V2X-Anwendungen berücksichtigt werden müssen - von technischen Herausforderungen über Nutzerakzeptanz bis hin zu ökonomischen und ökologischen Aspekten.

#### **4.1.2 Kategorie 2: V2H-Anwendungen**

Die V2H-Anwendung als Teil der umfassenderen V2X-Technologie wird derzeit durch kleinere Hindernisse in den Bereichen Regulierung, Technik und Wirtschaftlichkeit behindert. Diese Hürden sind größtenteils überwunden worden, was den Einsatz von V2X-Anwendungen, einschließlich V2H, erleichtert.

Insbesondere für Eigenheimbesitzer mit einer eigenen PV-Anlage erweist sich die V2H-Anwendung als vorteilhafte Option. Die bestehenden Stromtarife machen die Installation einer Solaranlage unumgänglich, da die Batterie des Elektrofahrzeugs allein nicht ausreicht, um einen Mehrwert für das Haus zu generieren. Die Experten heben die

Attraktivität von V2H für Eigenheimbesitzer hervor, wobei das Elektrofahrzeug als potenzielles Minikraftwerk betrachtet wird. Um V2H weiter zu etablieren, ist eine Anpassung der Stromtarifmodelle durch die Energieversorger notwendig. Hierbei sollen laut den Experten zukünftige Modelle Tag- und Nachtstromtarife sowie die Reaktion auf kurzfristige Preisänderungen am Strommarkt für den privaten Bereich ermöglichen, um auch Mietern und Haushalten ohne eigene Solaranlage die Teilnahme an V2H zu ermöglichen. Derzeit sind die Stromlieferverträge an einen festen Preis pro Kilowattstunde gebunden. So sehen die Experten jedoch in den nächsten zwei bis drei Jahren wenig Chancen für eine Anpassung, da der deutsche Strommarkt konservativ gewachsen und stark reguliert ist.

Zusammenfassend verdeutlichen diese Sichtweisen die Herausforderungen und Chancen im Zusammenhang mit der V2H-Technologie und unterstreichen die Notwendigkeit einer Anpassung der Stromtarifmodelle, um eine breite Etablierung von V2H, insbesondere für Eigenheimbesitzer mit Photovoltaikanlagen, zu ermöglichen. Dabei zeigt sich, dass die konservative Entwicklung des deutschen Strommarktes und die aktuellen regulatorischen Herausforderungen die Anpassungen in den nächsten zwei bis drei Jahren erschweren könnten.

### 4.1.3 Kategorie 3: V2G-Anwendungen

V2G zeichnet sich im Vergleich zu V2H durch eine höhere Komplexität aus und birgt viele Unsicherheiten in Bezug auf Regulierung und Rechtsnormen. Auch die technischen Anforderungen an V2G sind deutlich höher, da die Umsetzung ein SMGW erfordert, um die Kommunikation zwischen einer Vielzahl von Fahrzeugen, Nutzern, Netzbetreibern und Energieversorgern zu koordinieren.

Eine zentrale Frage im Zusammenhang mit V2G ist die Steuerung der Kraftwerkskapazitäten. Es ist noch nicht eindeutig geklärt, ob diese Steuerung zentral oder dezentral erfolgen soll. Es wird vorgeschlagen, die Netzfrequenz als zentrales Steuerungselement zu nutzen, um bei Bedarf Regelenergie in das Stromnetz einzuspeisen oder Elektrofahrzeuge zu laden. Dies hat den Vorteil, dass Batteriespeicher kurzfristig und flexibel Regelenergie bereitstellen können. Der wirtschaftliche Aspekt von V2G wirft viele Fragen auf, insbesondere in Bezug auf die noch nicht transparenten Zusatzkosten aufgrund der Batteriedegradation. Um V2G attraktiver zu machen, schlägt ein Experte vor, weniger auf den Kauf von Elektrofahrzeugen zu setzen und stattdessen Leasingangebote anzubieten. Dabei wäre der V2G-Betreiber Eigentümer der Batterie und vermietet diese zur Nutzung an den Fahrzeugbesitzer. Die Kontrolle über das Fahrzeug wird in der Expertengruppe einheitlich akzeptiert. Die Experten betonen die Notwendigkeit, jederzeit die Kontrolle über die Entladetiefe und den jeweiligen Abfahrtszeitpunkt der Nutzer zu gewährleisten, da dies entscheidend für die Akzeptanz des Systems ist. Ein Experte bringt dies deutlich zum Ausdruck: "Der Nutzen meines Fahrzeuges darf nicht wesentlich eingeschränkt werden. Das heißt, ich muss den Ladezustand frei wählen können". Ein Experte schlägt verschiedene Entwicklungsstufen vor, von der manuellen Steuerung bis hin zu einem vollständig autonomen System, das das Fahr- und Ladeverhalten steuert.

Die Expertengespräche lieferten wertvolle Einblicke in das Themenfeld V2X und trugen dazu bei, wichtige Aspekte zu vertiefen. Obwohl viele der Themen, die während der Interviews behandelt wurden, bereits aus der Metaanalyse sowie den regulatorischen Aspekten des bidirektionalen Ladens bekannt waren, haben die persönlichen Einschätzungen und Erfahrungen der Experten wertvolle Nuancierungen und Präzisierungen hinzugefügt. Die einheitlichen Antworten der Experten legen nahe, dass bestimmte Aspekte und Herausforderungen im Bereich V2X weithin bekannt oder in ähnlicher Weise interpretiert werden.

Trotz der Redundanzen in den Antworten konnten einige Schlussfolgerungen aus den Experteninterviews gezogen werden. Insbesondere betonten die Experten die Notwendigkeit, die aktuellen Anreize und Rahmenbedingungen für die Einführung von V2X-Systemen zu optimieren. Der wirtschaftliche Aspekt richtet sich vorrangig an die Netzbetreiber. Um einen höheren Nutzen zu erzielen, sind insbesondere Veränderungen in den Betreiberstrukturen des Strommarkts erforderlich. Der Zugang zu flexiblen Tarifen und Preisstrukturen muss grundlegend ermöglicht werden. Im Bereich der rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen besteht innerhalb Deutschlands Handlungsbedarf. Der aktuelle rechtliche Rahmen ist nicht auf solche Konzepte ausgerichtet, da die Gesetzgebung diese momentan nicht fördert, sondern eher behindert. Beispielsweise werden Personen, die Energie aus ihren Fahrzeugen abgeben, rechtlich als virtuelle Kraftwerksbetreiber betrachtet, obwohl die Energie lediglich zwischengespeichert wird. Daher ist es vorteilhaft, zu Beginn nicht selbst den Handel am Energiemarkt zu übernehmen, sondern eine Zwischeninstanz einzubeziehen, um rechtliche Hürden zu umgehen. Insgesamt verdeutlichen diese Erkenntnisse die Komplexität und Vielschichtigkeit des Themenfeldes V2X. Die Kombination aus wissenschaftlichen Erkenntnissen und Expertenperspektiven bietet ein umfassendes Verständnis und ermöglicht die Entwicklung möglicher Lösungsansätze für die Herausforderungen im Bereich V2X.

Für die erfolgreiche Implementierung innovativer Technologien wie V2H-Anwendungen spielt die Nutzerakzeptanz eine entscheidende Rolle. Um die Bedürfnisse und Erwartungen potenzieller V2H-Nutzer zu verstehen, wurde eine repräsentative Online-Befragung durchgeführt, die als Kernelement der Nutzerakzeptanzanalyse diente. Dieser Schritt war von besonderer Relevanz, da die Nutzer als Hauptakteure die Umsetzungspotenziale und mögliche Hemmnisse maßgeblich beeinflussen.

Im Mittelpunkt der Befragung stand die Ermittlung der Nutzerbedürfnisse, insbesondere hinsichtlich Flexibilität, Wirtschaftlichkeit und Benutzerfreundlichkeit. Durch die ganzheitliche Betrachtung dieser Aspekte sollte die Schnittmenge zwischen gesellschaftlichem bzw. technischem Bedarf, den individuellen Anforderungen der Nutzer und den Interessen der Betreiber identifiziert werden.

Zur Qualitätssicherung unserer Befragung setzten wir auf einen sorgfältig entwickelten Fragebogen, der den Teilnehmern über ein geeignetes Online-Tool zur Verfügung gestellt wurde. Darüber hinaus wurde mit einem spezialisierten externen Dienstleister zusammengearbeitet, um die Akquisition geeigneter Teilnehmer und die Durchführung der Befragung professionell zu gestalten. Die Ergebnisse dieser repräsentativen Befragung wurden ausgewertet, um Erkenntnisse über Umsetzungspotenziale und mögliche Hemmnisse aus Sicht der Nutzer zu gewinnen. Von besonderem Interesse waren dabei die Bereitschaft der Teilnehmer, ihre Batterien für V2H- und V2G-Anwendungen zur Verfügung zu stellen sowie mögliche Anreize, die die Attraktivität dieser Anwendungen steigern könnten.

Die gewonnenen Erkenntnisse bildeten nicht nur eine wesentliche Grundlage für die anschließende Simulationsanalyse, sondern tragen maßgeblich dazu bei, die Einführung von V2H-Anwendungen an den Bedürfnissen und Erwartungen der Nutzer auszurichten.

### 5.1 Vorbereitung der Onlinebefragung

Um die Akzeptanzbedingungen potenzieller Nutzer von V2X-Anwendungen zu untersuchen, war die Verwendung eines standardisierten Fragebogens zur Konsensbildung vorgesehen. Die Ergebnisse dieser quantitativen Befragung sollten Aufschluss darüber geben, unter welchen Bedingungen Besitzer von Elektrofahrzeugen bereit sind, die Batterien ihrer Fahrzeuge Dritten zur Verfügung zu stellen. Der Prozess umfasst drei wesentliche Teilprozesse, die in dieser Phase durchlaufen werden müssen. Zuerst muss festgelegt werden, welche Art von Fragebogen für die Befragung verwendet werden soll. Des Weiteren müssen das Studiendesign und die im Fragebogen verwendeten Messinstrumente festgelegt werden. Schließlich sollte in dieser Phase auch die Zielgruppe festgelegt werden, aus der die Zufallsstichprobe gezogen werden soll.

Da der großflächige Einsatz von V2X in Deutschland noch nicht weit verbreitet ist und derzeit nur wenige Fahrzeuge auf dem deutschen Automobilmarkt in der Lage sind, solche Konzepte zu nutzen (vgl. Tabelle 1 und Tabelle 2), mussten einige Annahmen getroffen werden, um eine repräsentative Stichprobe zu gewährleisten. Die potenziellen Nutzer von V2X-Konzepten und damit die Zielgruppe der Umfrage waren Elektrofahrzeugbesitzer in Deutschland. Dies ergibt sich aus der Tatsache, dass diese Gruppe ein Interesse an Elektromobilität hat, die Konzepte versteht und somit motiviert ist, an der Befragung teilzunehmen.

Um diese Zielgruppe zu erreichen, war die Zusammenarbeit mit einem Marktforschungsinstitut notwendig, das die Feldarbeit für die Onlineumfrage durchführte. Dabei

wurde ein zufälliges und kein willkürliches Auswahlverfahren angewandt, um eine möglichst große Abdeckung der Gesamtheit der Elektrofahrzeugbesitzer in Deutschland zu gewährleisten. Darüber hinaus wurde die Befragung auf individueller Ebene durchgeführt, was bedeutet, dass die gesammelten Informationen von einzelnen Personen stammen und nicht von mehreren Personen gemeinsam.

## 5.2 Aufbau des Fragebogens und Datenerhebung im Feld

Die quantitative Datenerhebung wurde in Zusammenarbeit mit der Firma Bilendi GmbH durchgeführt, um die Zielgruppe mit ihren spezifischen Merkmalen zu erreichen. Bilendi bietet innovative Services rund um die digitale Datenerhebung an und übernahm daher die Feldarbeit zur Generierung der Stichproben (Bilendi GmbH, 2023). Im Befragungszeitraum vom 01.06. bis 30.06.2023 nahmen insgesamt über 1000 Personen an der Befragung teil. Davon wurden 749 als verwertbarer Rücklauf klassifiziert ( $N = 749$ ). Teilweise wurde der Fragebogen unvollständig ausgefüllt oder es konnte kein logischer Zusammenhang zwischen zwei gestellten Fragen hergestellt werden. Diese Inkonsistenzen beeinflussten die Auswertbarkeit der entsprechenden Datensätze. Bei einigen Fragen wurden die Befragten gebeten, sich in Gruppen einzuteilen. Innerhalb dieser Gruppen wurde eine lineare Verteilung der statistischen Merkmale angenommen. Die Struktur des Onlinefragebogens ist in Abbildung 10 abgebildet.



Abbildung 10: Grobstruktur des Fragebogens zur quantitativen Onlinebefragung

## 5.3 Ergebnisse der Onlinebefragung zu V2X-Anwendungen

Die Umfrage zum Bekanntheitsgrad von V2X-Anwendungen in Abbildung 11 zeigt, dass ein erheblicher Anteil der Befragten (32,58% bzw. 244 Personen) angibt, noch nie mit V2X und seinen Konzepten in Berührung gekommen zu sein. Interessanterweise zeigt die Analyse der Altersgruppen, dass junge bis mittlere Erwachsene im Alter von 25 bis 40 Jahren tendenziell besser mit V2X und seinen Ausprägungen vertraut sind. Hier geben 38,33% dieser Altersgruppe an, sehr gut mit V2X-Konzepten vertraut zu sein. Dies deutet auf eine erhöhte Aufmerksamkeit bzw. Integration von V2X-Technologien in den jüngeren Generationen hin. Mit steigendem Alter nimmt der Kenntnisstand über solche Konzepte tendenziell ab.

■ Ja ■ Ja, ein bisschen ■ Davon gehört ■ Nein

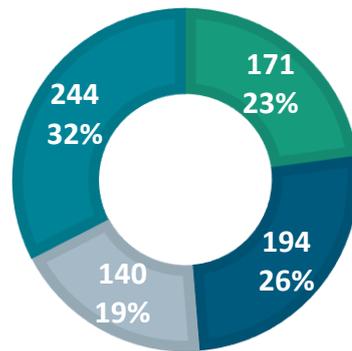


Abbildung 11: Absolute und relative Häufigkeit des Kenntnisstandes über V2X-Applikationen

Die Analyse der Meinung zur Elektromobilität Abbildung 12 zeigt, dass die Befragten dieser Zukunftstechnologie grundsätzlich positiv gegenüberstehen. Es wird jedoch betont, dass die technologische Reife von Elektrofahrzeugen noch nicht so weit fortgeschritten ist, dass ein flächendeckender Einsatz möglich ist. Dies deutet darauf hin, dass trotz vorhandener Akzeptanz noch Herausforderungen in der technologischen Entwicklung zu bewältigen sind.

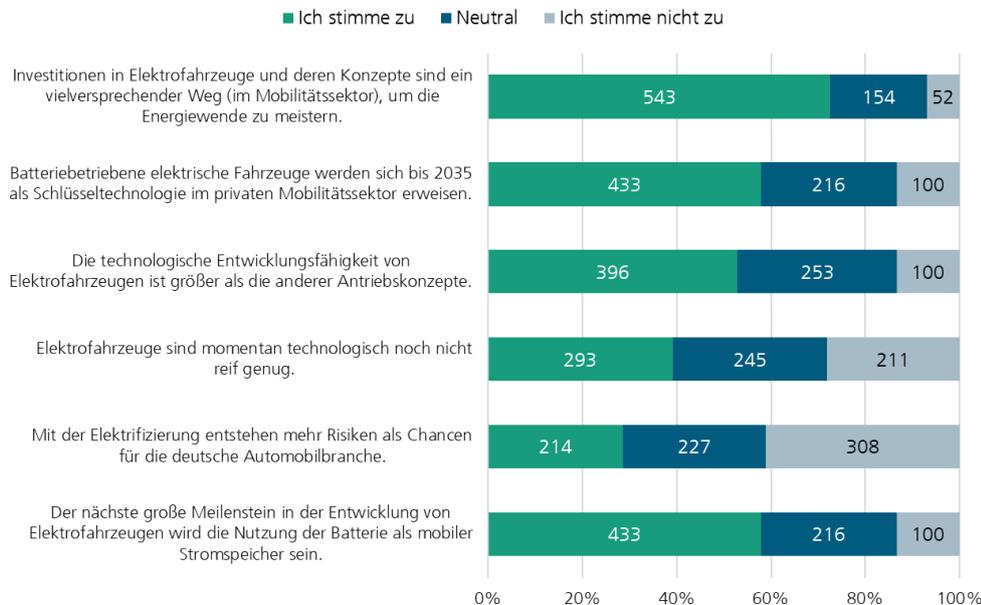


Abbildung 12: Ergebnisse der Bewertung von Aussagen zur Elektromobilität im Allgemeinen

Interessanterweise zeigt sich in den Meinungen der Befragten auch eine gewisse Zurückhaltung in Bezug auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Automobilhersteller. Hier spiegelt die Bewertung der Elektrifizierung als Risiko bzw. Chance für die deutsche Automobilbranche eine gemischte Meinung wider. Der Einsatz von elektrischen Fahrzeugen und elektrischen Komponenten wird als Schlüsselkomponente im privaten Mobilitätssektor optimistisch eingeschätzt. Viele Befragte sind davon überzeugt, dass die Nutzung von Elektrofahrzeugen als mobile Stromspeicher wichtig ist, um Elektrofahrzeuge attraktiver zu machen (fast 60%). Dies verdeutlicht, dass die Wahrnehmung der Elektromobilität nicht nur von der technologischen Reife abhängt, sondern auch von der Schaffung zusätzlicher Anreize und Funktionen.

Insgesamt verdeutlichen diese Ergebnisse eine derzeit positive Einstellung zur Elektromobilität bei gleichzeitig kritischem Blick auf die technologische Entwicklung

und die möglichen Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Automobilindustrie.

Abbildung 13 zeigt, dass 50% der Befragten jährlich zwischen 9.518 und 22.538 Kilometer zurücklegen. Dabei fahren 25% weniger als 9.518 Kilometer pro Jahr, während knapp 6,5% mehr als 40.000 Kilometer pro Jahr zurücklegen. Der Mittelwert der Jahresfahrleistung beträgt 18.381 Kilometer. Diese Ergebnisse stützen die Vermutung, dass ein erheblicher Anteil der Autofahrer eher kurze Strecken zurücklegt, wodurch die Fahrzeuge einen Großteil der Zeit ungenutzt bleiben. Die Identifizierung bestimmter Muster in der jährlichen Fahrleistung könnte darüber hinaus einen signifikanten Einfluss auf die Gestaltung zukünftiger V2X-Anwendungen haben. Beispielsweise könnten kurze Strecken und lange Standzeiten genutzt werden, um Fahrzeugbatterien gezielt als temporäre Energiespeicher in das Stromnetz zu integrieren. Dies hätte das Potenzial, nicht nur die Effizienz der Stromnutzung zu verbessern, sondern auch die Basis für nachhaltige Energielösungen weiter auszubauen.

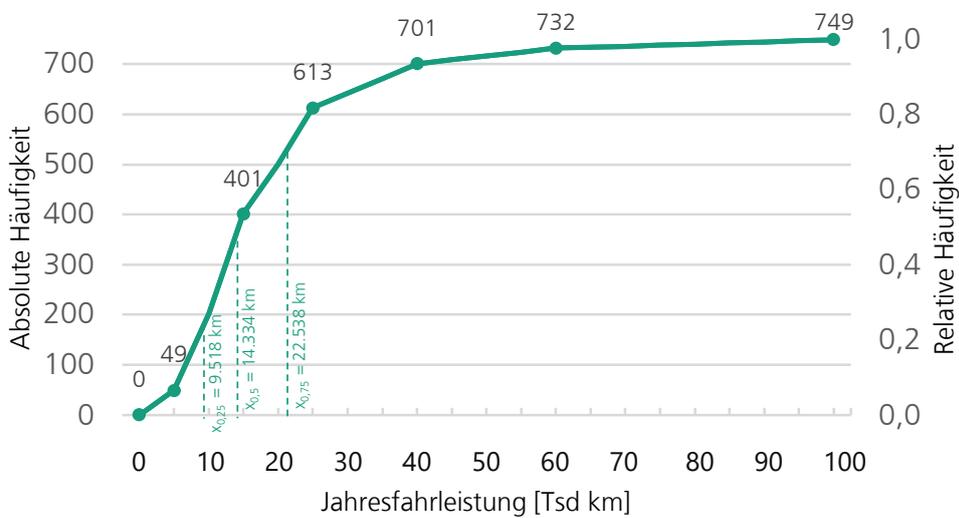
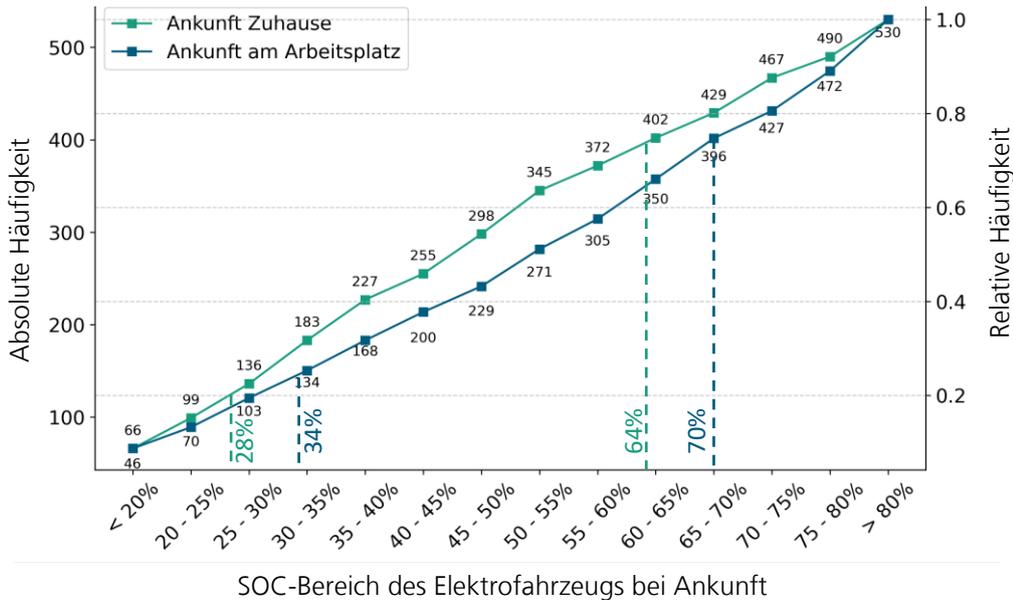


Abbildung 13: Absolute und relative Häufigkeitsverteilung der Jahresfahrleistung

Abbildung 14 gibt einen Überblick über den Ladezustand der Elektrofahrzeugbesitzer vor und nach einem normalen Arbeitstag. Es ist zu beachten, dass nicht alle Teilnehmer ihr Elektrofahrzeug für den Weg zur Arbeit nutzen ( $N_{neu} = 530$ ). Auffällig ist, dass ein erheblicher Anteil der Befragten sowohl bei der Ankunft am Arbeitsplatz als auch bei der Heimkehr nach einem Arbeitstag einen mittleren Ladezustand aufweist. Bei der Ankunft am Arbeitsplatz liegen 50% der Befragten in einem Bereich von 34% bis 70% SOC. Der durchschnittliche SOC der Elektrofahrzeuge bei der Ankunft am Arbeitsplatz beträgt 53%.



SOC-Bereich des Elektrofahrzeugs bei Ankunft

Abbildung 14: Absolute und relative Häufigkeitsverteilung des SOC bei Ankunft am Arbeitsplatz und bei Ankunft zuhause nach einem Arbeitstag

Ebenso zeigt Abbildung 14, dass 50% der befragten Elektrofahrzeugfahrer nach einem Arbeitstag zu Hause einen Ladezustand zwischen 28% und 64% aufweisen. Der durchschnittliche Ladezustand ihrer Batterien bei der Ankunft zu Hause beträgt 47%. Insbesondere vor dem Hintergrund der Empfehlung, die Batterie im Zwischenbereich zu laden und zu entladen, um der Batteriedegradation entgegenzuwirken, zeichnen sich ideale Bedingungen für V2X-Anwendungen ab. Die vorliegenden Daten bieten somit nicht nur Einblicke in das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugbesitzern, sondern liefern auch wertvolle Erkenntnisse für die Weiterentwicklung von V2X-Technologien unter Berücksichtigung der optimalen Nutzung der Batterieleistung und der zugrundeliegenden Ladegewohnheiten. Dennoch stellt sich die Frage: Wo sind Lademöglichkeiten zu finden und wie hoch sind die Kosten für das Aufladen am Arbeitsplatz oder zu Hause? Diese Aspekte sind wichtig, um die Akzeptanz und Nutzung von Elektromobilität zu fördern und mögliche Hemmnisse im Bereich der Ladeinfrastruktur zu überwinden. Die Option, beim Arbeitgeber zu einem deutlich günstigeren Tarif aufzuladen im Vergleich zum Laden zuhause oder an öffentlichen Ladesäulen, hätte einen signifikanten Einfluss auf das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugbesitzern. Die zusätzliche Perspektive, Elektrofahrzeuge zu Hause für V2H zu nutzen, würde das Ladeverhalten weiterhin erheblich beeinflussen. Da derartige Konzepte bisher noch nicht untersucht wurden, bietet sich die Möglichkeit einer detaillierten Untersuchung unter möglichst realen Bedingungen. Dabei könnte untersucht werden, ab welcher Preisdifferenz zwischen dem Laden beim Arbeitgeber und dem Laden zu Hause der Einsatz von V2H wirtschaftlich sinnvoll ist.

Obwohl die Mehrheit der privaten Haushalte, die im Besitz eines Elektrofahrzeugs sind, bereits über eine eigene Wallbox verfügt, ist zu beachten, dass bidirektionale Ladevorgänge andere Anforderungen mit sich bringen. Zudem geben mehr als 60% der Haushalte, die noch keine private Wallbox besitzen, an, dass eine Installation unter den gegenwärtigen Bedingungen nicht realisierbar ist. Insgesamt könnten laut den befragten Elektrofahrzeugbesitzern bis zu 74% eine private Wallbox ohne Schwierigkeiten installieren (siehe Abbildung 15).

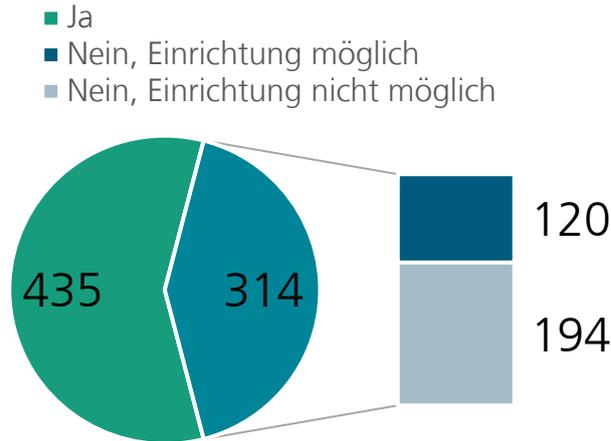


Abbildung 15: Absolute und relative Häufigkeit für das Vorhandensein bzw. der möglichen Einrichtung einer privaten Wallbox

Die relative und absolute Häufigkeitsverteilung der Fahrstrecke zwischen dem Wohnort und dem Arbeitsplatz wird Abbildung 16 dargestellt. Demzufolge benötigen 75% der Befragten höchstens 29,4 Kilometer, um ihren Arbeitsplatz zu erreichen. Immerhin legt die Hälfte der Befragten weniger als 15,5 Kilometer bis zum Arbeitsplatz zurück. Die durchschnittliche Entfernung zwischen dem Zuhause der Befragten und ihrem Arbeitsplatz beträgt 21,6 Kilometer.

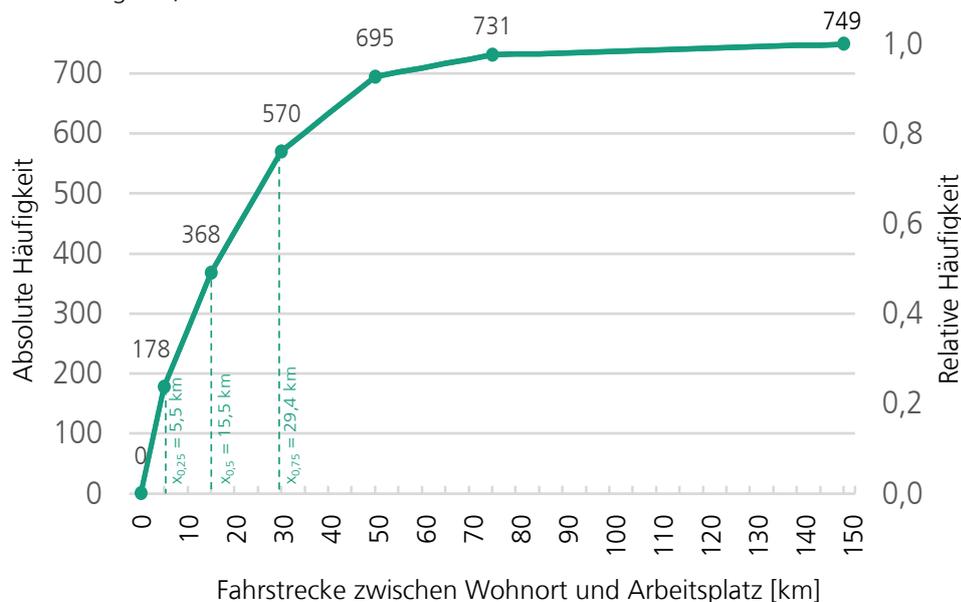


Abbildung 16: Absolute und relative Häufigkeitsverteilung der Fahrstrecke zwischen dem Wohnort und dem Arbeitsplatz

Die Entscheidung für oder gegen die Anschaffung eines Elektrofahrzeugs wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst. In Abbildung 17 wird gezeigt, dass die Umweltfreundlichkeit eines Elektrofahrzeugs für die Mehrheit der befragten Personen eines der entscheidenden Kaufkriterien ist. Dies verdeutlicht, dass für viele Individuen das Wohlergehen ihrer Umgebung an erster Stelle steht. Die Freude am Fahrverhalten nimmt den zweiten Platz in der Rangfolge der Präferenzen ein. Als dritt wichtigstes Kriterium für den Kauf eines Elektrofahrzeugs folgen geringe Betriebs- und Unterhaltungskosten. Diese Erkenntnisse lassen den generellen Schluss zu, dass das öffentliche Wohl Vorrang vor individuellen wirtschaftlichen Interessen hat. Es ist darüber hinaus festzustellen,

dass staatliche Förderungen kaum einen nennenswerten Einfluss auf positive Kaufentscheidungen für Elektrofahrzeuge ausüben.

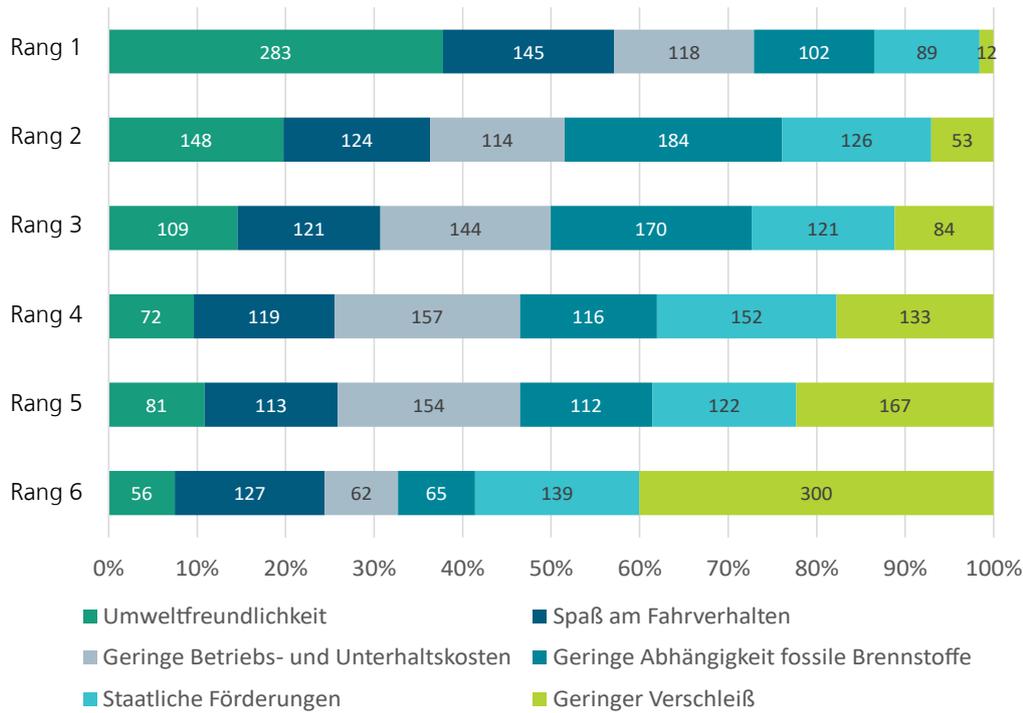


Abbildung 17: Rangfolge der Gründe für die Anschaffung eines Elektrofahrzeugs

Im Gegenzug dazu, verdeutlicht Abbildung 18 die negativen Aspekte von Elektrofahrzeugen im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen bzw. die Gründe, die gegen die Anschaffung eines Elektrofahrzeugs sprechen. Dabei wird die geringe Reichweite als entscheidender Faktor genannt, der potenzielle Käufer davon abhält, ein Elektrofahrzeug zu erwerben. Auch die mangelnde Ladeinfrastruktur in Deutschland wird als bedeutender Nachteil kritisiert. Knapp dahinter rangieren die Anschaffungskosten für ein Elektrofahrzeug als weiterer ausschlaggebender Faktor für eine negative Kaufbewertung. Die Befragten schätzen weder den Lebenszyklus der Batterie noch die Ladezeiten oder den Einfluss der Umgebungstemperatur auf die Batteriekapazität als Faktoren ein, die einen erheblichen Einfluss auf ihre Kaufentscheidung haben. Diese Ergebnisse zeigen, dass bestimmte technologische Aspekte, die oft als potenzielle Hemmnisse betrachtet werden, für die Befragten möglicherweise weniger relevant sind als die unmittelbar spürbaren Faktoren wie Reichweite und Ladeinfrastruktur.

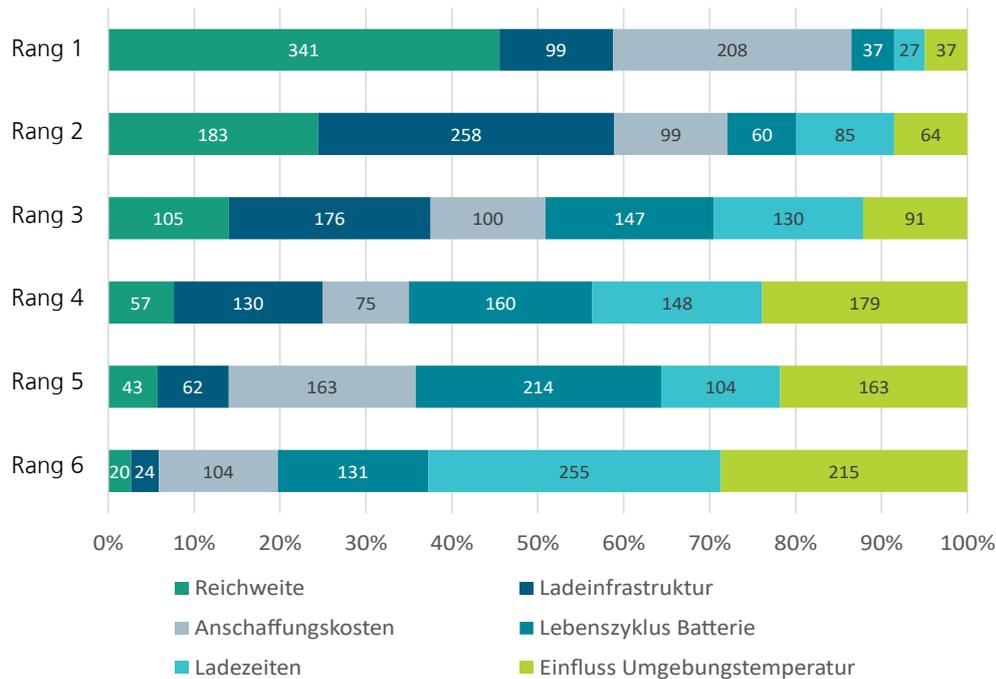


Abbildung 18: Rangfolge der Gründe für Hemmnisse bei der Anschaffung von Elektrofahrzeugen

Zusätzlich wurden die Teilnehmer gebeten, ihre Meinungen zu V2H-Anwendungen mitzuteilen, um Einblicke in die Bereitschaft und bestimmten Voraussetzungen für V2H zu gewinnen. Die Ergebnisse der Auswertung der Aussagen zu V2H werden in Abbildung 19 präsentiert. Hierbei ist deutlich zu erkennen, dass die Mehrheit (92,5%) V2H nur in Kombination mit einer Photovoltaikanlage als sinnvoll erachtet. Dennoch spielt die Batteriedegradierung für mehr als 36% der Befragten eine wichtige Rolle, obwohl dadurch Stromkosten zu Hause eingespart werden könnten. Daher sollte die Batteriedegradierung in einer Kosten-Nutzen-Analyse gegenüber den Ersparnissen berechnet werden, da 82,6% der Befragten überzeugt sind, dass V2H die Stromkosten senken kann. Schließlich würden 77,7% den Strom vom Arbeitgeber nach Hause transportieren, sofern dieser zu günstigen Konditionen bezogen werden kann.

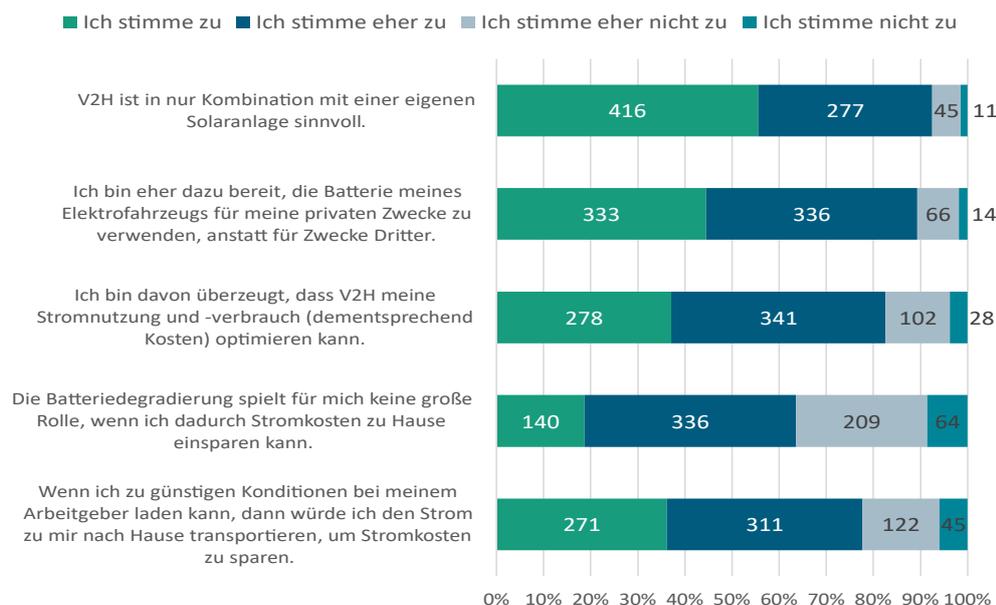


Abbildung 19: Ergebnisse der Bewertung von Aussagen zu V2H-Anwendungen

In Abbildung 20 sind die Ergebnisse bezüglich der Rangordnung nach dem Wichtigkeitsaspekt für die Teilnahme an V2X-Applikationen ersichtlich. Die drei zentralen Aspekte für die Partizipation sind, dass Elektrofahrzeugbesitzer über ausreichende Reichweite bei Abfahrt verfügen und mithilfe eines Kontrollinstruments (z. B. einer App) die Überwachung und Kontrolle des Lade- und Entladeverhaltens zu jeder Zeit gewährleistet ist. Hierbei wird deutlich, dass bei allen Vorteilen die V2X bietet, die Kontrolle und Sicherheit eines adäquaten SOC's unerlässlich ist. Diese Aussage deckt sich mit der Expertenmeinung aus Kapitel 4, dass das Elektroauto zum Fahren und nicht nur zum längeren Stehen für V2X-Anwendungen genutzt werden sollte. Schließlich wird ein fairer Ausgleich für die Teilnahme, insbesondere bei der V2G-Anwendung, als wichtig erachtet. Weniger bedeutende Aspekte in diesem Kontext sind der effiziente Umgang mit Energie, wobei primär auf die eigenen Bedürfnisse geachtet wird, anstatt sich auf das Gesamtwohl zu konzentrieren. Im Anschluss daran verliert die Angabe eines minimalen SOC's ebenfalls an Relevanz, da der Überwachungs- und Kontrollaspekt diesen Punkt implizit einschließt. Zuletzt wird ein weiterer Ausgleich als sehr unwichtig für die Teilnahme betrachtet.

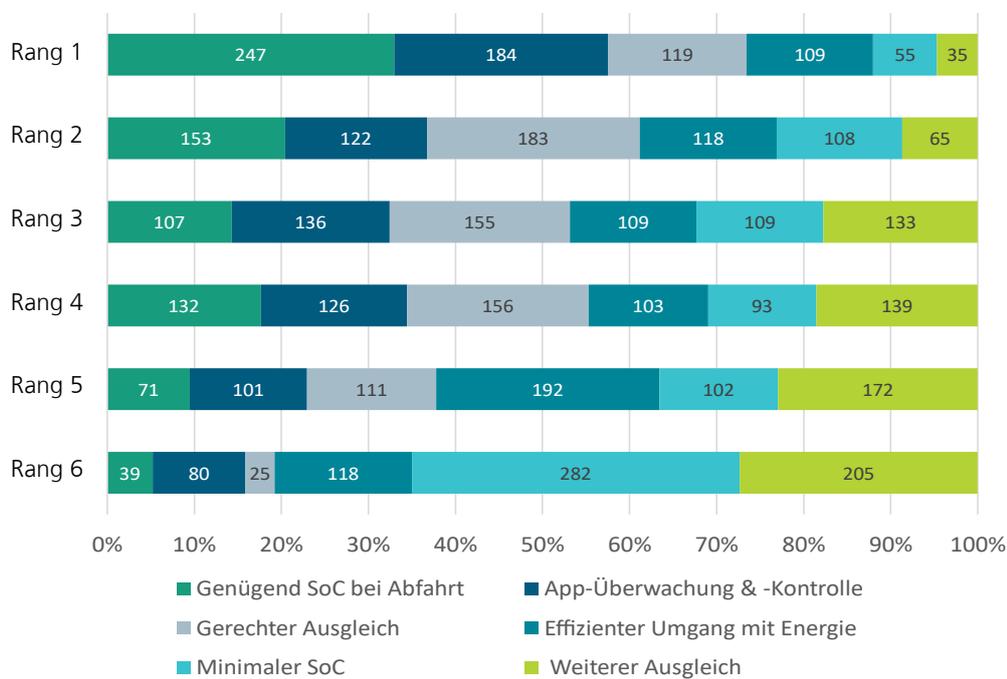


Abbildung 20: Rangfolge der wichtigsten Faktoren bei der Anwendung von V2H/V2G

In Abbildung 21 werden die Ergebnisse einer Rangordnungsfrage zu Barrieren, die einer Teilnahme am V2H/V2G-System entgegenstehen, präsentiert. Diese differenzierte Rangordnung bietet tiefe Einblicke in die Prioritäten und Bedenken der Befragten im Zusammenhang mit der Nutzung von V2X-Technologien. An erster Stelle steht dabei der als unsicher empfundene SOC. Elektrofahrzeugbesitzer betonen vehement, dass die Gewissheit, das Ziel stets zu erreichen, von höchster Bedeutung ist. Diese Erkenntnis unterstreicht die Notwendigkeit, die Bedingung eines minimalen SOC der Elektrofahrzeuge in Simulationen zur Analyse des Potenzials von V2X-Anwendungen zu integrieren, um beispielsweise ungeplante Fahrten zu ermöglichen. An zweiter Stelle steht die Batteriedegradation. Die Befragten bewerten die Alterung der Batterie durch deren erhöhte Nutzung für V2X-Zwecke als einen wichtigen Faktor. Dies zeigt, dass die Sorge um die Langlebigkeit der Batterie einen signifikanten Einfluss auf die Bereitschaft zur Teilnahme an V2H-Anwendungen hat, was sich auch mit den Aussagen zu V2H deckt. Die Kontrolle über das Lade- und Entladeverhalten nimmt gemäß der Umfrage eine neutrale Position auf dem dritten Rang ein. Im Vergleich dazu wird die Preisgabe von persönlichen Daten als weniger einschneidend betrachtet.

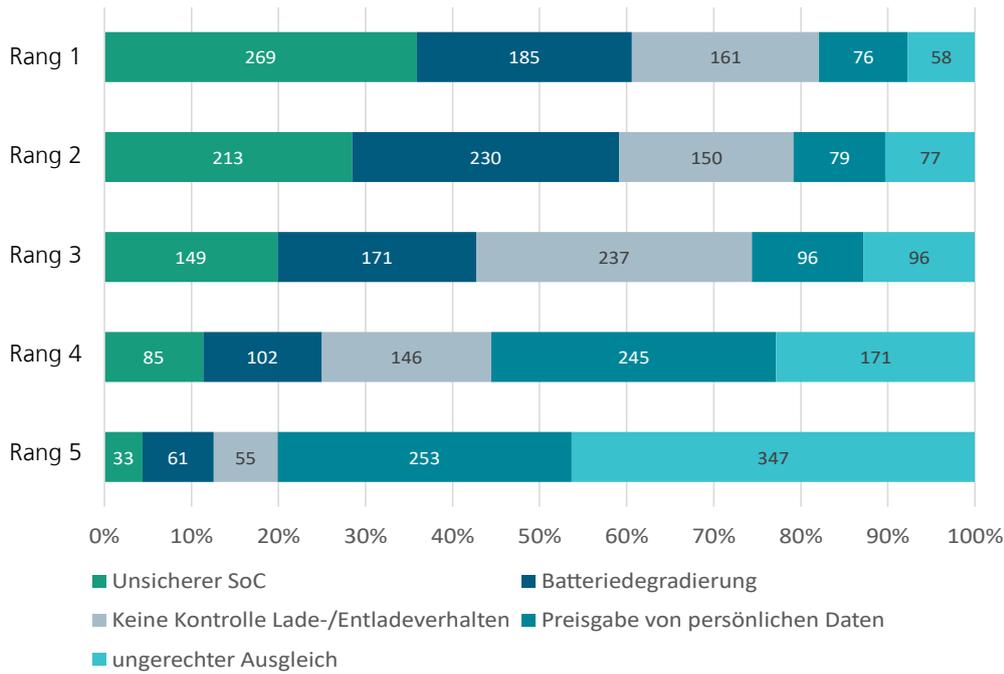


Abbildung 21: Rangfolge der Barrieren, die einer Teilnahme am V2H/V2G-System entgegenstehen

In der letzten Prioritätsfrage (Abbildung 22) steht die Optimierung der Überwachungs- und Kontrollinstrumente im Vordergrund. An erster Stelle steht die Überwachung der Batteriedegradation. In diesem Kontext könnte die Konzeption einer App-Übersicht interessant sein, die die Batteriedegradation, die durch V2X entstanden ist, erfasst. Unmittelbar daran schließt sich die Eingabe der Abfahrtszeit und des dazu benötigten SOC's an. Diese Parameter ermöglichen beispielsweise einem zugrundeliegenden Algorithmus eines Energiemanagements eine effizientere Planung und dem Elektrofahrzeugbesitzer die Gewissheit, jederzeit über eine ausreichende Reichweite zu verfügen. An dritter Stelle steht die Steuerung des Lade- und Entladeverhaltens.

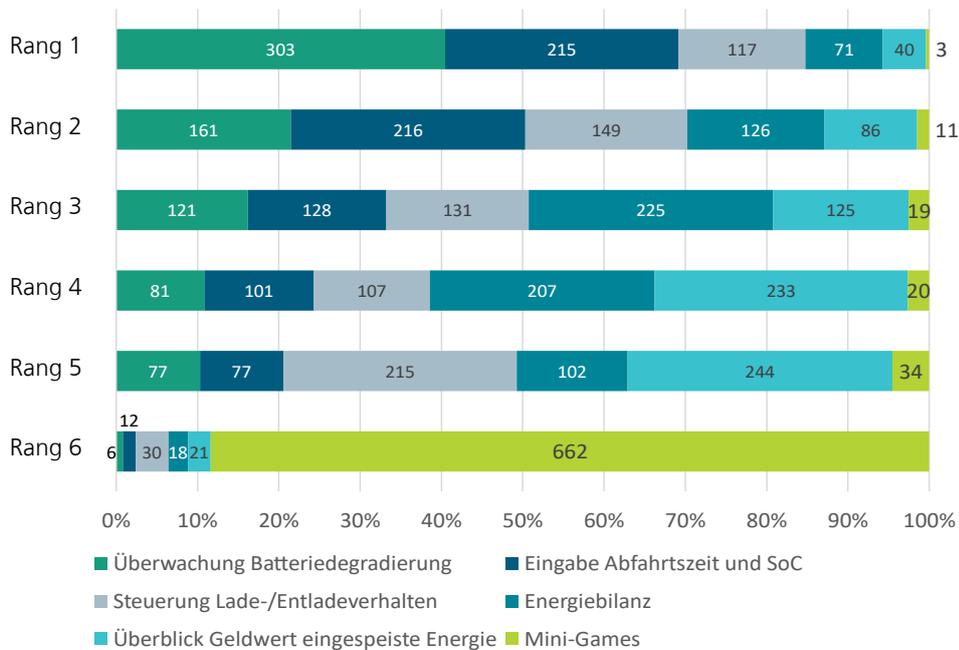


Abbildung 22: Rangfolge der Funktionen, die für Elektrofahrzeugbesitzer am relevantesten sind, um an V2H/V2G teilzunehmen

Eine Energiebilanz als unverzichtbares Werkzeug sowie eine Übersicht über den monetären Wert der eingespeisten Energie werden als weniger wichtig eingestuft. Minispiele hingegen werden nicht nachgefragt und landen mit großem Abstand auf dem letzten Platz. Zu Minispielen zählen z.B. der Vergleich der Einspeiseleistung mit anderen in einem gemeinsamen Netz oder zusätzliche Prämien für hohe Einspeiseleistungen. Dies unterstreicht deutlich den Fokus auf Informationen, die für die Besitzer von Elektrofahrzeugen besonders nützlich sind und sich auf Überwachung und Kontrolle konzentrieren.

Die Umfrageergebnisse liefern wertvolle Informationen zur generellen Fahrzeugnutzung und somit zum Potenzial von V2X-Applikationen. Generell zeigt sich, dass positive Aussagen zu V2X positiv mit höherem Einkommen korrelieren. Das bedeutet, dass Personen mit tendenziell höherem Einkommen eine positivere Einstellung zu den Aussagen haben. Abbildung 23 verdeutlicht diesen Zusammenhang zwischen höherem (Netto-)Einkommen und der Zustimmung zu V2H. Das Einkommen erweist sich als entscheidender Faktor für die Aufgeschlossenheit gegenüber Elektromobilität und damit verbundenen innovativen Konzepten. Es ist davon auszugehen, dass insbesondere einkommensstärkere Haushalte solchen Konzepten gegenüber aufgeschlossen sind. Denn hier steht vor allem die Umweltfreundlichkeit bei der Nutzung eines Elektrofahrzeugs im Vordergrund, wie Abbildung 17 zeigt. Jedoch erfordert Umweltfreundlichkeit oft Investitionen in die Ladeinfrastruktur, was für einkommensschwächere Haushalte eine Hemmschwelle darstellen, und die Teilnahmebereitschaft hemmen kann, da der individuelle Nutzen im Vordergrund steht. Die V2H-Anwendung sollte idealerweise in Kombination mit einer Solaranlage betrieben werden, um das volle Potenzial auszuschöpfen.

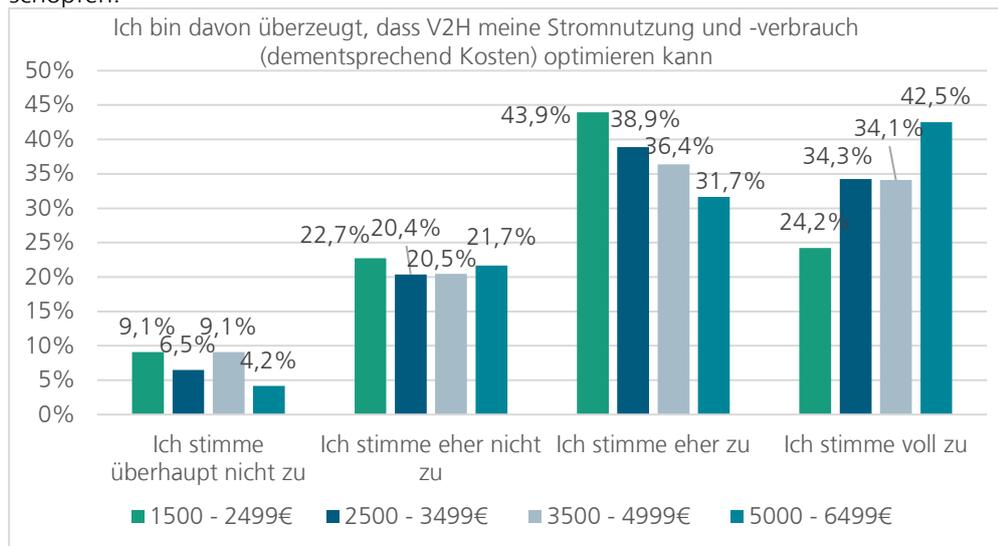


Abbildung 23: Korrelation zwischen V2H-Zustimmung und Nettoeinkommen

Ein zentrales Nutzenversprechen von V2H ist die Optimierung der häuslichen Stromkosten. Durch die Nutzung der Batterie des Elektrofahrzeugs kann der tägliche Strombedarf gedeckt werden, was besonders attraktiv ist, wenn unterschiedliche Tarife für Tag- und Nachtstrom angeboten werden. Durch diese flexible Nutzung der Batteriekapazität kann der Verbraucher von günstigeren Stromtarifen profitieren und gleichzeitig das Stromnetz entlasten. Für eine breite Einführung von V2H sind DR-Systeme unerlässlich, um nicht nur Hausbesitzern mit eigenen PV-Anlagen, sondern auch anderen Verbrauchern Vorteile zu bieten. Im industriellen Kontext ist DSM wichtig, um die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten. Beide Systeme benötigen eine intelligente Kommunikationsinfrastruktur, wie z.B. SMGW für V2G-Anwendungen, die den Informationsaustausch zwischen Verbrauchern, Energieversorgern und Netzbetreibern ermöglichen.

Es wurde verdeutlicht, dass Elektrofahrzeuge aufgrund ihrer langen Standzeiten und ausreichenden Energiekapazitäten ideal für die Anwendung von V2G am Arbeitsplatz

und V2H im eigenen zuhause geeignet sind. Obwohl die Batteriedegradation als potenzielles Problem betrachtet wird, überwiegen für viele Verbraucher die persönlichen Vorteile. Des Weiteren wurde gezeigt, dass sich die Fahrzeuge überwiegend in einem mittleren Ladezustand befinden, was gute Voraussetzungen für bidirektionale Ladevorgänge unter Berücksichtigung der Batteriedegradierung schafft.

-----  
Nutzerakzeptanzanalyse  
-----

In diesem Kapitel erfolgt eine detaillierte Darstellung der systematischen Simulation mehrerer Anwendungsfälle im Rahmen der V2H-Studie. Das Hauptziel besteht darin, die Potenziale von V2H-Anwendungen in einem beispielhaften Wohnquartier auf quantitative Weise zu erforschen. Hierzu werden verschiedene Simulationen durchgeführt, um die Energieflüsse der Energiesystemkomponenten zu analysieren und zu bewerten. Ein zentrales Element bildet dabei die Entwicklung einer V2H-Steuerung, die darauf abzielt, die Energie von Elektrofahrzeugen mit Lademöglichkeiten beim Arbeitgeber zu nutzen. Dies dient dazu, den gesteigerten Energiebedarf anderer Fahrzeuge sowie die lokale Last im Wohnquartier zu decken. Durch die Simulation verschiedener Szenarien, die das Mobilitätsverhalten der Quartiersbewohner, die Lastanalyse und die Integration weiterer Energiesystemkomponenten einschließen, sollen die Potenziale von V2H-Anwendungen umfassend betrachtet werden.

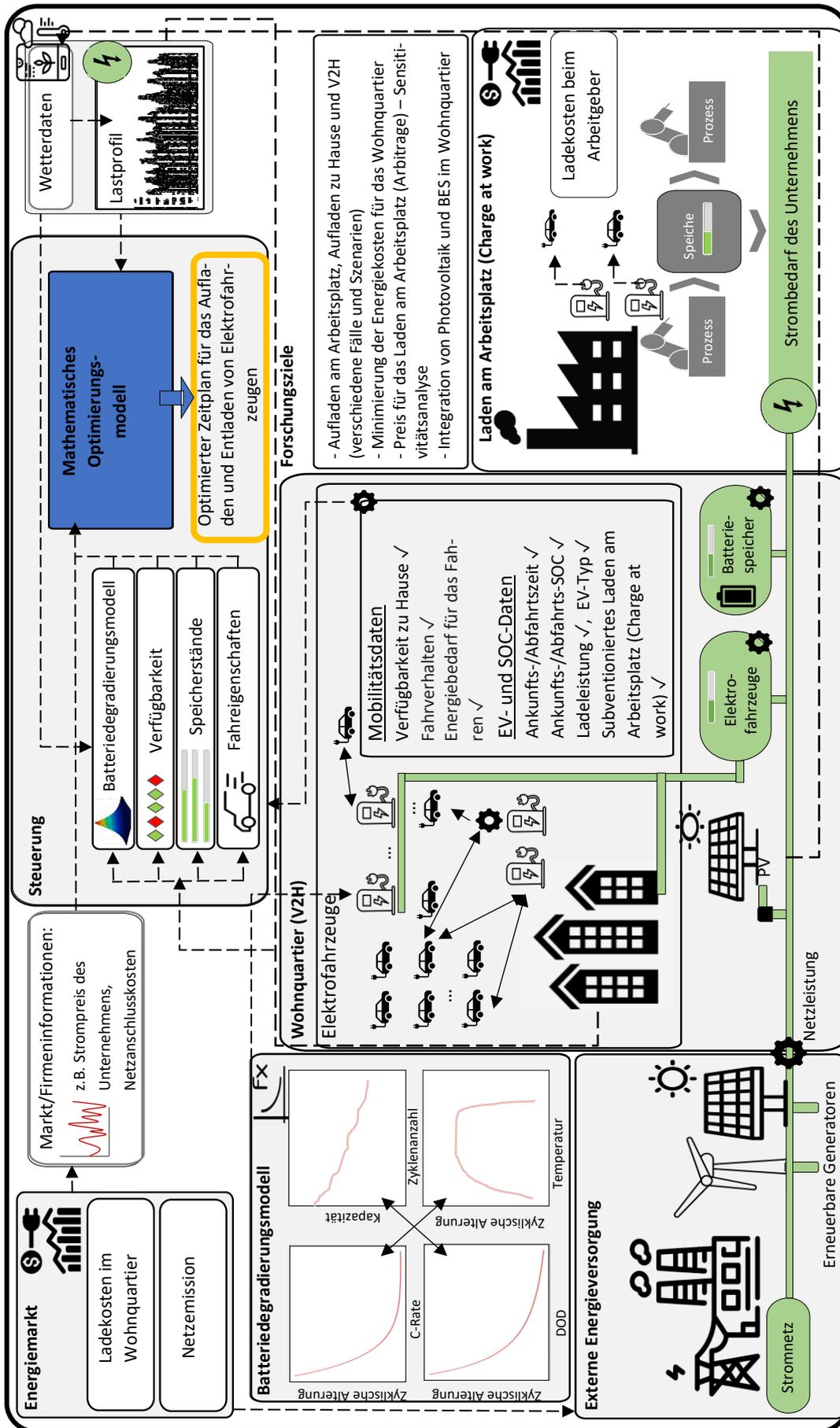
### 6.1 Optimierungsmodell

#### 6.1.1 Systemübersicht

Für die Simulation schlagen wir einen Optimierungsrahmen für die Planung der V2H-Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen vor. Unser Fokus liegt auf der Implementierung eines SGs, das die Energieverteilung durch die Zusammenführung verschiedener Akteure beeinflusst. Dabei wird ein realitätsnahes Wohnquartier definiert, dessen technische Komponenten, Ladeinfrastruktur, Netzanschluss und weitere Randbedingungen festgelegt werden. In unserem Ansatz sind sowohl der Arbeitgeber der Elektrofahrzeugbesitzer, das Wohnquartier mit einem repräsentativen Energiebedarf, als auch die Elektrofahrzeugbesitzer des Wohnquartiers involviert. Letztere stellen ihre Elektrofahrzeuge für V2H-Zwecke bereit, da sie beim Arbeitgeber günstiger laden können als zuhause. Für diesen Ansatz wurde eine Verknüpfung der Funktionalitäten entwickelt, um eine ganzheitliche Mobilitäts- und Ladekette zu generieren, die eine optimale Integration von Elektrofahrzeugen in das Gesamtenergiesystem ermöglicht.

Unsere vorrangige Zielsetzung besteht darin, den Nutzen des Wohnquartiers durch intelligente Netzdienste wie Energiearbitrage bzw. Energiekostenminimierung durch V2H zu maximieren. Hierzu zählen die Reduzierung der Spitzenlast, die Senkung der Energierechnung des Wohnquartiers sowie potenzielle Emissionsreduzierungen bei der Einhaltung erforderlicher Energiebedarfe des Wohnquartiers und der Elektrofahrzeuge. Das entsprechende Framework des Mixed Integer Programming (MILP) Modells ist in der Abbildung 24 dargestellt.

Es zeigt die externe Energieversorgung (unten links), die Energieversorgung des Wohnquartiers (Mitte) einschließlich der Elektrofahrzeuge, der zugehörigen Ladeinfrastruktur, der PV-Anlage sowie des Batteriespeichers. Die Möglichkeit des Ladens beim Arbeitgeber (charge at work) wird unten rechts dargestellt. Die Energieflüsse zwischen den Komponenten sind in grün gekennzeichnet. Preisdaten werden oben links dargestellt, das Batteriedegradationsmodell darunter. Die Steuerung (das Optimierungsmodell) sammelt alle verfügbaren Informationen (Batteriedegradationsmodell, Preise, Speicher-  
verfügbarkeiten und -stände, Fahreigenschaften, Wetterdaten und Smart-Grid-Energiekomponenten) und erstellt einen optimierten Zeitplan für das Laden und Entladen der Elektrofahrzeuge auf der Grundlage der Parameter der Forschungsziele (Mitte rechts).



Simulation

Abbildung 24: Überblick über das verwendete MILP-Modell

## 6.1.2 Allgemein

Um den potenziellen Nutzen für das Wohnquartier zu quantifizieren, haben wir ein deterministisches MILP unter Verwendung des Demand Response Analysis Framework (DRAF) (Fleschutz et al., 2022) entwickelt. DRAF ist ein Open-Source-Python-Tool, das für die ökologische und ökonomische Analyse von Energiesystemen entwickelt wurde. Sämtliche Simulationen wurden auf einer virtuellen Maschine (VM) mit einem Intel® Xeon® Processor E5-2670 v3 CPU 2,3 GHz Prozessor, der über 12 Kerne und 64 GB RAM verfügt, durchgeführt.

Für die gesamte Analyse unterstellen wir eine perfekte Voraussicht und simulieren ein Jahr in 15-minütigen Zeitschritten ( $t \in T$ ), was 35.040 Zeitschritte ergibt, wobei  $\Delta t = 15$  Minuten beträgt.

Die Zielfunktion des MILP-Problems besteht in der Minimierung der annualisierten Gesamtkosten (aGK) in €/Jahr. Die aGK umfassen Investitionsausgaben (CapEx) und Betriebskosten (OpEx), siehe Gleichung (1).

$$aGK_{min} = CapEx + OpEx \quad (1)$$

Die CapEx stellen die auf das Jahr umgerechneten Investitionskosten für alle technischen Komponenten im Technologiesatz dar. Diese sind für das Wohnquartier:

- (Bidirektionale) Ladeinfrastruktur
- Photovoltaikanlage
- Stationärer Batteriespeicher (BES)

$$CapEx = \sum_{k \in K} a(r, n_k) c_k^{inv} P_k^{capn} \quad (2)$$

wobei  $c_k^{inv}$  die spezifischen Investitionskosten und  $P_k^{capn}$  die Nennkapazität der Technologie  $k \in K$  ist.  $a(r, n_k)$  ist der Annuitätsfaktor der Komponente  $k$  als Funktion des Diskontierungssatzes  $r$  und der wirtschaftlichen Lebensdauer  $n_k$  in Jahren, siehe Gleichung (3).

$$a(r, n_k) = \frac{r(1+r)^{n_k}}{(1+r)^{n_k} - 1} \quad (3)$$

Die OpEx stellen die Betriebskosten des ersten Jahres dar.

$$OpEx = C^{EG, buy} + C^{RMI} + C^{DEG} + C^{work, buy} - R^{PV, sell} \quad (4)$$

Wobei  $C^{EG, buy}$  die Stromkosten des Wohnquartiers,  $C^{RMI}$  die Reparatur-, Wartungs- und Inspektionskosten bzw. Energiemanagementkosten der eingesetzten Technologien und  $C^{DEG}$  die aggregierten Batteriedegradierungskosten der Elektrofahrzeuge sind. Die Degradierungskosten beziehen sich nur auf den Einsatz von V2H im Wohnquartier.  $C^{work, buy}$  sind die Kosten für das Aufladen der Elektrofahrzeuge beim Arbeitgeber mit einem günstigeren Preis.  $R^{PV, sell}$  stellt die Erlöse für überschüssigen, verkauften Strom von der Photovoltaikanlage dar. Die Stromkosten  $C^{EG, buy}$  werden durch die Multiplikation des festen Strompreises im Wohnquartier mit dem Gesamtstrombedarf des Wohnquartiers, unter Berücksichtigung der Interaktion mit den bidirektionalen Elektrofahrzeugen, dem Batteriespeicher und der Photovoltaikanlage des Wohnquartiers, wie folgt berechnet:

$$C^{EG, buy} = \sum_{t=1}^N (P_t^{dem} - P_t^{PV} + P_{t,i}^{EV, ch} - P_{t,i}^{EV, dis} + P_t^{BES, ch} - P_t^{BES, dis}) \Delta t \pi \quad (5)$$

wobei  $P_t^{dem}$  der Strombedarf des Wohnquartiers zum Zeitpunkt  $t$ ,  $P_{t,i}^{EV, ch}$  die den Elektrofahrzeugen zum Zeitpunkt  $t$  zugeführte Leistung und  $P_{t,i}^{EV, dis}$  die von den Elektrofahr-

zeugen zum Zeitpunkt  $t$  abgegebene Leistung ist.  $\pi$  ist der feste Strompreis zum Zeitpunkt  $t$ . Analog dazu ist  $P_t^{\text{BES,ch}}$  die von dem stationären Batteriespeicher geladene Leistung und  $P_t^{\text{BES,dis}}$  die abgegebene Leistung.  $P_t^{\text{PV}}$  ist die von der Photovoltaikanlage erzeugte Leistung,  $N$  ist die Gesamtzahl der Zeitschritte und  $\Delta t$  ist der Zeitschritt. Außerdem wird angenommen, dass der Strombedarf des Wohnquartiers eine bekannte Zeitreihe ist und immer gedeckt werden muss.

### 6.1.3 Elektrofahrzeug- und Batteriespeichermodellierung

Der stationäre Batteriespeicher wird als ein Energiespeichersystem modelliert. Die Formulierung des Modells wird durch die Gleichungen (6)-(11) dargestellt. Gleichung (6) drückt den SOC des Speichers zu jedem Zeitschritt  $t > 0$  aus. Der anfängliche SOC ist in Gleichung (7) definiert. In (8) wird der SOC durch die maximale SOC-Kapazität begrenzt. Darüber hinaus beschränken die Gleichungen in (9) und (10), die Entlade- und Ladeleistung. Gleichung (11) stellt sicher, dass die gleichzeitige Auf- und Entladung durch die booleschen Variablen  $y_t^{\text{BES,ch}}$  und  $y_t^{\text{BES,dis}}$  verhindert wird.

$$E_t^{\text{BES}} = E_{t-1}^{\text{BES}} + \Delta t \left( \eta_i^{\text{BES}} P_t^{\text{BES,ch}} - \frac{P_t^{\text{BES,dis}}}{\eta_i^{\text{BES}}} \right) \quad \forall t, \text{ if } t > 0 \quad (6)$$

$$E_t^{\text{BES}} = E_t^{\text{BES},0}, \text{ if } t = 0 \quad (7)$$

$$E_t^{\text{BES}} \leq E^{\text{BES,cap}} \quad \forall t \quad (8)$$

$$P_t^{\text{BES,ch}} \leq CR^{\text{BES,ch}} E^{\text{BES,cap}} y_t^{\text{BES,ch}} \quad \forall t \quad (9)$$

$$P_t^{\text{BES,dis}} \leq CR^{\text{BES,dis}} E^{\text{BES,cap}} y_t^{\text{BES,dis}} \quad \forall t \quad (10)$$

$$y_t^{\text{BES,ch}} + y_t^{\text{BES,dis}} \leq 1 \quad \forall t \quad (11)$$

Elektrofahrzeuge werden als Energiespeichersysteme modelliert, ähnlich wie stationäre Batteriespeicher, jedoch mit begrenzter Verfügbarkeit, Variabilität der Ankunfts- und Abfahrts-SOC am Wohnquartier und Arbeitsplatz und Energiebedarfen für erforderliche Fahrten. Diese beruhen auf technischen Beschränkungen, dem Fahrverhalten der Elektrofahrzeugnutzer, der Möglichkeit beim Arbeitgeber zu laden und praktischen Erwägungen. Darüber hinaus unterscheiden sich die Elektrofahrzeuge von den stationären Batteriespeichern in Bezug auf die C-Rate, die Kapazität und die SOC-Begrenzungen. Die Elektrofahrzeugbedingungen sind in (12)-(18) dargestellt:

$$E_{t,i}^{\text{EV}} = \begin{cases} E_{t,i}^{\text{EV,rq}}, & \text{if } t = t_{rq} \\ E_{t-1,i}^{\text{EV}} + \Delta t \left( \eta_i P_{t,i}^{\text{EV,ch}} - \frac{P_{t,i}^{\text{EV,dis}} y_{t,i}^{\text{EV,V2H}}}{\eta_i} - P_{t,i}^{\text{drive}} \right), & \text{otherwise} \end{cases} \quad \forall t, i, \text{ if } t > 0 \quad (12)$$

$$E_{t,i}^{\text{EV}} = E_{t,i}^{\text{EV},0} \quad \text{if } t = 0, \quad \forall i \quad (13)$$

$$y_{t,i}^{\text{EV,V2H}} = \begin{cases} 1, & \text{if } E_{t,i}^{\text{EV}} \geq \lambda^{\text{min}} E_i^{\text{EV,cap}} \text{ and } y_{t,i}^{\text{EV,home}} = 1 \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (14)$$

$$P_{t,i}^{\text{EV,ch}} \leq CR_i^{\text{EV,ch}} E_i^{\text{EV,cap}} y_{t,i}^{\text{EV,ch}} \quad \forall t, i \quad (15)$$

$$P_{t,i}^{\text{EV,dis}} \leq CR_i^{\text{EV,dis}} E_i^{\text{EV,cap}} y_{t,i}^{\text{EV,dis}} \quad \forall t, i \quad (16)$$

$$E_{t,i}^{\text{EV}} = E_i^{\text{EV,work}} \quad \text{if } t = t^{\text{work}}, \quad \forall i \quad (17)$$

$$y_{t,i}^{\text{EV,ch}} + y_{t,i}^{\text{EV,dis}} \leq 1 \quad \forall t, i \quad (18)$$

Gleichung (12) stellt die gespeicherte Energie der Elektrofahrzeuge dar. Wenn das Elektrofahrzeug das Wohnquartier verlässt, muss die enthaltene Energie mindestens

$E_{t,i}^{EV,rq}$  entsprechen. Dann kann die gespeicherte Energie durch Addition der geladenen Energie und Subtraktion der entladenen Energie unter Berücksichtigung der Effizienz des Ladegeräts sowie der erforderlichen Energie für die Fahrten  $P_{t,i}^{drive}$  verändert werden. Die boolesche Variable  $y_{t,i}^{EV,V2H}$  stellt sicher, dass das Elektrofahrzeug nur entladen werden kann (V2H betreiben), wenn es im Wohnquartier ist (angeschlossen an eine bidirektionale Ladesäule) und wenn der SOC mindestens  $\lambda^{min}$  beträgt (14). Dies vermeidet eine höhere Entladetiefe (DOD) und ermöglicht eine Mindestreichweite für unvorhergesehene Fahrten. Die Bedingungen (15) und (16) begrenzen die Lade- bzw. Entladeleistung der EVs. Gleichung (17) definiert den SOC, den die Elektrofahrzeuge zum Zeitpunkt ihrer Abfahrt von der Arbeitsstelle haben. Gleichung (18), analog zu Gleichung (11), stellt sicher, dass das Laden und Entladen eines Elektrofahrzeugs nicht gleichzeitig stattfinden kann.

### 6.1.4 Batteriedegradierungsmodell

Das Batteriedegradierungsmodell, das zur Berechnung der Batteriedegradation verwendet wird, konzentriert sich nur auf die zyklische Degradation während des Einsatzes von V2H im Wohnquartier, da diese durch den Betrieb der Batterie und somit direkt durch zusätzliche Lade- und Entladezyklen im optimierten Ladeplan beeinflusst wird. Da Faktoren wie die Batterietemperatur, C-Rate, SOC und DOD die zyklische Degradation der Batterie verursachen und/oder verstärken, verwenden wir das Batteriedegradationsmodell aus (Das et al., 2020), siehe Gleichung (19).

$$C^{DEG} = \sum_{t=1}^N (c_{t,i}^{deg} E_{t,i}^{exch}) \Delta t \quad \forall t, i \quad (19)$$

Den Kosten der Batteriedegradation pro Zeitintervall entspricht  $c_{t,i}^{deg}$ , die durch den Austausch von 1 kWh mit der Batterie entstehen, und  $E_{t,i}^{exch}$  die vom i-ten Elektrofahrzeug zum Zeitpunkt t ausgetauschte Strommenge ist. Alle Gleichungen beziehen sich auf die Zeitspanne, in der jedes einzelne Elektrofahrzeug im Wohnquartier für V2H zur Verfügung steht. Dies wird durch die Verwendung einer booleschen Variable sichergestellt, die die Verfügbarkeit jedes einzelnen Fahrzeugs angibt. Die Berechnung der Degradation der Batterie eines jeden Fahrzeugs zum Zeitpunkt t wird im Modell nach Gleichung 20 wie folgt angegeben:

$$c_{t,i}^{deg} = C^{Bat} (0.2 / a_{t,i}^c 2E_i^{EV,cap} DOD)^{-1} \quad \forall t, i \quad (20)$$

wobei der Zähler  $C^{Bat}$  die Kapitalkosten der Batterie in €/kWh angibt. Der Nenner gibt den berechneten Energiedurchsatz in kWh unter bestimmten Lade- und Entladebedingungen im Zeitschritt t an, bevor die Batterie das EOL erreicht.  $a_{t,i}^c$  steht für den Degradationskoeffizienten der Batterie bei jedem Zeitschritt t und für jedes Fahrzeug, und  $E_i^{EV,cap}$  ist die maximale Batteriekapazität jedes Fahrzeugs. Da ein Zyklus als eine vollständige Abfolge von Lade- und Entladevorgängen definiert ist, verwenden wir in Gleichung (21) einen Koeffizienten von 2. Der Batterieabbaukoeffizient  $a_{t,i}^c$ , der von den externen Stressfaktoren beeinflusst wird, kann wie folgt definiert werden (übernommen aus (Das, 2020)):

$$a_{t,i}^c = [\beta_1 (T^{Bat})^3 + \beta_2 (T^{Bat})^2 + \beta_3 T^{Bat} + \beta_4] [\beta_5 CR_i^{EV} + \beta_6] [\beta_7 \bar{E}_i^{EV} + \beta_8], \quad \forall t, i \quad (21)$$

In Gleichung (22) steht  $T^{Bat}$  für die Batterietemperatur des Elektrofahrzeugs,  $CR_i^{EV}$  ist die C-Rate des Elektrofahrzeugs,  $\bar{E}_i^{EV}$  ist der durchschnittliche SOC des i-ten Elektrofahrzeugs während der Batterienutzung im Wohnquartier und  $\beta_{1-8}$  sind Anpassungsparameter. Die Anpassungsparameter für das in dieser Arbeit verwendete Batteriedegradationsmodell wurden aus (Das, 2020) übernommen. In unserem Ansatz werden der durchschnittliche SOC während des Batteriebetriebs und die Batterietemperatur als externe Randbedingungen betrachtet. Das bedeutet, dass sie die Optimierung beein-

flussen, aber deren Auswirkungen können nicht minimiert werden. Die Batterietemperatur entspricht der durchschnittlichen täglichen Umgebungstemperatur, um die Rechenzeit des Systems in angemessenen Grenzen zu halten und die Rechenkapazität nicht zu überlasten.

-----  
Simulation  
-----

## 6.2 Eingangsdaten

### 6.2.1 Mobilitäts- und Elektrofahrzeugdaten

Als Grundlage für die Analyse des Ladebedarfs dient die Abbildung des individuellen Mobilitätsverhalten von Nutzenden über ein Jahr. Um das Mobilitäts- und Parkverhalten repräsentativ darzustellen, dienen reale Fahr- und Parkprofile des konventionellen verhaltensorientierten Privatverkehrs. Da bisher keine umfangreichen Ergebnisse zur Veränderung des Mobilitäts- und Parkverhaltens aufgrund des Einsatzes von Elektrofahrzeugen vorliegen, wird die Annahme getroffen, dass sich das Nutzerverhalten von Elektrofahrzeugnutzenden nicht von dem von konventionellen Fahrzeugnutzenden unterscheidet. Die Mobilitätsstudie „Mobilität in Deutschland 2017“ (MiD2017) stellt hierbei die Datengrundlage für das Abbilden des Nutzer- und Mobilitätsverhaltens (Nobis & Kuhnimhof, 2018).

Bei der Generierung der jährlichen Fahrprofile durch synthetische Fahrtenketten wird der entwickelte Lastprofilgenerator (Göhler et al., 2019) eingesetzt. Der Lastprofilgenerator erzeugt individuelle Fahrprofile über ein Jahr mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten und berücksichtigt hierbei unterschiedliche Fahrtenzwecke wie

- Pendel-/Arbeitsweg
- Einkaufsfahrten
- Freizeitaktivitäten
- Ausflug- und Urlaubsdistanzen

Die resultierenden Zeitvektoren beinhalten nutzerbasierte Informationen über Anwesenheitszustand und Fahrstrecken. Über einen Anwesenheitsvektor ist ersichtlich, an welchem Standort sich das Elektrofahrzeug befindet, wann es mit einer Ladestation verbunden ist und ein Ladevorgang möglich ist. Für das beispielhafte Wohnquartier werden insgesamt 30 Nutzerprofile generiert. In Abbildung 25 ist der wöchentliche Verlauf der Anwesenheitswahrscheinlichkeit der Fahrzeuge im Wohnquartier des be-



Abbildung 25: Wöchentliche Anwesenheitswahrscheinlichkeit der Fahrzeuge im Wohnquartier

trachteten Jahres dargestellt. Die 30 generierten Nutzerprofile repräsentieren Vollzeitbeschäftigte mit jährlichen Fahrleistungen von 7.659 km bis 42.252 km. Wie in Abbildung 25 dargestellt, ist im Wohnquartier die Anwesenheit unter der Woche um die Mittagszeit am geringsten und erreicht um Mitternacht den höchsten Stand. Abgese-

hen von Freitagnachmittag ähneln sich die Tagesverläufe unter der Woche, was auf die periodische Pendelwege und freizeitliche Freitagabendaktivitäten zurückzuführen ist. Die höchste Anwesenheitswahrscheinlichkeiten über den Tag sind am Wochenende vorzufinden.

-----  
Simulation  
-----

Das Fahrprofil beinhaltet die Informationen zu Uhrzeit der zurückgelegten Strecken je nach Fahrtenzweck. Aus den gefahrenen Strecken werden basierend auf dem Energieverbrauch der einzelnen Fahrzeugmodelle die Ladebedarfe ermittelt. Die Verteilung der Fahrstrecken zeigt Abbildung 26, wobei die durchschnittliche Wegestrecke der 30 Profile 25,62 km beträgt.

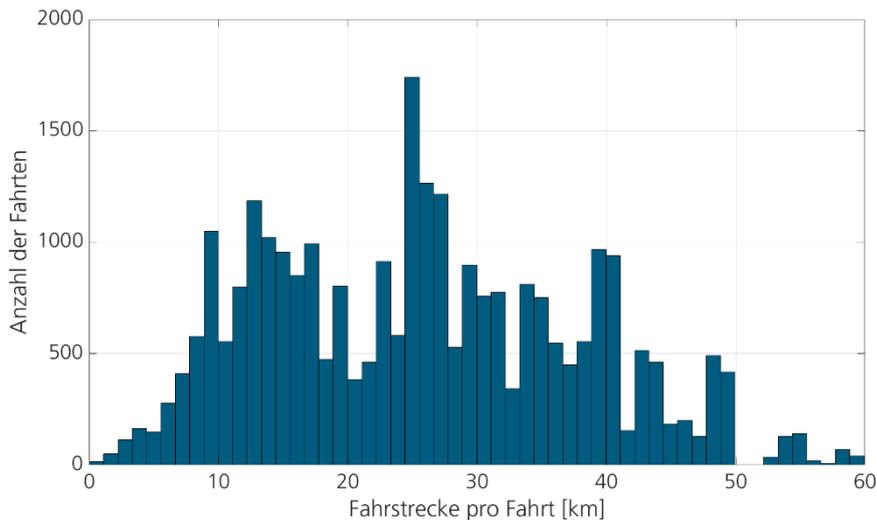


Abbildung 26: Häufigkeitsverteilung der Fahrstrecken

Um das Mobilitätsbedürfnis der Nutzer abzudecken, werden drei unterschiedliche Fahrzeugsegmente bei Elektrofahrzeugen berücksichtigt. Die Verteilung der Fahrzeugsegmente orientieren sich an den prognostizierten Produktionszahlen von Elektrofahrzeugen für das Jahr 2025 (Statista, 2019).

Die technischen Restriktionen der Elektrofahrzeuge, darunter Batteriekapazität, Fahrverbrauch und C-Rate sind entscheidend für die Optimierung. In den Simulationen wurden vier verschiedene Elektrofahrzeugtypen berücksichtigt, um Vergleiche bezüglich des Einflusses von Batteriekapazität und C-Rate auf die Batteriedegradation sowie die Vorteile von V2H für das Wohnquartier zu ermöglichen. In den vorbereitenden Simulationen ergab sich die Erkenntnis, dass kleinere Elektrofahrzeuge kaum ökonomisch für den V2H-Einsatz vertretbar sind. Daher wurde der Fokus auf Elektrofahrzeuge der oberen Mittelklasse beziehungsweise Oberklasse verlagert.

- Honda e (20%)
- MG 5 Electric (30%)
- Mercedes EQE 350 (30%)
- Tesla S (20%)

Aus Tabelle 1 sind die elektrischen Eigenschaften der für die Simulationen verwendeten Elektrofahrzeuge zu entnehmen. Für die Simulationen wurde der Fokus auf die nachfolgenden Merkmale gerichtet: Batteriekapazität, AC-Ladeleistung und Fahrverbrauch.

## 6.2.2 Photovoltaik- und Wetterdaten

Simulation

Die photovoltaische Stromerzeugung pro installiertem Kilowattpeak (kWp) kann in der Studie als exogene Variable betrachtet werden. Die Zeitreihen der PV-Stromerzeugung für ein Flachdach wurden mit dem Global Solar Energy Estimator (GSEE) (Pfenninger & Staffell, 2016) erstellt. Dazu wurden historische Daten zur Lufttemperatur und Messungen der Sonneneinstrahlung von dem simulierten Wohnquartier mithilfe der Wetterstation des Deutschen Wetterdienstes (DWD) verwendet, siehe Abbildung 27. Es wurde angenommen, dass sich dieses Wohnquartier in Stuttgart befindet.

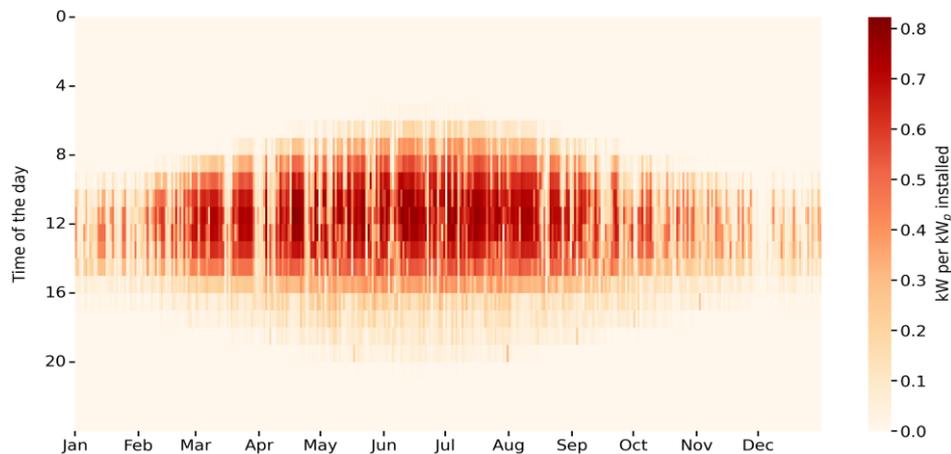


Abbildung 27: Historisches Stromerzeugungsprofil pro kWp installierter Leistung der simulierten PV-Anlage.

Für das Batteriedegradationsmodell wurden Wetterdaten verwendet, die auf historischen Lufttemperaturdaten der nächstgelegenen Wetterstation des DWD basieren.

## 6.2.3 Kosten, Parameter und Annahmen

Die Modellierung des V2H-Frameworks hängt von einer Vielzahl von Parametern ab, darunter die Spezifikationen der EV-Batterie, technische Einschränkungen, bidirektionale Lademöglichkeiten, die Verfügbarkeit von Elektrofahrzeugen, des Netzanschlusses, der Batteriechemie und generellen praktischen Methoden. In diesem Beitrag werden die folgenden Annahmen für die Simulation des Optimierungsmodells getroffen, die aus (Leippi, Fleschutz, Davis & Murphy, 2022) übernommen und erweitert wurden. Diese Annahmen sind für alle Fälle und Szenarien gültig:

- Alle Zeitreihen werden in viertelstündlicher Auflösung bereitgestellt.
- Die Zeitspanne, in der V2H im Wohnquartier stattfinden kann, reicht von der Ankunftszeit des Elektrofahrzeugs im Wohnquartier bis zur Abfahrtszeit. Jeder Lade- oder Entladevorgang dauert mindestens 15 Minuten.
- Der Verkaufspreis für überschüssigen Strom aus der PV beträgt 6,14 ct/kWh (Teileinspeisung)
- Der Effekt des Ladens auf die Degradation der Batterie ist der gleiche wie der des Entladens, was mit den Ergebnissen von (Saxena et al., 2019) übereinstimmt
- Die Optimierung bleibt unbeeinflusst von der durch das Fahren verursachten Degradation sowie vom Einfluss der kalenderbasierten Degradation.
- Die Lastprofile für den Strombedarf des Wohnquartiers sind bekannt (Standardlastprofil H0, 100 Haushalte mit 350.000 kWh/Jahr).
- Elektrofahrzeug-Batterien gelten als am Ende ihrer Lebensdauer angelangt, wenn ihre Kapazität auf 80% des Nenn- bzw. Neuwertes sinkt (gemäß DIN 62660).

- Elektrofahrzeugbesitzer haben die Möglichkeit beim Arbeitgeber je nach Anwendungsfall (günstiger) zu laden.

Simulation

In Tabelle 6 sind die in diesem Untersuchungsrahmen hergeleiteten technologischen und modellbasierten Parameter aufgeführt, basierend auf den vorangegangenen Kapiteln sowie der einschlägigen Literatur.

Tabelle 6: Technologie und Modellparameter der Simulation

Parameter	Wert
Haushalte / Wohnungen	100
Lastprofil Wohnquartier	Standardlastprofil H0 (jährlicher Energiebedarf 350.000 kWh)
Elektrifizierungsrate / Anzahl Elektrofahrzeuge	10 / 20 / 30
(max.) Ladeleistungen im Wohnquartier	- 6.6 kW - 11 kW
Strompreis im Wohnquartier $\pi$	0.40 €/kWh (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2023)
Strompreis beim Arbeitgeber	0.1 – 0.4 €/kWh (Sensitivitätsanalyse)
Vergütung PV-Teileinspeisung	6.14 ct/kWh (Bundesnetzagentur, 2024)
SOC Abfahrt vom Arbeitgeber zum WQ	Mittelwert $\mu = 0,95$ , Standardabweichung $\sigma = 0,05$
SOC Ankunft WQ nach Arbeitstag	Mittelwert $\mu = 0,95$ , Standardabweichung $\sigma = 0,05$ – Fahrenergiebedarf
SOC Abfahrt vom WQ zum Arbeitgeber	SOC entspricht zweifach erforderlichem Fahrenergiebedarf
SOC Ankunft Arbeitgeber vom WQ	SOC entspricht einfach erforderlichem Fahrenergiebedarf
V2H Fenster	Solange sich das Elektrofahrzeug im Wohnquartier befindet
Lade / Entladeeffizienz $\eta$	0.95
Minimum SOC im Wohnquartier für V2H	30%
Zeitschritt $\Delta t$	15 min
Simulationsperiode	1 Jahr (2020)
EOL Batterie	80%
Batterie Kosten der Elektrofahrzeuge (€/kWh)	150 (Bloomberg New Energy Finance, 2022)
Diskontierungssatz $r$	6%
Spitzenlast ohne EVs	75 kW
Spitzenlast-Durchschnittsverhältnis ohne EVs	1.88
Maximale Transformatorleistung	140% der Spitzenlast ohne EVs

Weitere Parameter für die Analyse waren für die PV ein Kapitalkostenwert  $c_{PV}^{inv} = 1250 \text{ €/kWp}$ , eine angenommene Lebensdauer der PV-Anlagen von  $n_{PV} = 25$  Jahren und Reparatur-, Wartungs- und Inspektionskosten von  $c_{PV}^{RMI} = 2\%$  der PV-Investitionskosten. Für den stationären Batteriespeicher  $c_{BES}^{inv} = 820 \text{ €/kWh}$ ,  $c_{BES}^{RMI} = 2\%$

und eine angenommene Lebensdauer von  $n_{BES} = 20$  Jahren. Für die unidirektionalen Ladesäulen werden  $c_{CS}^{inv} = 1200$  €/Ladesäule und für die bidirektionalen Ladesäulen  $c_{BCS}^{inv} = 3975$  €/Ladesäule angenommen (vgl. Kapitel 2.4). Außerdem betragen die  $c_{(B)CS}^{RMI} = 1,5\%$  der Investitionssumme mit einer angenommenen Lebensdauer von  $n_{(B)CS} = 12$  Jahren (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems [ISE], 2023; Petkov & Gabrielli, 2020)

### 6.3 Untersuchungsszenarios- und Kontextdefinition

Wir modellieren vier unterschiedliche Szenarios mit jeweils unterschiedlichen Kontexten. Die Szenariodefinitionen sind in Tabelle 7 zusammengefasst und werden im Folgenden mit ihren Kontexterläuterungen beschrieben:

Tabelle 7: Übersicht der verschiedenen Szenarien und Besonderheiten in den Investitionsanalysen.

Szenario	Besonderheiten	Untersuchung
Preissensitivitätsanalyse (PS-A)	Vergleich von: <b>REF:</b> charge at home (C@H) <b>Case 1:</b> charge at work (C@W) + C@H <b>Case 2:</b> C@H + C@W + V2H	Investitionsentscheidung in bidirektionale Ladeinfrastruktur, Elektrifizierungsrate (10-30%), Preisanalyse (C@W), Elektrofahrzeugunterschiede
PV-Investitionsanalyse (PV-IA)	PV im Wohnquartier, V2H <b>REF:</b> V2H, Arbeitgeberladepreis von 25 ct/kWh, keine PV <b>Case <math>PV_{25} - PV_{200}</math>:</b> PV mit Dimensionierung von 25 – 200 kWp	Investitionsentscheidung in PV, Auswirkungen auf Elektrofahrzeuge, PV-Dimensionierung,
BES-Investitionsanalyse (BES-IA)	Batteriespeicher im Wohnquartier, V2H <b>REF:</b> V2H, Arbeitgeberladepreis von 25 ct/kWh, kein BES <b>Case <math>BES_{25} - BES_{200}</math>:</b> BES mit Dimensionierung von 25 – 200 kWh <b>Case <math>P_{200} - P_{600}</math> (Kosten) und <math>BES_{25} - BES_{75}</math> (Größe):</b> BES-Kosten mit 200, 400 und 600 €/kWh und mit Dimensionierung von 25 – 75 kWh	Investitionsentscheidung BES, Dimensionierung, Elektrifizierungsrate (10 und 30%)
PV-BES-Investitionsanalyse (PV-BES-IA)	PV und Batteriespeicher im Wohnquartier, V2H <b>REF:</b> V2H, Arbeitgeberladepreis von 25 ct/kWh, kein BES und keine PV <b>Case <math>PV_{50} - PV_{200}</math> kWp, <math>BES_{25} - BES_{100}</math> kWh:</b> PV mit Dimensionierung von 50 – 200 kWp und BES mit Dimensionierung von 25 – 100 kWh	Investitionsentscheidung PV und BES, Dimensionierung, Elektrifizierungsrate (10%)

PS-A: Dieses Szenario vergleicht drei unterschiedliche Cases. Den Referenzfall (REF) charge at home (C@H), bei dem der Strombedarf des Wohnquartiers und der für die Elektrofahrzeuge lediglich durch das Stromnetz im Wohnquartier gedeckt wird. Es wurde angenommen, dass in die erforderliche unidirektionale Ladeinfrastruktur investiert wurde. Im C@W-Case (Case 1) laden die Elektrofahrzeugbesitzer zusätzlich unidirektional beim Arbeitgeber. V2H-Case (Case 2) ermöglicht zusätzlich zum Laden beim Arbeitgeber noch V2H im Wohnquartier zu betreiben, um den Strombedarf (Last des Wohnquartiers und anderer Elektrofahrzeuge) optimiert zu decken. Untersucht werden in diesem Szenario unterschiedliche Preise für das Laden beim Arbeitgeber mit der nötigen Ladeinfrastruktur im Wohnquartier, die Anzahl der Elektrofahrzeuge (10-30% Elektrifizierungsrate) und die Auswirkungen auf die Elektrofahrzeuge.

PV-IA: Zusätzlich zum dritten Fall aus dem ersten Szenario (V2H Fall) wird in diesem Szenario die Investition in eine PV in verschiedenen Ausprägungen für das Wohnquartier untersucht.

BES-IA: Zum dritten Fall aus dem ersten Szenario (V2H Fall) wird die Investition in einen stationären Batteriespeicher in verschiedenen Ausprägungen für das Wohnquartier untersucht.

PV-BES-IA: In diesem Szenario werden die Szenarien zwei und drei kombiniert. Hier wird die Investition in eine PV und in einen Batteriespeicher in jeweils unterschiedlichen Ausprägungen untersucht.

## 7 Ergebnisse und Wirtschaftlichkeit

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der vier unterschiedlichen Szenarien detailliert und in aufeinanderfolgender Reihenfolge präsentiert. Abschließend erfolgt eine umfassende Zusammenfassung, die einen ganzheitlichen Überblick über die gewonnenen Erkenntnisse der Potenzialanalyse von V2H bietet.

### 7.1 Preissensitivitätsanalyse (PS-A)

Mit dem Ziel, die Preisschwelle für das Laden von Elektrofahrzeugen am Arbeitsplatz zu ermitteln und sicherzustellen, dass das Konzept rentabel ist, wurden Preise im Bereich von 10 bis 40 Cent pro Kilowattstunde in 5-Cent-Schritten betrachtet. Die Ergebnisse der Optimierung sind in Abbildung 28 detailliert aufgeführt und beinhalten annualisierte Gesamtkosten (CapEx + OpEx), absolute und relative Einsparungen sowie die Amortisationszeit (PP) und die diskontierte Amortisationszeit (DPP).

Legende: **C<sub>inv</sub>**: Investmentkosten, **CapEx**: Investitionsausgaben (annualisierte Investitionskosten), **OpEx**: Betriebskosten, **PP**: Amortisationszeit, **DPP**: Diskontierte Amortisationszeit, **Hinweis**: Es wurde ein Diskontierungssatz von 6,0% angenommen.

	annualisierte		Relative	C <sub>inv</sub>	CapEx	OpEx	PP	DPP		
	Gesamtkosten	Absolute Einsparungen							Einsparungen	
REF	163,5 T€	0,0 T€	0,0%	12,0 T€	1,4 T€/a	162,1 T€/a	inf a	-inf a		
Case 1 - 10ct	153,2 T€	10,3 T€	6,3%			151,8 T€/a	1,2 a	1,2 a		
Case 1 - 15ct	154,9 T€	8,7 T€	5,3%			153,5 T€/a	1,4 a	1,5 a		
Case 1 - 20ct	156,5 T€	7,0 T€	4,3%			155,1 T€/a	1,7 a	1,9 a		
Case 1 - 25ct	158,2 T€	5,3 T€	3,3%			156,8 T€/a	2,2 a	2,5 a		
Case 1 - 30ct	159,8 T€	3,7 T€	2,3%			158,4 T€/a	3,2 a	3,7 a		
Case 1 - 35ct	161,5 T€	2,0 T€	1,2%			160,1 T€/a	5,9 a	7,5 a		
Case 1 - 40ct	163,2 T€	0,4 T€	0,2%			161,7 T€/a	31,3 a	nan a		
Case 2 - 10ct	146,9 T€	16,7 T€	10,2%			39,8 T€	4,7 T€/a	142,1 T€/a	2,0 a	2,2 a
Case 2 - 15ct	150,6 T€	13,0 T€	7,9%					145,8 T€/a	2,4 a	2,7 a
Case 2 - 20ct	154,3 T€	9,3 T€	5,7%	149,5 T€/a	3,2 a			3,6 a		
Case 2 - 25ct	157,9 T€	5,6 T€	3,4%	153,2 T€/a	4,5 a			5,3 a		
Case 2 - 30ct	161,6 T€	1,9 T€	1,2%	156,9 T€/a	7,6 a			10,5 a		
Case 2 - 35ct	165,3 T€	-1,8 T€	-1,1%	160,6 T€/a	26,0 a			nan a		
Case 2 - 40ct	169,0 T€	-5,5 T€	-3,3%	164,3 T€/a	-18,4 a			-12,8 a		

Abbildung 28: Ergebnisse der Preissensitivitätsanalyse (PS-A)

Die Analyse zeigt, dass Case 1 bei jeder Preisstruktur für das Laden am Arbeitsplatz kostengünstiger ist als das Laden ausschließlich im Wohnquartier, selbst bei identischen Ladepreisen von 40 ct/kWh im Wohnquartier und beim Arbeitgeber. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass die Investmentkosten identisch sind für die zehn unidirektionalen Ladesäulen für den REF-Case und Case 1 und zum anderen, dass die Batterie-degradierung in Case 1 minimal geringer ausfällt als in REF.

Im Fall von V2H (Case 2) zeigt sich interessanterweise, dass eine Investition in die bidirektionale Infrastruktur bei einem Ladepreis von 35 ct/kWh unwirtschaftlich wird. Hier entstehen annualisierte Gesamtkosten von 165,3 T€, die um 1,8 T€ höher als die annualisierten Gesamtkosten in REF (163,5 T€) sind. Die OpEx-Kosten sind dabei geringer als in REF, jedoch führen die CapEx-Kosten zu höheren annualisierten Gesamtkosten. Dennoch wäre eine Investition in eine bidirektionale Ladeinfrastruktur bei einem Ladepreis von 10 – 30 ct/kWh rentabel, mit einer diskontierten Amortisationszeit von 2,2 bis 10,5 Jahren. Zusätzlich konnte in Case 2 die Spitzenlast von 75 kW auf 57 kW reduziert werden, was einer Reduzierung von 24,1% entspricht.

Bei einer Erhöhung der Elektrifizierungsrate auf 20 bzw. 30% zeigt sich ein vergleichbares Bild (Abbildung 29). Bei einem Elektrifizierungsgrad von 20% liegt die Preisschwelle ebenfalls bei 35 ct/kWh, während bei einem Elektrifizierungsgrad von 30% die annualisierten Gesamtkosten bei 35 ct/kWh leicht unter dem Referenzwert liegen.

Dies bedeutet, dass bereits bei einer Preisdifferenz von 5 ct/kWh zwischen dem Laden am Arbeitsplatz und dem Laden im Wohnquartier die Investition in eine bidirektionale Infrastruktur unter den simulierten Bedingungen wirtschaftlich ist. Der Verlauf der annualisierten Gesamtkosten in Abhängigkeit des Ladepreises der beiden Elektrifizierungsgrade ist ähnlich, wobei der Anstieg bei einem Elektrifizierungsgrad von 30% generell steiler ist. Bei einem Ladepreis beim Arbeitgeber von 10 – 20 ct/kWh sind die annualisierten Gesamtkosten sogar niedriger als bei einem Elektrifizierungsgrad von 20%. Die Spitzenlast wurde in beiden Szenarien ebenfalls von 75 kW auf 57 kW reduziert.

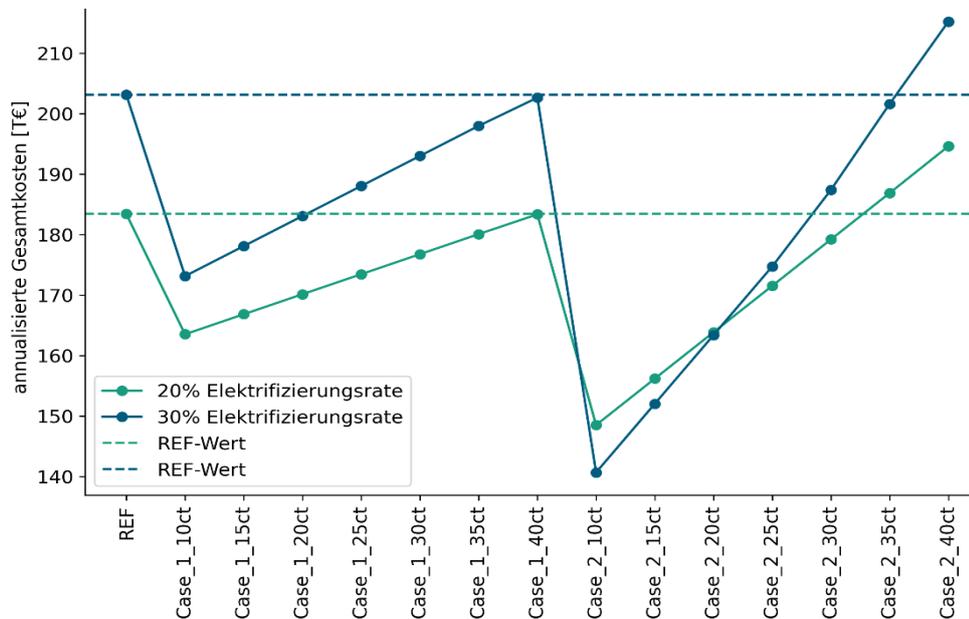


Abbildung 29: Vergleich der annualisierten Gesamtkosten der Preissensitivitätsanalyse für höhere Elektrifizierungsraten von 20% und 30%

Die diskontierten Amortisationszeiten belaufen sich bei Case 2 und 20% Elektrifizierungsrate auf 2,1 – 10 Jahre (10 – 30 ct/kWh) und auf 1,9 – 7,3 Jahre bei einer Elektrifizierungsrate von 30%. Die Ergebnisse zeigen, dass mit einer zunehmenden Elektrifizierungsrate die Preisschwelle (Differenz zwischen dem Laden beim Arbeitgeber und dem Laden im Wohnquartier) für die Rentabilität von V2H reduziert wird. Das bedeutet: mit steigender Elektrifizierungsrate wird die Investition in eine bidirektionale Ladinfrastruktur unter den simulierten Bedingungen wirtschaftlich attraktiver. Dies resultiert aus der gesteigerten Flexibilität und der höheren absoluten Energiemenge, die durch die größere Anzahl an Elektrofahrzeugen zu unterschiedlichen Zeiten im Wohnquartier entsteht. Die Spitzenlast wird im gleichen Zuge wie bei einer Elektrifizierungsrate von 10% reduziert. Das bedeutet, dass trotz höherer Elektrifizierungsrate ein intelligentes Energiemanagementsystem effektiv die Spitzenlast reduzieren kann.

Tabelle 8 gibt einen Überblick über verschiedene simulierte Elektrofahrzeuge hinsichtlich Arbeitstage, zusätzlichen Zyklen, Kosteneinsparungen und zusätzlichen Degradationskosten für den Case 2 bei einem Arbeitgeberpreis von 25 ct/kWh, um einen Überblick über die Dimensionen der Zyklen und Kosten zu erhalten.

Tabelle 8: Überblick über verschiedene Kennzahlen der simulierten Elektrofahrzeuge für den Case 2 bei einem Arbeitgeberpreis von 25 ct/kWh (Case 2\_25ct)

Elektrofahrzeug	Arbeits- tage	zusätzliche Zyklen	Kostenein- sparung [€]	zusätzliche Degr- adierungskosten [€] zu REF
Honda e 1	227	17.2	73.3	24.5
Honda e 2	212	15.3	65.5	22.4
MG MG5 Electric 1	216	31.3	267.7	83.5
MG MG5 Electric 2	216	41.6	355.9	98.4
MG MG5 Electric 3	214	37.5	320.9	92.1
Mercedes 350 EQE 1	215	57.0	761.1	203.0
Mercedes 350 EQE 2	228	58.8	785.4	211.2
Mercedes 350 EQE 3	211	51.2	684.1	188.8
Tesla S 1	228	67.2	957.1	255.4
Tesla S 2	229	57.6	820.6	225.7

Obwohl die Anzahl der Arbeitstage der Fahrzeuge in einem ähnlichen Bereich liegt, sind erhebliche Unterschiede zwischen den Fahrzeugtypen feststellbar. Die zusätzlichen Zyklen durch V2H sind stark abhängig von der Kapazität des Elektrofahrzeugs. Größere Elektrofahrzeugkapazitäten führen zu einer höheren Anzahl von Zyklen durch V2H. Beispielsweise durchlaufen die kleineren Honda Elektrofahrzeuge im Jahr nur 15,3 – 17,2 zusätzliche Zyklen, während mittelgroße MG5-Fahrzeuge bereits im Bereich von 31,3 – 41,6 zusätzlichen Zyklen liegen. Bei den größeren Elektrofahrzeugen wie dem Mercedes EQE und dem Tesla S werden mehr als 50 Zyklen (51,2 – 67,2) verzeichnet. Die Kosteneinsparungen und zusätzlichen Degradierungskosten variieren entsprechend der Anzahl der zusätzlichen Zyklen. Die Kosteneinsparungen bei den Honda-Fahrzeugen sind im Jahr sehr gering (65,5 – 73,3 €), moderat bei den MG5 Electrics (267,7 – 355,9 €) und bei den höherklassigen Fahrzeugen etwa das Zwei- bis Dreifache der MG5 Electrics und mehr als das Zehnfache der Hondas und liegen im Bereich von etwa 700 – 950 € pro Fahrzeug. Die zusätzlichen Degradierungskosten belaufen sich auf etwa ein Viertel bis ein Drittel der Kosteneinsparungen bei allen Fahrzeugtypen. Da sich die Anzahl der Zyklen und dementsprechend die Kosteneinsparungen und Degradierungskosten zwischen den einzelnen Fällen in Case 2 nicht bzw. kaum unterscheiden (solange die Preisschwelle nicht erreicht wird), lassen sich interessante Schlussfolgerungen bei der Elektrofahrzeuganalyse ziehen. Die größeren Elektrofahrzeugmodelle liefern deutlich höhere Kosteneinsparungen im Gegensatz zu den kleineren Modellen, bei etwa gleichen prozentualen Degradierungskostenanteilen. Dies resultiert daraus, dass beim Arbeitgeber nahezu vollgeladen wird (siehe Tabelle 6), aber trotzdem für den Heimweg von der Arbeit bis zum Wohnquartier (z.B. über einen Zwischenstopp wie über einen Sportverein, Supermarkt oder Kindergarten) immer noch eine gewisse Fahrstrecke zurückgelegt wird. Angesichts der vergleichbaren Energieverbräuche auf 100 Kilometer (Tabelle 1), verringert sich die potenzielle Arbitragemenge der beim Arbeitgeber aufgeladene Energie im Wohnquartier bei den kleineren Elektrofahrzeu-

gen. Mit der zusätzlichen Bedingung, dass V2H nur betrieben werden kann, wenn der SOC über 30% beträgt, wird die Flexibilität ebenfalls verringert. Ein Honda e kann beispielsweise aufgrund seiner begrenzten Batteriekapazität nur wenige kWh für V2H bereitstellen. Unter Berücksichtigung der Lade- und Entladeeffizienz sowie längeren arbeitsfreien Perioden (Urlaube, Wochenenden) ist die wirtschaftliche Teilnahme an V2H für kleinere Elektrofahrzeuge nicht immer möglich, da die beim Arbeitgeber aufgeladene Batteriekapazität nicht ausreicht, um V2H zu betreiben und wieder den Arbeitgeber zu erreichen. Im Gegensatz dazu reicht eine Vollladung beim Arbeitgeber für größere Fahrzeugmodelle aus, um nach Hause zu fahren und V2H in erheblichem Umfang zu betreiben, bevor der Weg zum Arbeitsplatz erneut angetreten wird.

Außerdem konnte die Spitzenlast bei allen Elektrifizierungsraten von 75 kW auf 57 kW (entspricht 24,1%) reduziert werden. Dies verdeutlicht, dass der Bedarf der Elektrofahrzeuge über ein intelligentes Energiemanagementsystem gedeckt und die Spitzenlast zeitgleich reduziert werden kann. Erforderlich dafür ist das Wissen über die Abfahrtszeiten, die Bedarfe sowie die (voraussichtlichen) Ladezustände zu den Ankunftszeiten von allen Elektrofahrzeugbesitzer im Wohnquartier.

## 7.2 PV-Investitionsanalyse (PV-IA)

Die PV-IA widmet sich der Evaluierung der Investitionsentscheidungen einer PV innerhalb des simulierten Wohnquartiers, unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit den Elektrofahrzeugen und der Interaktion mit V2H. Dieses Szenario befasst sich mit der Fragestellung, inwieweit die Implementierung einer PV-Anlage ökonomische Vorteile für das Wohnquartier bringen kann.

Als Referenzfall (REF) für die Analyse dient der Arbeitgeberladepreis von 25 ct/kWh im V2H-Szenario, um einen Vergleich zum PS-A Szenario zu ziehen. Da hier der Fokus auf der Dimensionierung der Energiesystemkomponenten PV und BES und dementsprechend auf der Rentabilität der Investition liegt, wird fortan der Arbeitgeberladepreis bei 25 ct/kWh beibehalten. Untersucht werden verschiedene Fälle (Case  $PV_{25} - PV_{200}$ ), die Investitionen in PV-Anlagen mit einer Größe zwischen 25 und 200 kWp in 25-kWp-Schritten umfassen. Dabei werden die Rentabilität der Investition und potenzielle Auswirkungen auf die Elektrofahrzeuge untersucht. Im Zuge dieser Analyse sollen die Ergebnisse dazu beitragen, fundierte Entscheidungen für die Implementierung von PV-Anlagen in Verbindung mit V2H zu treffen. Abbildung 30 zeigt die Kostenanalyse für die betrachteten Fälle.

**Legende:** **C\_inv:** Investmentkosten, **CapEx:** Investitionsausgaben (annualisierte Investitionskosten), **OpEx:** Betriebskosten, **PP:** Amortisationszeit, **DPP:** Diskontierte Amortisationszeit, **Hinweis:** Es wurde ein Diskontierungssatz von 6,0% angenommen.

	annualisierte Gesamtkosten	Absolute Einsparungen	Relative Einsparungen	C_inv	CapEx	OpEx	PP	DPP
REF	157,9 T€	0,0 T€	0,0%	39,8 T€	4,7 T€/a	153,2 T€/a	inf a	-inf a
PV25	151,4 T€	6,5 T€	4,1%	71,0 T€	7,2 T€/a	144,3 T€/a	7,9 a	11,1 a
PV50	145,1 T€	12,9 T€	8,1%	102,3 T€	9,6 T€/a	135,5 T€/a	5,8 a	7,3 a
PV75	138,7 T€	19,2 T€	12,2%	133,5 T€	12,0 T€/a	126,7 T€/a	5,0 a	6,2 a
PV100	132,9 T€	25,0 T€	15,9%	164,8 T€	14,5 T€/a	118,4 T€/a	4,7 a	5,7 a
PV125	128,3 T€	29,7 T€	18,8%	196,0 T€	17,0 T€/a	111,3 T€/a	4,7 a	5,7 a
PV150	124,9 T€	33,0 T€	20,9%	227,3 T€	19,4 T€/a	105,5 T€/a	4,8 a	5,8 a
PV175	122,7 T€	35,3 T€	22,3%	259,0 T€	21,9 T€/a	100,8 T€/a	4,9 a	6,0 a
PV200	121,4 T€	36,5 T€	23,1%	289,8 T€	24,3 T€/a	97,1 T€/a	5,2 a	6,4 a

Abbildung 30: Ergebnisse der PV-Investitionsanalyse (PV-IA)

Die Ergebnisse zeigen die Rentabilität einer Investition in eine PV-Anlage in Verbindung mit der Möglichkeit von V2H in einem Wohngebiet, wobei größere Anlagen höhere Einsparungen erzielen. Ein interessanter Aspekt, der aus den Daten hervorgeht, ist der

abnehmende Anstieg der relativen Einsparungen mit zunehmender Größe der PV-Anlage. Zu Beginn beträgt der Zuwachs mehr als 4% pro nächstgrößerer Dimensionierung (REF→PV<sub>25</sub>, PV<sub>25</sub>→PV<sub>50</sub>, PV<sub>50</sub>→PV<sub>75</sub>). Dieser Zuwachs nimmt jedoch mit steigender Anlagengröße ab und erreicht schließlich nur noch 0,8% in der letzten Stufe von PV<sub>175</sub>→PV<sub>200</sub>. Auf diese Weise beeinflussen verschiedene Faktoren die Effizienz der PV-Anlage im Kontext von V2H im Wohnquartier. Besitzer von Elektrofahrzeugen kehren möglicherweise später von der Arbeit nach Hause zurück, wenn die PV-Erzeugung abnimmt, oder fahren morgens zur Arbeit, wenn die PV-Anlage wenig oder keine Energie erzeugt. Bei großen PV-Anlagen kann der erzeugte Strom den Bedarf des Wohnquartiers übersteigen, wobei der Verkaufspreis von 6,14 ct/kWh im Vergleich zu den lokalen Stromkosten und den Kosten des Arbeitgebers eine geringe Anreizwirkung hat. Dennoch bieten Elektrofahrzeuge die Möglichkeit, an arbeitsfreien Tagen als BATTERIESPEICHER zu fungieren und damit einen wertvollen Beitrag zur Kostenreduktion im Wohnquartier zu leisten. Insbesondere in Zeiten, in denen die PV-Anlage aufgrund geringer oder fehlender Sonneneinstrahlung weniger Energie erzeugt, können die Elektrofahrzeuge den überschüssigen Strom speichern und zu einem späteren Zeitpunkt, wenn die PV-Anlage nicht aktiv ist, wieder einspeisen, um den Bedarf des Wohnquartiers (einschließlich des Bedarfs anderer Elektrofahrzeuge) zu decken. Diese Flexibilität ermöglicht eine effizientere Nutzung der erzeugten Energie und trägt zu einer deutlichen Senkung der Gesamtkosten des Wohnquartiers bei. Insbesondere bei größeren PV-Anlagen wird damit die Bedeutung des Eigenverbrauchs unterstrichen. Die diskontierte Amortisationszeit bestätigt diese Beobachtung. Während die Amortisationszeit bei einer 25 kWp-Anlage noch 11,1 Jahre beträgt, sinkt sie bei einer 100 kWp-Anlage auf 5,7 Jahre. Danach steigt die diskontierte Amortisationszeit leicht an (bei einer 200 kWp Anlage auf 6,4 Jahre). Darüber hinaus kann die Spitzenlast im Vergleich zu Case 2 (ohne PV) in allen Fällen um weitere 2 kW von 57 kW auf 55 kW reduziert werden.

Die Abbildung 31 stellt die Menge an jährlichem überschüssigem PV-Strom in MWh in Bezug zur Größe der PV-Anlage und der Elektrifizierungsrate (10% und 30%) dar und verdeutlicht einen ansteigenden Trend des überschüssigen PV-Stroms mit zunehmender Größe der PV-Anlage. Es wird deutlich, dass im Referenzfall und bei kleineren PV-Anlagen kein überschüssiger Strom erzeugt wird, während größere Anlagen erhebliche Mengen an überschüssigem PV-Strom produzieren. Das Balkendiagramm zeigt einen exponentiellen Anstieg des Überschussstroms mit zunehmender Größe der PV-Anlagen. Besonders auffällig ist, dass mit zunehmendem Elektrifizierungsgrad der Überschussstrom deutlich abnimmt.

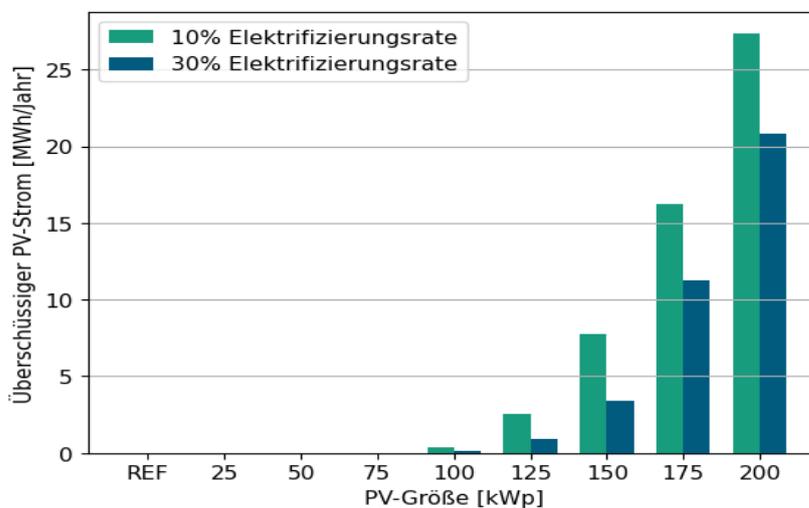


Abbildung 31: Jährlicher Überschussstrom in Abhängigkeit der PV-Dimensionierung

Eine Erhöhung der Zyklenzahl führt grundsätzlich zu einer höheren Wirtschaftlichkeit für das Wohnquartier, da jede im Quartier entladene Kilowattstunde als Einsparung beim Strombezug aus dem Netz zu den Tarifen des Quartiers betrachtet werden kann. Zusätzlich kann durch diese Maßnahme die Spitzenlast reduziert werden. Bei einer Analyse der zusätzlichen Zyklenanzahl durch V2H in Abhängigkeit von verschiedenen Dimensionierungen der PV zeigt sich, dass die Anzahl der Zyklen mit zunehmender Dimensionierung ansteigt (siehe Abbildung 32). Insbesondere ab einer PV-Größe von 100 kWp zeigt sich ein deutlicher Anstieg der Zyklenanzahl, was wiederum zu einer erhöhten Degradation der Fahrzeugbatterien führt. Interessanterweise wird bei einigen Fahrzeugmodellen im Bereich von  $PV_{25} \rightarrow PV_{75}$  die Zyklenanzahl durch die Interaktion der PV mit den Elektrofahrzeugen minimal verringert.

Die Abnahme der Rate der annualisierten Gesamtkosten zeigt bei zunehmender Dimensionierung der PV eine geringere Tendenz zur Reduzierung. Im Kontrast dazu verzeichnet die Zyklenanzahl einen deutlichen Anstieg, insbesondere ab einer PV-Größe von 100 kWp. Diese Entwicklung betont die ökonomische Rentabilität von PV-Anlagen im Kontext von V2H. Schließlich kann die Verknüpfung von V2H mit einer effektiv dimensionierten PV-Anlage dazu beitragen, die Belastung der Elektrofahrzeugbatterien bei vergleichbaren Gesamtkosten zu minimieren.

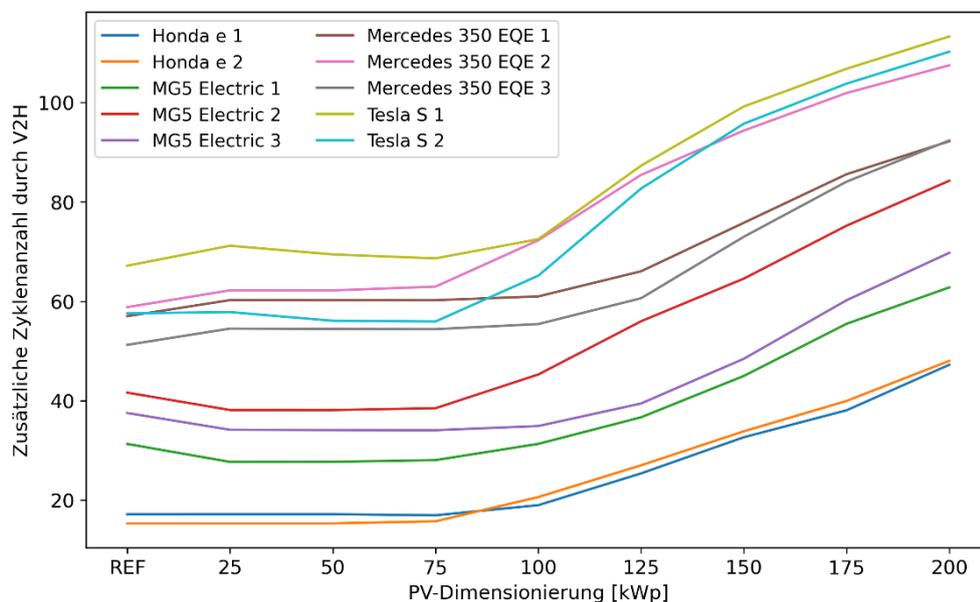


Abbildung 32: Anzahl der zusätzlichen Zyklen der simulierten Elektrofahrzeuge durch V2H in Abhängigkeit der PV-Dimensionierung

### 7.3 BES-Investitionsanalyse (BES-IA)

Die BES-IA konzentriert sich auf die Bewertung von Investitionsentscheidungen bezüglich eines Batteriespeichers im simulierten Wohnquartier. Analog zur PV-IA wird der Referenzfall ohne Investition in einen Batteriespeicher mit verschiedenen Batteriespeichergößen im Bereich von 25 kWh bis 200 kWh ( $BES_{25} - BES_{200}$ ) in Schritten von 25 kWh verglichen. Im Mittelpunkt der Analyse stehen die Investitionsentscheidungen für Batteriespeicher und deren Dimensionierung. Diese Untersuchung soll zeigen, ob und in welchem Umfang ein Batteriespeicher in Verbindung mit dem simulierten Wohnquartier und V2H wirtschaftlich betrieben werden kann. Abbildung 33 zeigt die Kostenanalyse für die betrachteten Fälle.

Legende: **C\_inv**: Investmentkosten, **CapEx**: Investitionsausgaben (annualisierte Investitionskosten), **OpEx**: Betriebskosten, **PP**: Amortisationszeit, **DPP**: Diskontierte Amortisationszeit, **Hinweis**: Es wurde ein Diskontierungssatz von 6,0% angenommen.

	annualisierte Gesamtkosten	Absolute Einsparungen	Relative Einsparungen	C_inv	CapEx	OpEx	PP	DPP
REF	157,9 T€	0,0 T€	0,0%	39,8 T€	4,7 T€/a	153,2 T€/a	inf a	-inf a
BES25	159,6 T€	-1,7 T€	-1,1%	60,3 T€	6,5 T€/a	153,1 T€/a	469,4 a	nan a
BES50	161,7 T€	-3,8 T€	-2,4%	80,8 T€	8,3 T€/a	153,4 T€/a	-446,9 a	-57,1 a
BES75	163,8 T€	-5,9 T€	-3,7%	101,3 T€	10,1 T€/a	153,7 T€/a	-194,6 a	-43,6 a
BES100	166,0 T€	-8,0 T€	-5,1%	121,8 T€	11,9 T€/a	154,1 T€/a	-136,5 a	-38,1 a
BES125	168,2 T€	-10,2 T€	-6,5%	142,3 T€	13,7 T€/a	154,5 T€/a	-110,5 a	-34,9 a
BES150	170,4 T€	-12,4 T€	-7,9%	162,8 T€	15,5 T€/a	154,9 T€/a	-96,3 a	-32,8 a
BES175	172,6 T€	-14,6 T€	-9,3%	183,3 T€	17,3 T€/a	155,3 T€/a	-87,3 a	-31,4 a
BES200	174,8 T€	-16,8 T€	-10,6%	203,8 T€	19,0 T€/a	155,7 T€/a	-81,2 a	-30,4 a

Abbildung 33: Ergebnisse der BES-Investitionsanalyse (BES-IA)

Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass der Betrieb eines Batteriespeichers im V2H-Umfeld unter den angenommenen Bedingungen keinesfalls wirtschaftlich ist. Je größer der Batteriespeicher ausgelegt wurde, desto höher sind die annualisierten Gesamtkosten.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse wurde weiter untersucht, welche Auswirkungen eine Preissenkung des Batteriespeichers auf die Wirtschaftlichkeit haben könnte. Ziel dieser Analyse war es, mögliche Szenarien aufzuzeigen, unter denen der Betrieb eines Batteriespeichers wirtschaftlich sinnvoll werden könnte. Zudem wurde in diesem Szenario die Elektrifizierungsrate auf 30% erhöht, um dem Wohnquartier höhere absolute Energiemengen für V2H bereitzustellen. In den folgenden Simulationen wurde ein Investitionspreis des Batteriespeichers  $c_{BES}^{inv}$  von 600, 400 und 200 €/kWh bei einer Batteriekapazität von 25, 50 und 75 kWh untersucht. Die Ergebnisse der erweiterten Investitionsanalyse sind in Abbildung 34 dargestellt.

Legende: **C\_inv**: Investmentkosten, **CapEx**: Investitionsausgaben (annualisierte Investitionskosten), **OpEx**: Betriebskosten, **PP**: Amortisationszeit, **DPP**: Diskontierte Amortisationszeit, **Hinweis**: Es wurde ein Diskontierungssatz von 6,0% angenommen.

	annualisierte Gesamtkosten	Absolute Einsparungen	Relative Einsparungen	C_inv	CapEx	OpEx	PP	DPP
REF	174,8 T€	0,0 T€	0,0%	119,3 T€	14,2 T€/a	160,5 T€/a	inf a	-inf a
P200_BES25	172,0 T€	2,7 T€	1,6%	124,3 T€	14,7 T€/a	157,4 T€/a	39,4 a	nan a
P200_BES50	172,3 T€	2,4 T€	1,4%	129,3 T€	15,1 T€/a	157,2 T€/a	39,4 a	nan a
P200_BES75	172,7 T€	2,0 T€	1,2%	134,3 T€	15,5 T€/a	157,2 T€/a	40,2 a	nan a
P400_BES25	172,6 T€	2,2 T€	1,2%	129,3 T€	15,1 T€/a	157,5 T€/a	42,3 a	nan a
P400_BES50	173,4 T€	1,3 T€	0,8%	139,3 T€	16,0 T€/a	157,4 T€/a	45,2 a	nan a
P400_BES75	174,3 T€	0,4 T€	0,2%	149,3 T€	16,8 T€/a	157,5 T€/a	49,1 a	nan a
P600_BES25	173,1 T€	1,6 T€	0,9%	134,3 T€	15,5 T€/a	157,6 T€/a	45,4 a	nan a
P600_BES50	174,5 T€	0,3 T€	0,2%	149,3 T€	16,8 T€/a	157,7 T€/a	51,8 a	nan a
P600_BES75	175,9 T€	-1,2 T€	-0,7%	164,3 T€	18,1 T€/a	157,8 T€/a	59,9 a	nan a

Abbildung 34: Ergebnisse der erweiterten BES-Investitionsanalyse mit einer Preissenkung des Batteriespeichers

Die Entscheidung für die Nutzung des Batteriespeichers anstelle von den Elektrofahrzeugen zur Speicherung erweist sich durch die Optimierungsvariablen als ökonomisch vorteilhafter, da die Entlade- und Ladeeffizienz des Batteriespeichers im Vergleich zu den Elektrofahrzeugen höher ausfällt. Darüber hinaus wird die Batteriedegradation nicht in die wirtschaftlichen Überlegungen des Batteriespeichers einbezogen, was zusätzlich zu seiner Attraktivität beiträgt. Trotzdem zeigt sich die Investition in einen Batteriespeicher kaum wirtschaftlich. Die annualisierten Gesamtkosten weisen in den untersuchten Cases, abgesehen von dem Case  $P_{600}BES_{75}$  ( $c_{BES}^{inv} = 600 \text{ €/kWh}$  und 75 kWh Batteriekapazität) niedrigere Werte im Vergleich zum Referenzfall auf. Die relativen Einsparungen variieren dabei im Bereich von 0,2% bis maximal 1,6%. Infolgedessen beginnt die Amortisationszeit bei 39,4 Jahren und bleibt bei der diskontierten Amortisation aus. Die Reduktion der Spitzenlast konnte trotz erhöhter Elektrifizierung von 30% unter Verwendung von den simulierten Batteriespeichern mit Kapazitäten von 25 kWh, 50 kWh und 75 kWh um 11 kW, 12 kW bzw. 14 kW im Vergleich zur Ausgangslast von 57 kW erreicht werden.

In Anbetracht dieser Ergebnisse ist die Integration eines Batteriespeichers in ein V2H-Szenario als wenig empfehlenswert anzusehen. Die wirtschaftliche Unrentabilität der Batteriespeicher, trotz des niedrigen Investitionspreises, unterstreicht die Herausforderungen und die limitierten Vorteile einer solchen Implementierung. Es empfiehlt sich daher, alternative Ansätze zu evaluieren, um die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern zu verbessern und die Attraktivität von V2H-Anwendungen zu steigern. Daher wurde im letzten Szenario in Kapitel 6.4 eine PV-Anlage in Kombination mit einem Batteriespeicher im V2H-Umfeld untersucht.

## 7.4 PV-BES-Investitionsanalyse (PV-BES-IA)

Die PV-BES-IA erweitert das Analyseframework der PV-IA um die Untersuchung der kombinierten Auswirkungen von PV mit einem Batteriespeicher innerhalb des simulierten Wohnquartiers. Im Fokus steht die Bewertung der Investitionsentscheidungen im Hinblick auf ihre ökonomische Wirtschaftlichkeit. Durch die Erweiterung des Analyseumfangs auf die kombinierten Systeme sollen fundierte Erkenntnisse für zukünftige Entscheidungen im Bereich erneuerbarer Energien und nachhaltiger Technologien im Umfeld von V2H gewonnen werden. Aufgrund der Komplexität und der hohen Rechenzeit, was zu Memoryspeicher-Problem geführt hat, wurde bei der PV-BES-IA nur eine Elektrifizierungsrate von 10% simuliert. Abbildung 35 zeigt die Ergebnisse der PV-BES-IA mit den PV-Dimensionierungen von 50 – 200 kWp in 50-kWp-Schritten und der Batteriespeichergröße von 25 – 100 kWh in 25 kWh-Schritten.

Legende: **C\_inv**: Investmentkosten, **CapEx**: Investitionsausgaben (annualisierte Investitionskosten), **OpEx**: Betriebskosten, **PP**: Amortisationszeit, **DPP**: Diskontierte Amortisationszeit, **Hinweis**: Es wurde ein Diskontierungssatz von 6,0% angenommen.

	annualisierte	Absolute	Relative	C_inv	CapEx	OpEx	PP	DPP
	Gesamtkosten	Einsparungen	Einsparungen					
REF	157,9 T€	0,0 T€	0,0%	39,8 T€	4,7 T€/a	153,2 T€/a	inf a	-inf a
PV50_BES25	145,5 T€	12,4 T€	7,9%	122,8 T€	11,4 T€/a	134,1 T€/a	6,4 a	8,4 a
PV50_BES50	147,7 T€	10,3 T€	6,5%	143,3 T€	13,2 T€/a	134,5 T€/a	7,6 a	10,5 a
PV50_BES75	149,8 T€	8,1 T€	5,2%	163,8 T€	15,0 T€/a	134,8 T€/a	8,9 a	13,1 a
PV50_BES100	152,0 T€	6,0 T€	3,8%	184,3 T€	16,8 T€/a	135,2 T€/a	10,2 a	16,3 a
PV100_BES25	133,0 T€	25,0 T€	15,8%	185,3 T€	16,3 T€/a	116,7 T€/a	5,1 a	6,2 a
PV100_BES50	135,0 T€	22,9 T€	14,5%	205,8 T€	18,1 T€/a	116,9 T€/a	5,7 a	7,1 a
PV100_BES75	137,1 T€	20,8 T€	13,2%	226,2 T€	19,9 T€/a	117,2 T€/a	6,3 a	8,1 a
PV100_BES100	139,2 T€	18,7 T€	11,8%	246,8 T€	21,7 T€/a	117,6 T€/a	6,9 a	9,2 a
PV150_BES25	124,2 T€	33,8 T€	21,4%	247,8 T€	21,2 T€/a	103,0 T€/a	4,9 a	6,0 a
PV150_BES50	125,5 T€	32,5 T€	20,6%	268,3 T€	23,0 T€/a	102,5 T€/a	5,3 a	6,6 a
PV150_BES75	127,0 T€	31,0 T€	19,6%	288,8 T€	24,8 T€/a	102,2 T€/a	5,7 a	7,1 a
PV150_BES100	128,6 T€	29,4 T€	18,6%	309,3 T€	26,6 T€/a	102,0 T€/a	6,0 a	7,7 a
PV200_BES25	120,2 T€	37,8 T€	23,9%	310,3 T€	26,1 T€/a	94,1 T€/a	5,2 a	6,5 a
PV200_BES50	121,1 T€	36,9 T€	23,3%	330,8 T€	27,9 T€/a	93,2 T€/a	5,5 a	6,9 a
PV200_BES75	122,2 T€	35,8 T€	22,7%	351,3 T€	29,7 T€/a	92,5 T€/a	5,8 a	7,3 a
PV200_BES100	123,4 T€	34,5 T€	21,9%	371,8 T€	31,4 T€/a	92,0 T€/a	6,1 a	7,8 a

Abbildung 35: Ergebnisse der PV-BES-Investitionsanalyse

Die Ergebnisse der Optimierung zeigen, dass eine größere PV-Dimensionierung in Kombination mit einem Batteriespeicher zu einer Reduktion der Gesamtkosten führt. Bei den Einsparungen ist analog zur PV-IA zu erkennen, dass die annualisierten Gesamtkosten trotz zusätzlichem Batteriespeicher einen abnehmenden Anstieg der relativen Einsparungen zeigen. Vergleicht man die annualisierten Gesamtkosten mit denen der PV-IA (Abbildung 30), wird deutlich, dass die gleiche PV-Dimensionierung ohne Batteriespeicher geringfügig wirtschaftlicher ist als die mit Batteriespeicher (für alle BES-Größen). Dies wird durch die geringste diskontierte Amortisationszeit von 6,0 Jahren ( $PV_{150}BES_{25}$ ) im Gegensatz zur PV-IA (geringere diskontierte Amortisationszeit von nur 5,7 Jahren bei einer PV-

	Spitzenlast	Spitzenlastreduzierung	
	[kW]	absolut [kW]	relativ
REF	57	0	0,0%
PV50_BES25	46	11	18,8%
PV50_BES50	45	12	21,4%
PV50_BES75	44	13	22,4%
PV50_BES100	43	14	25,1%
PV100_BES25	45	12	21,6%
PV100_BES50	43	14	24,7%
PV100_BES75	41	15	27,3%
PV100_BES100	40	17	29,3%
PV150_BES25	42	15	25,9%
PV150_BES50	40	17	29,4%
PV150_BES75	38	19	32,7%
PV150_BES100	37	20	35,2%
PV200_BES25	40	17	29,8%
PV200_BES50	39	18	31,4%
PV200_BES75	38	19	33,8%
PV200_BES100	37	20	35,2%

Abbildung 36: Übersicht der Spitzenlastreduktion der PV-BES-IA

Größe von 100 und 125 kWp) untermauert. Der Batteriespeicher zeigt sich in der PV-BES-IA zwar als wirtschaftlicher als in der BES-IA, dennoch erweist sich die reine Investition in eine PV-Anlage in Kombination mit V2H als wirtschaftlicher als die zusätzliche Investition in einen Batteriespeicher. Es zeigt sich, dass die Elektrofahrzeuge sehr gut als temporär verfügbarer Batteriespeicher fungieren und eine zusätzliche Investition in einen stationären Batteriespeicher überflüssig machen. Dennoch kann ein zusätzlicher BES die Spitzenlast reduzieren (siehe Abbildung 36). Im Vergleich zur PV-IA wird in Abbildung 37 deutlich, dass die zusätzlichen Zyklenzahlen der einzelnen Elektrofahrzeuge mit einer PV-Größe von 50 kWp und einem BES in jeder simulierten Größe die Zyklenzahlen für die meisten Fahrzeuge im Vergleich zum Referenzszenario nur geringfügig (bei Tesla-Modellen) bis gar nicht verändern.

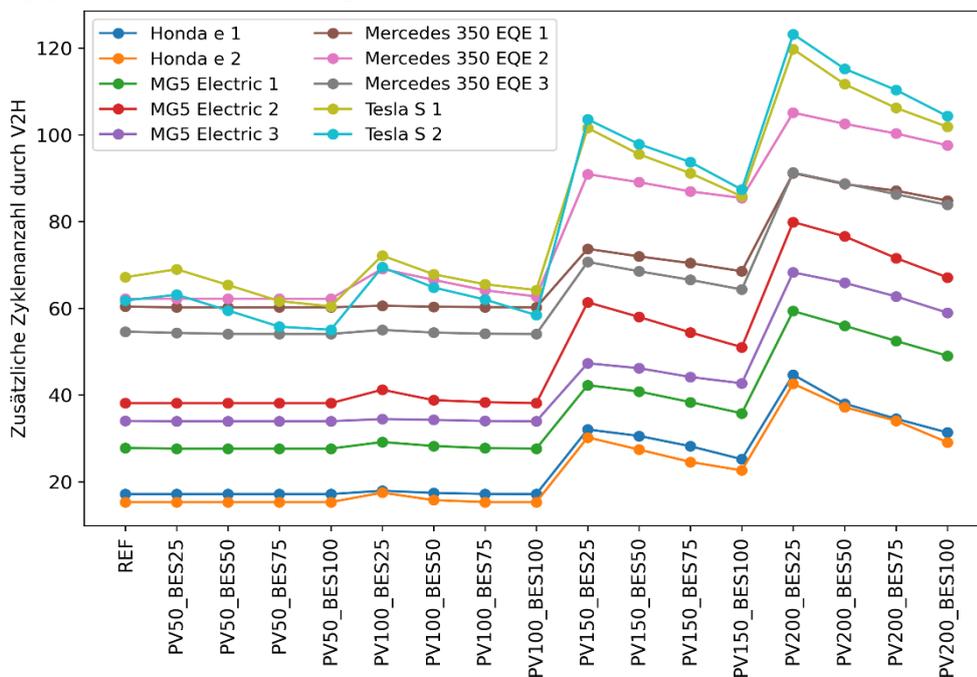


Abbildung 37: Anzahl der zusätzlichen Zyklen der simulierten Elektrofahrzeuge durch V2H in Abhängigkeit der PV-BES-Dimensionierung

Eine ähnliche Beobachtung zeigt sich bei einer PV-Größe von 100 kWp, wobei auch hier Veränderungen bei den Tesla-Modellen und dem Mercedes 350 EQE 2 auftreten. Mit zunehmender Größe des Batteriespeichers sinkt die Zyklenzahl bei den Tesla-Modellen um ca. 10 Zyklen und beim Mercedes 350 EQE 2 um 7 Zyklen. Die Zyklen der anderen Elektrofahrzeuge bleiben nahezu konstant. Erst ab einer PV-Größe von 150 kWp ist bei allen Elektrofahrzeugmodellen ein deutlicher Anstieg der Zyklenzahl bei  $PV_{100}BES_{100} \rightarrow PV_{150}BES_{25}$  um insgesamt 51,36% (von 431,89 auf 653,73 Zyklen) zu erkennen. Danach sinkt die Zyklenzahl erwartungsgemäß mit größerem Batteriespeicher und konstanter PV-Größe. Dieses Muster ist auch beim Übergang von  $PV_{150}BES_{100} \rightarrow PV_{200}BES_{25}$  deutlich erkennbar. Dies deutet darauf hin, dass im Gegensatz zur PV-IA, bei der bereits eine PV-Anlage mit einer Leistung von 100 kWp diesen Effekt zeigt, ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 25 kWh ausreicht, um die Zyklenzahl bei einer PV-Anlage mit 100 kWp kaum zu erhöhen. Analog zur PV-IA zeigt die PV-BES-IA, dass die wirtschaftliche Rentabilität von PV-Anlagen und BES im Kontext von V2H sehr stark voneinander abhängen. Schließlich kann die Integration von V2H mit einer effektiv dimensionierten PV-Anlage und einem adäquat ausgelegten Batteriespeicher dazu beitragen, die Belastung der Elektrofahrzeugbatterien bei vergleichbaren Gesamtkosten zu minimieren und die Spitzenlast zu reduzieren. Dazu sind ein intelligentes Energiemanagement und detaillierte Informationen über die Anwesenheitszeiten und den Bedarf der Elektrofahrzeugnutzer erforderlich.

Die Analyse in Abbildung 38 zeigt, dass die entladene Strommenge für V2H stark von der Größe der Photovoltaikanlage und der Größe des Batteriespeichers abhängt.

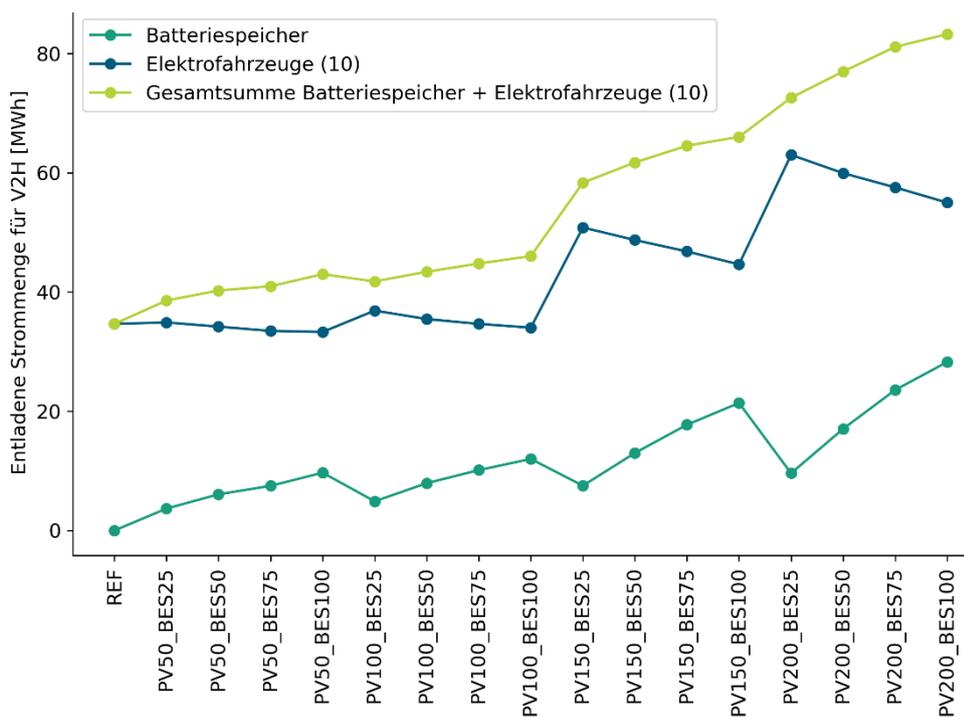


Abbildung 38: Vergleich der entladenen Strommenge für V2H zwischen dem Batteriespeicher und den Elektrofahrzeugen

Im Referenzszenario beträgt die entladene Strommenge 34.643 kWh. Bei einer Batteriespeichergöße von 25 kWh und einer PV-Größe von 50 kWp steigt diese Menge um ca. 11%, während bei einer Batteriespeichergöße von 100 kWh und einer PV-Größe von 50 kWp eine Steigerung von ca. 24% gegenüber REF zu verzeichnen ist. Der Vergleich der Entwicklung der entladenen Strommenge von Batteriespeicher und Elektrofahrzeugen zeigt das erwartete Bild. Mit steigender Batteriekapazität nimmt die Entlademenge für V2H des Batteriespeichers zu und die Entlademenge der Elektrofahrzeuge ab. Interessant ist, dass die Verläufe nicht proportional zu- oder abnehmen, sondern in unterschiedlichen Verhältnissen. Besonders auffällig ist die Beobachtung bei einer PV-

Größe von 150 kWp. Hier führt die PV-Größe zu deutlich höheren Entlademengen der Elektrofahrzeuge, aber nur zu einer geringeren Entlademenge des Batteriespeichers. So erreicht der Fall  $PV_{150}BES_{100}$  eine Steigerung der Gesamtentlademenge von ca. 90% im Vergleich zu REF. Die Beziehung zwischen der Entlademenge des Batteriespeichers und den Elektrofahrzeugen ist komplex und nicht linear. Eine größere Batteriekapazität bedeutet nicht zwangsläufig eine gleichmäßige Zunahme der Entlademenge für V2H, da sich die Entladung der Elektrofahrzeuge proportional dazu verändert. Zusammenfassend zeigen diese Schlussfolgerungen die komplexe Dynamik zwischen PV-Anlagen, Batteriespeichern, Elektrofahrzeugen und V2H auf und betonen die Bedeutung einer sorgfältigen Planung und Konfiguration für eine wirtschaftlich rentable und effiziente Nutzung von V2H-Systemen.

## 7.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Rahmen unserer Analyse aller Fälle und Szenarien haben sich einige interessante und aufschlussreiche Ergebnisse im Umfeld von V2H ergeben. Die wichtigsten Ergebnisse werden im Folgenden zusammengefasst:

- Wirtschaftlichkeit V2H

Die Preisschwelle für die Rentabilität des untersuchten V2H-Umfelds liegt zwischen 5 – 10 ct/kWh. Das bedeutet, dass V2H wirtschaftlich ist, wenn der Preis für das Laden des Elektrofahrzeugs am Arbeitsplatz um 5 – 10 ct/kWh niedriger ist als zu Hause im Wohnquartier. Die Rentabilität hängt von der Elektrifizierungsrate ab. Je höher die Elektrifizierungsrate ist, desto kürzer ist die Amortisationszeit für die bidirektionale Ladeinfrastruktur. Eine höhere Elektrifizierungsrate kann die Rentabilität von V2H senken, da die Preisschwelle sinkt. Die Investition in eine bidirektionale Ladeinfrastruktur amortisiert sich schneller, wenn die Preisdifferenz zwischen dem Laden im Wohnquartier und beim Arbeitgeber größer ist.

- Elektrofahrzeuge

Größere Elektrofahrzeugmodelle weisen im Vergleich zu kleineren signifikant höhere Kosteneinsparungen auf, obwohl die prozentualen Anteile der Degradierungskosten ähnlich sind. Die Wirtschaftlichkeit von V2H-Anwendungen hängt bedeutend von verschiedenen Fahrzeugtypen ab. Die Analyse zeigt, dass kleine Elektrofahrzeuge im Kontext von V2H aufgrund ihrer begrenzten Batteriekapazität und Reichweite kaum wirtschaftlich sind. Die begrenzte Wirtschaftlichkeit kleinerer Elektrofahrzeuge kann auf mehrere Faktoren zurückgeführt werden, wie beispielsweise die Sicherheitsbedingungen eines minimalen SOC im Wohnquartier, die erforderliche Energiemenge für die Arbeitswege oder eine geringere C-Rate. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Entwicklung von V2H-Lösungen möglicherweise auf größere Elektrofahrzeuge mit leistungsfähigeren Batteriesystemen zugeschnitten werden sollte, um eine effektivere und wirtschaftlichere Nutzung zu gewährleisten.

- Batteriespeicher-Integration

Die Ergebnisse der Batteriespeicher-Investitionsanalyse (BES-IA) verdeutlichen, dass der Betrieb eines Batteriespeichers unter den angenommenen Bedingungen nicht wirtschaftlich ist. Mit zunehmender Größe der Batteriespeicher steigen die annualisierten Gesamtkosten. Selbst eine Preissenkung des Batteriespeichers führt nicht zu ausreichender Wirtschaftlichkeit. Die Erkenntnis, dass Elektrofahrzeuge Batteriespeicher effektiv ersetzen können, legt nahe, alternative Ansätze zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in V2H-Anwendungen zu evaluieren.

- PV-Integration

PV-Integration im Kontext von V2H zeigt, dass größere PV-Anlagen höhere Einsparungen erzielen. Obwohl die relativen Einsparungen mit zunehmender PV-Größe abnehmen, tragen Elektrofahrzeuge durch gezielte Nutzung zur synergetischen Optimierung des Eigenverbrauchs bei und reduzieren die annualisierten Gesamtkosten. Es wird ein exponentieller Anstieg des überschüssigen PV-Stroms mit wachsender PV-Größe beobachtet, wobei sich dieser Anstieg bei höherer Elektrifizierungsrate verlangsamt. Ab einer PV-Größe von 100 kWp steigt die Zyklanzahl der Elektrofahrzeuge ohne Batteriespeicher und ab 150 kWp mit einem Batteriespeicher. Ein kleiner Batteriespeicher reicht bereits aus, um die Zyklanzahl von Elektrofahrzeugen in Verbindung mit einer PV-Anlage kaum zu erhöhen. Im Allgemeinen ist im untersuchten V2H-Umfeld eine PV-Anlage ohne Batteriespeicher bei gleicher PV-Dimensionierung wirtschaftlicher als eine mit Batteriespeicher, unabhängig von der Batteriegröße. Dennoch kann die Spitzenlast nur minimal durch eine PV-Anlage gesenkt werden. Eine deutliche Senkung ist jedoch durch den Einsatz eines zusätzlichen Batteriespeichers möglich.

Insgesamt bieten die Ergebnisse wertvolle Einblicke in die Chancen und Herausforderungen der erneuerbaren Energieintegration in Wohnquartieren mit Elektrofahrzeugen und unterstreichen die Bedeutung einer ausgewogenen Dimensionierung und eines intelligenten Energiemanagementsystems für maximale Effizienz und Wirtschaftlichkeit. Elektrofahrzeuge erweisen sich als effektive temporäre Batteriespeicher, und ihre intelligente Nutzung kann eine zusätzliche Investition in stationäre Batteriespeicher überflüssig machen. Ein intelligenter Betrieb dieser Fahrzeuge trägt deutlich zur Spitzenlastreduktion bei.

Die Ergebnisse der Studie zeigen eine Vielzahl von Erkenntnissen im Zusammenhang mit der Regulierung, der Nutzerakzeptanz und der Simulation von V2H-Anwendungen.

Die regulatorischen Aspekte zeigen, dass der Einsatz von V2H derzeit keine rechtlichen Hindernisse aufweist. Allerdings ist die Technologie noch nicht marktreif. Um eine wirtschaftliche Umsetzung zu erreichen, müssen jedoch noch einige Hürden überwunden werden. Insbesondere ist die Entwicklung neuer Tarifmodelle im Bereich der Energieversorgung und der intelligenten Kommunikationsinfrastruktur unerlässlich. Es ist zu bemerken, dass bidirektionale Elektrofahrzeuge momentan vollständig mit Stromsteuern belastet werden, ohne jedoch von den Vorteilen stationärer Stromspeicher zu profitieren. Es ist wichtig, auf diese Ungleichbehandlung hinzuweisen und die damit verbundenen potenziellen Hindernisse für eine breite Einführung dieser Technologien zu bewältigen. Eine sinnvolle Empfehlung wäre, bidirektionale Ladeeinrichtungen als Speichereinheiten zu definieren und ihnen die gleichen steuerlichen Vorteile wie stationären Stromspeichern zu gewähren. Dadurch könnten regulatorische Hürden überwunden und die Entwicklung von V2X-Technologien vorangetrieben werden. Zusätzlich sollte die Markteinführung von bidirektionalen Elektrofahrzeugen und bidirektionaler Ladeinfrastruktur vorangetrieben werden. Förderprogramme könnten die Wirtschaftlichkeit steigern und eine Skalierbarkeit des Rollouts der Technologie ermöglichen. Darüber hinaus ist es erforderlich, attraktive Geschäftsmodelle zu entwickeln und in realen Fallstudien eingehend zu analysieren, um die gesellschaftliche Auswirkung auf die Akzeptanz für die Implementierung von V2H-Technologien zu erforschen. Perspektivisch sollten im Kontext von V2G Nutzfahrzeuge in Betracht gezogen werden. Sie bieten aufgrund ihrer großen Batteriekapazitäten im Zuge der fortschreitenden Elektrifizierung erhebliches Potenzial für das bidirektionale Laden.

Die Ergebnisse zur Nutzerakzeptanz zeigen, dass ein höheres Einkommen tendenziell mit einer positiveren Einstellung gegenüber V2X-Anwendungen korreliert. Dies deutet darauf hin, dass finanzielle Erwägungen eine Rolle bei der Akzeptanz spielen, insbesondere im Zusammenhang mit Investitionen in die notwendige bidirektionale Ladeinfrastruktur. Die Erkenntnis, dass Umweltfreundlichkeit oft mit Investitionen in Ladeinfrastruktur einhergeht, kann für zukünftige politische Entscheidungsträger eine wichtige Überlegung sein, um sicherzustellen, dass V2X-Technologien für alle Bevölkerungsschichten zugänglich sind. Die Bereitstellung von Leasing- oder Mietoptionen für Elektrofahrzeuge und bidirektionale Ladegeräte könnte den Zugang zu diesen Technologien für Haushalte mit niedrigerem Einkommen erleichtern. Dies würde die finanzielle Belastung für den Kauf und die Installation reduzieren und dennoch die Vorteile von V2X-Technologien zugänglich machen. Die Ergebnisse betonen die Bedeutung von DR-Systemen für die breite Einführung von V2H. Solche Systeme sind entscheidend, um nicht nur Hausbesitzern mit eigenen PV-Anlagen, sondern auch anderen Verbrauchern Vorteile zu bieten. Ebenso ist die Mehrheit davon überzeugt, dass die Nutzung von Elektrofahrzeugen als mobile Stromspeicher wichtig ist, um Elektrofahrzeuge attraktiver zu machen. Dies verdeutlicht, dass die Wahrnehmung der Elektromobilität nicht nur von der technologischen Reife abhängt, sondern auch von der Schaffung zusätzlicher Anreize und Funktionen. Politische Entscheidungsträger könnten Richtlinien und Standards für die Planung und den Bau von Ladeinfrastruktur festlegen, die möglichst umweltfreundlich sind. Dies könnte die Nutzung erneuerbarer Energien für den Betrieb von Ladestationen, die Integration von Ladestationen in bestehende städtische Infrastrukturen und die Berücksichtigung ökologischer Aspekte bei Standortentscheidungen umfassen. Das führt dazu, dass die Integration von V2X-Technologien wie V2H nicht nur die Effizienz des Stromnetzes verbessern kann (z.B. in einem Wohnquartier), sondern auch die Attraktivität von Elektrofahrzeugen insgesamt steigern könnte. Eine verstärkte Kommunikation dieser zusätzlichen Vorteile könnte daher dazu beitragen, die

Akzeptanz von Elektrofahrzeugen und V2X-Technologien weiter zu erhöhen. Die Batteriedegradation wird als potenzielles Problem betrachtet, trotzdem überwiegen für viele Verbraucher die persönlichen Vorteile von V2X-Technologien. Das zeigt, dass für die Mehrheit der Elektrofahrzeugbesitzer der Nutzen größer als der Aufwand bzw. die Batteriedegradation der Fahrzeugbatterie sein sollte. Hersteller von Elektrofahrzeugen und Ladeinfrastruktur könnten verpflichtet werden, klare und verständliche Informationen über die Auswirkungen des bidirektionalen Ladens auf die Batterielebensdauer bereitzustellen. Dies könnte durch die Einführung von standardisierten Kennzeichnungen, Aufklebern oder Informationsblättern erfolgen, die deutlich machen, welche Effekte das bidirektionale Laden auf die Batterie haben kann. Die Umfrageergebnisse deuten aber darauf hin, dass sich die meisten Elektrofahrzeuge überwiegend in einem mittleren Ladezustand befinden (bei der Ankunft zuhause und am Arbeitsplatz), was gute Voraussetzungen für bidirektionale Ladevorgänge unter Berücksichtigung der Batteriedegradation schafft. Die Batteriedegradation sollte aber transparent ersichtlich sein.

Die Simulationsergebnisse geben Aufschluss über die Wirtschaftlichkeit von V2H-Anwendungen und die mögliche Integration von Elektrofahrzeugen als temporäre Batteriespeicher. Die Erkenntnis, dass die Wirtschaftlichkeit von V2H von verschiedenen Faktoren wie der Elektrifizierungsrate in einem Wohnquartier, dem Fahrverhalten der Elektrofahrzeugbesitzer und der Größe des Elektrofahrzeugs abhängt, unterstreicht die Komplexität der Entscheidungsfindung für Verbraucher und Regulierungsbehörden. Investitionen in Forschung und Entwicklung könnten dazu beitragen, die Effizienz von V2H-Systemen zu verbessern und die Kosten zu senken. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass größere Elektrofahrzeuge signifikant höhere Kosteneinsparungen aufweisen und besser für V2H-Anwendungen geeignet sind. Kleine Elektrofahrzeuge sind aufgrund ihrer begrenzten Batteriekapazität und Reichweite weniger wirtschaftlich. Diese Ergebnisse könnten Auswirkungen auf die zukünftige Entwicklung von Elektrofahrzeugmodellen haben und könnten dazu führen, dass bestimmte Fahrzeugtypen bevorzugt werden, um die Effizienz von V2H-Systemen zu maximieren. Die Rentabilität der untersuchten V2H-Anwendungen hängt aber auch stark von der Preisdifferenz zwischen dem Laden zu Hause und am Arbeitsplatz ab. Eine Preisschwelle von 5 – 10 ct/kWh ist in unseren Szenarien identifiziert worden, ab der V2H wirtschaftlich ist. Dies unterstreicht die Bedeutung der lokalen Energiepreise für die Rentabilität von V2H-Systemen. Zukünftige Anreizstrukturen oder Tarifmodelle müssten verbraucherfreundlich angepasst werden, um die Rentabilität von V2H zu verbessern. Die Integration von PV-Systemen in V2H-Umgebungen zeigt die Synergie von PV-Anlagen und Elektrofahrzeugen als temporäre Batteriespeicher, wobei die wirtschaftliche Auslegung der PV ein kritischer Faktor ist. Dies sollte berücksichtigt werden, um die Rentabilität dieser Systeme sicherzustellen. Die zusätzliche Investition in stationäre Batteriespeicher könnte durch den großflächigen Einsatz von Elektrofahrzeugen überflüssig werden, was die Entwicklung von V2X-Technologien weiter vorantreiben könnte. Trotzdem könnte durch intelligente Nutzung das Zusammenspiel von PV, Elektrofahrzeug und Batteriespeicher die Spitzenlast reduzieren und zur Stabilität des Stromnetzes beitragen, insbesondere in Zeiten hoher Nachfrage.

Ein weiterer Forschungsbedarf für zukünftige Untersuchungen ist daher, wie die Netzintegration von bidirektionalem Laden aus Sicht des Netzbetreibers zur Netzstabilität beitragen kann. Für Netzbetreiber stellt bidirektionales Laden eine innovative Flexibilität im Stromnetz dar, die Systemdienstleistungen erbringt und Infrastruktur- und Energiekosten reduziert. Gleichzeitig stellt sich die Frage, wie bidirektionales Laden zukünftig in lokale Lastprognosen für das Stromnetz integriert werden kann. Im Gegensatz zum Pkw steht die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs mit batterieelektrischen Lastkraftwagen (Lkw) noch am Anfang, die Markthochlaufprognosen der Fahrzeughersteller zeigen jedoch den batterieelektrischen Lkw als dominierende Antriebstechnologie mit einem zeitnahen Markthochlauf. Aufgrund der deutlich größeren Batterien der

batterieelektrischen Lkw und der längeren Fahrzeiten sind höhere Ladeleistungen von über 1 MW erforderlich, um das Nutzerverhalten nicht einzuschränken. Die zukünftig hohen Ladeleistungen an Standorten ohne relevanten Netzanschluss stellen wiederum eine große Herausforderung für Standort- und Netzbetreiber dar, da ein bedarfsgerechter Netzausbau notwendig wird. Der Einsatz bidirektionaler Ladetechnik kann die netzdienliche Integration der Ladevorgänge von batterieelektrischen Lkw unterstützen und damit den notwendigen Netzausbaubedarf reduzieren. Es besteht weiterer Forschungsbedarf, ob die höhere Batteriekapazität bei Lkw mit bidirektionalem Laden trotz des unterschiedlichen Mobilitätsverhaltens wirtschaftlich attraktiver ist als bei Pkw.

-----  
Diskussion  
-----

## 9 Fazit

Die schrittweise Umstellung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor auf Elektrofahrzeuge im Rahmen der Energie- und Mobilitätswende eröffnet erfolgversprechende Möglichkeiten, bringt jedoch auch komplexe Herausforderungen mit sich. Der verstärkte Einsatz von Elektrofahrzeugen bietet die Gelegenheit, die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu reduzieren. Gleichzeitig erfordert dieser Wandel Anpassungen im Stromnetz, insbesondere im lokalen Verteilnetz. Intelligente Steuerungen wie Lademanagementsysteme können dazu beitragen, kostspielige Netzausbauten zu vermeiden.

Auf rechtlich-regulatorischer Ebene besteht ein erhöhter Handlungsbedarf, um sinnvolle Standards und eindeutige Regelungen für V2X-Anwendungen einzuführen. Klare Richtlinien sind entscheidend, um Unsicherheiten zu minimieren und einen reibungslosen Übergang zu ermöglichen. Gleichzeitig ist es wichtig, bürokratischen Mehraufwand zu vermeiden und die Nutzer durch eine effiziente Gestaltung der Regularien zu entlasten. Eine transparente und gut strukturierte rechtliche Grundlage kann dazu beitragen, negative Einstellungen aufgrund administrativer Hürden zu vermeiden und die Akzeptanz neuer Technologien zu fördern.

Die Ergebnisse der quantitativen Onlinebefragung und der qualitativen Interviews belegen das erhebliche Potenzial von V2X-Anwendungen. Allerdings erfordert die Nutzung solcher Anwendungen die Implementierung neuer Tarifmodelle im Energiesektor, insbesondere für V2H-Anwendungen. Im industriellen Kontext spielt DSM eine entscheidende Rolle, um die Stabilität des Netzwerks zu gewährleisten. Eine intelligente Kommunikationsinfrastruktur, die den Austausch von Informationen mit Energieversorgern und Netzbetreibern ermöglicht, wird als unerlässlich erachtet. Die Ergebnisse der quantitativen Datenerhebung zeigen, dass bereits ein Großteil der Elektrofahrzeugbesitzer mit V2X-Anwendungen vertraut und positiv eingestellt ist. Allerdings ist es erforderlich, die gesamte Bevölkerung zu sensibilisieren, um das volle Potenzial solcher Anwendungen im privaten Sektor zu realisieren. In diesem Zuge müssen die Erlöspotenziale bzw. Einsparungen den Aufwand und die Investitionskosten aufwiegen.

Es ist wichtig, Unsicherheiten bezüglich der Alterung der Batterie durch V2X zu berücksichtigen und eine angemessene Entschädigung der Batteriedegradierung zu gewährleisten. Um die Wirtschaftlichkeit zu bewerten, sollte die Batteriedegradierung gegenüber dem zu erwartenden Nutzen abgewogen werden.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Rentabilität von V2H von verschiedenen Faktoren abhängt, wie etwa der Preisstruktur (Ladepreisen am Arbeitsplatz im Vergleich zum Wohnquartier), der Annahmen der Technologie- und Modellparameter sowie des Fahrverhaltens der Elektrofahrzeugnutzer. Größere Elektrofahrzeuge zeigen dabei deutlich höhere Kosteneinsparungen. Batteriespeicher erweisen sich unter den vorliegenden Bedingungen als unwirtschaftlich, da Elektrofahrzeuge sie effektiv ersetzen können. Die Integration von PV in V2H unterstreicht die Wichtigkeit einer ausgewogenen Dimensionierung und eines intelligenten Energiemanagementsystems für maximale Effizienz und Wirtschaftlichkeit.

Diese Studie betont die vielschichtigen Chancen und Herausforderungen im Zusammenhang mit der Elektromobilität. Sie eröffnet eine vielversprechende Perspektive für die zukünftige Entwicklung intelligenter Energielösungen. Gleichzeitig unterstreicht die Studie die Notwendigkeit einer klaren rechtlich-regulatorischen Gestaltung, um das volle Potenzial von V2H-Anwendungen zu realisieren. Entscheidend für die erfolgreiche Implementierung ist neben dem rechtlichen Rahmen die Gestaltung von ökologischen und ökonomischen Geschäftsmodellen.

Ambibox. (2024). *11 kW DC-Wallbox*. <https://www.ambibox.de/de/ambicharge/11-kw-dc-wallbox>

BBH-Gruppe - Gemmer. (2023). *V2G – Stand der Regularien und gesetzliche Rahmenbedingungen*.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2023). *BDEW-Strompreisanalyse: Haushalte und Industrie*.  
[https://www.bdew.de/media/documents/231212\\_BDEW-Strompreisanalyse\\_Dezember\\_2023\\_12.12.2023.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/231212_BDEW-Strompreisanalyse_Dezember_2023_12.12.2023.pdf)

BDL-Positionspapier zu Vehicle-to-Grid-Anwendungen. (2022). *Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Elektrofahrzeugen mit bidirektionalem Lademanagement*.

Bidirektionale Wallboxen (2024a). *MARKTÜBERSICHT dcbel r16 (15 kW)*.  
<https://bidirektionale-wallboxen.de/dcbel-r16-15-kw/>

Bidirektionale Wallboxen (2024b). *MARKTÜBERSICHT Evtec sospeso&charge (10 kW A)*.  
<https://bidirektionale-wallboxen.de/evtec-sospesocharge-10-kw/>

Bidirektionale Wallboxen (2024c). *MARKTÜBERSICHT Wallbox Chargers Quasar 1 (7,4 kW A)*. <https://bidirektionale-wallboxen.de/wallbox-chargers-quasar-1-7-4-kw/>

Bidirektionale Wallboxen (2024d). *MARKTÜBERSICHT Wallbox Chargers Quasar 2 (12,8 kW)*. <https://bidirektionale-wallboxen.de/wallbox-chargers-quasar-2-11-kw/>

Bilendi GmbH. (2023). *Bilendi & respondi*. <https://www.bilendi.de/>

Bloomberg New Energy Finance. (2022). *Lithium-ion Battery Pack Prices Rise for First Time to an Average of \$151/kWh | BloombergNEF*.  
<https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/>

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (2021). *Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 - Version 1.1*. <https://www.bsi.bund.de>

Bundesministerium der Justiz. (2023). *Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende*. <https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2023/133/VO.html>

Bundesministerium für Digitales und Verkehr. (2022). *Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung*. [https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur-2.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur-2.pdf?__blob=publicationFile)

Bundesnetzagentur. (2024). *Fördersätze Solaranlagen - Archivierte EEG-Vergütungssätze*.  
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEn/ergien/EEG\\_Foerderung/Archiv\\_VergSaetze/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEn/ergien/EEG_Foerderung/Archiv_VergSaetze/start.html)

Bundesnetzagentur Elektromobilität. (2023). *Öffentliche Ladeinfrastruktur: Ladeinfrastruktur in Zahlen*. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Home/home\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Home/home_node.html)

- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2024). Verbraucherportal, Energie, Messeinrichtungen / Zähler, Kosten / Leistungen. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/Kosten\\_table.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/Kosten_table.html)
- Bundesregierung (2022). Masterplan II Ladeinfrastruktur der Bundesregierung: Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030.
- CharIN e. V. (2020). *Vehicle to Grid (V2G) – Coordination Office CharIN c/o innos GmbH*. <https://www.charin.global/technology/v2g/>
- Das, R. (2020). *Multi-objective Smart Charge Control of Electric Vehicles: PhD thesis, Northumbria University, Newcastle upon Tyne, United Kingdom*.
- Das, R., Wang, Y., Putrus, G., Kotter, R., Marzband, M., Herteleer, B. & Warmerdam, J. (2020). Multi-objective techno-economic-environmental optimisation of electric vehicle for energy services. *Applied Energy*, 257, 113965. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113965>
- Dileep, G. (2020). A survey on smart grid technologies and applications. *Renewable Energy*, 146, 2589–2625. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.092>
- Dorsemaine, B., Gaulier, J.-P., Wary, J.-P., Kheir, N. & Urien, P. (2015). Internet of Things: A Definition & Taxonomy: 2015 9th International Conference on Next Generation Mobile Applications, Services and Technologies (NGMAST). Vorab-Onlinepublikation. <https://doi.org/10.1109/NGMAST.2015.71>
- DZ-4 GmbH (2023). HOME ENERGY MANAGEMENT SYSTEM: ENERGIEMANAGEMENT FÜR ZUHAUSE. <https://www.dz4.de/ratgeber/home-energy-management-system-hems/>
- Edge, J. S., O’Kane, S., Prosser, R., Kirkaldy, N. D., Patel, A. N., Hales, A., Ghosh, A., Ai, W., Chen, J., Yang, J., Li, S., Pang, M.-C., Bravo Diaz, L., Tomaszewska, A., Marzook, M. W., Radhakrishnan, K. N., Wang, H., Patel, Y., Wu, B. & Offer, G. J. (2021). Lithium ion battery degradation: what you need to know. *Physical chemistry chemical physics : PCCP*, 23(14), 8200–8221. <https://doi.org/10.1039/d1cp00359c>
- El-hawary, M. E. (2014). The Smart Grid—State-of-the-art and Future Trends. *Electric Power Components and Systems*, 42(3-4), 239–250. <https://doi.org/10.1080/15325008.2013.868558>
- Elzinga, D. (2015). Electricity System Development: A Focus on Smart Grids: Overview of Activities and players in smart grids.
- e-mobileo (2023). Bidirektional ladende Fahrzeuge. <https://www.e-mobileo.de/fahrzeuge-die-bidirektional-laden-koennen-die-grosse-uebersicht/>
- Europäisches Parlament, E. R. (2019). *Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den gemeinsamen Elektrizitätsmarkt und zur Änderung der Richtlinien 2010/19/EU und 2012/27/EU*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>
- European Parliament (2023). Regulation (EU) 2023/1804 of the European Parliament. Official Journal of the European Union on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU. <http://data.europa.eu/eli/reg/2023/1804/oj>
- EV Database. (2024). *EV Database*. <https://ev-database.org/>

Fleschutz, M., Bohlayer, M., Braun, M. & Murphy, M. D. (2022). Demand Response Analysis Framework (DRAF): An Open-Source Multi-Objective Decision Support Tool for Decarbonizing Local Multi-Energy Systems. *Sustainability*, 14(13), 8025. <https://doi.org/10.3390/su14138025>

Ford Charging Canada. (2024). *Ford Charge Station Pro*. <https://fordcharging.ca/products/ford-charge-station-pro>

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (2023). Photovoltaics Report with support of PSE Projects GmbH. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/photovoltaics-report.html>

Göhler, G., Otteny, F., Triebke, H. & Reiser, M. (2019). Load Profile Generator for Electric Vehicle Home Charging. *32nd Electric Vehicle Symposium (EVS32), Lyon, France, May 19 - 22*.

Helferich, M., Tröger, J. & Stephan, A. (2023). Smart Charging in Germany: Acceptance and Tariff Design. Vorab-Onlinepublikation. <https://doi.org/10.24406/publica-1634> (36th International Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS36) Sacramento, California, USA, June 11-14).

International Electrotechnical Commission. (2020). *Stecker, Steckdosen, Fahrzeugkuppelungen und Fahrzeugstecker - Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen*. <https://www.iec.ch/homepage>

International Energy Agency (2022). *World Energy Outlook 2022*, IEA,

Josu Olmos, Iñigo Gandiaga, Andoni Saez-de-Ibarra, Xabier Larrea, Txomin Nieva & Iosu Aizpuru (2021). Modelling the cycling degradation of Li-ion batteries: Chemistry influenced stress factors. *J. Energy Storage*. Vorab-Onlinepublikation. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102765>

Köllner, C. (2022). Wann kommt bidirektionales Laden von E-Autos? *springerprofessional.de*. <https://www.springerprofessional.de/ladeinfrastruktur/elektrofahrzeuge/wann-kommt-bidirektionales-laden-von-e-autos-/18217570>

Kostopoulos, E. D., Spyropoulos, G. C. & Kaldellis, J. K. (2020). Real-world study for the optimal charging of electric vehicles. *Energy Reports*, 6, 418–426. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.12.008>

Kraftfahrtbundesamt. (2023). *Pressemitteilungen - Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2023*. [https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Fahrzeugbestand/2023/pm08\\_fz\\_bestand\\_pm\\_komplett.html](https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Fahrzeugbestand/2023/pm08_fz_bestand_pm_komplett.html)

Leippi, A., Fleschutz, M., Davis, K. & Murphy, M. D. (2022). Utilization of electric vehicle fleets in industrial demand response considering vehicle-to-grid benefits and battery degradation 18th International Conference on the European Energy Market (EEM). Vorab-Onlinepublikation. <https://doi.org/10.1109/EEM54602.2022.9921000>

Leippi, A., Fleschutz, M. & Murphy, M. D. (2022). A Review of EV Battery Utilization in Demand Response Considering Battery Degradation in Non-Residential Vehicle-to-Grid Scenarios. *Energies*, 15(9). Vorab-Onlinepublikation. <https://doi.org/10.3390/en15093227>

The Mobility House Team (2015). The Mobility House kocht Kaffee mit grünem Strom aus dem Elektroauto. [https://www.mobilityhouse.com/de\\_de/unser-unternehmen/presse/artikel/tmh-kocht-kaffee-mit-gruenem-strom-aus-e-auto](https://www.mobilityhouse.com/de_de/unser-unternehmen/presse/artikel/tmh-kocht-kaffee-mit-gruenem-strom-aus-e-auto)

The Mobility House Team (2020). Vehicle-Grid-Integration (VGI / V2G) Projekte: Was Kaffee, eine Insel und ein Fußballstadion gemein haben. [https://www.mobilityhouse.com/de\\_de/knowledge-center/artikel/vgi-projekte-von-tmh](https://www.mobilityhouse.com/de_de/knowledge-center/artikel/vgi-projekte-von-tmh)

The Mobility House Team (2023a). Das Energiewirtschaftsgesetz §14a - Was ändert sich ab Januar? [https://www.mobilityhouse.com/de\\_de/knowledge-center/artikel/das-energiewirtschaftsgesetz-14a-was-andert-sich-ab-januar](https://www.mobilityhouse.com/de_de/knowledge-center/artikel/das-energiewirtschaftsgesetz-14a-was-andert-sich-ab-januar)

The Mobility House Team (2023b). Welche E-Autos unterstützen V2G? [https://www.mobilityhouse.com/de\\_de/knowledge-center/artikel/welche-autos-koennen-v2g#volkswagen-ag](https://www.mobilityhouse.com/de_de/knowledge-center/artikel/welche-autos-koennen-v2g#volkswagen-ag)

Nationale Plattform Elektromobilität (2014). Fortschrittsbericht 2014 – Bilanz der Marktvorbereitung. [https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2021/12/2014\\_Fortschrittsbericht\\_2014\\_Bilanz\\_der\\_Marktvorbereitung.pdf](https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2021/12/2014_Fortschrittsbericht_2014_Bilanz_der_Marktvorbereitung.pdf)

Nationale Plattform Elektromobilität (2020). Die Deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität 2020: AG 4 – Normung, Standardisierung und Zertifizierung.

Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (2020a). Bedarfsgerechte und wirtschaftliche öffentliche Ladeinfrastruktur - Plädoyer für ein dynamisches NPM-Modell (Arbeitsgruppe 5 „Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung“, Berlin, April 2020).

Nationale Plattform Zukunft der Mobilität. (2020b). *Roadmap zur Implementierung der ISO 15118 - standardisierte Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladepunkt (AG 5 / AG 6 BERICHT)*. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur.

Nissan Center Europe GmbH (2018). Die rollenden Kraftwerke kommen – E-Auto Nissan Leaf stabilisiert deutsches Stromnetz. <https://germany.nissannews.com/de-DE/releases/die-rollenden-kraftwerke-kommen-e-auto-nissan-leaf-stabilisiert-deutsches-stromnetz>

Nobis, C. & Kuhnimhof, T. (2018). Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht. Studie von infas, DLR, IVT und infas: Mobilität in Deutschland (im Auftrag des BMVI) (Bonn, Berlin. [www.mobilitaet-in-deutschland.de](http://www.mobilitaet-in-deutschland.de)).

Nymoen, H., Kimpel, T. & Kaschade Christopher (2022). Initiative „Bidirektionales Laden“: Positionspapier zu notwendigen regulatorischen Anpassungen im Kontext des bidirektionalen Ladens.

openWB GmbH & Co. KG (2024). openWB Pro Produktseite. <https://openwb.de/shop/?product=openwb-pro>

Pearre, N. S. & Ribberink, H. (2019). Review of research on V2X technologies, strategies, and operations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105, 61–70. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.047>

Petkov, I. & Gabrielli, P. (2020). Power-to-hydrogen as seasonal energy storage: an uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems. *Applied Energy*, 274, 115197. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115197>

Pfenninger, S. & Staffell, I. (2016). Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*, 114, 1251–1265. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060>

Presseclub Deutschland BMW Group & Bruch, W. (2019). Start für Forschungsprojekt "Bidirektionales Lademanagement - BDL". <https://www.press.bmwgroup.com/deutschland/article/detail/T0302526DE/start-fuer-forschungsprojekt-bidirektionales-lademanagement-bdl>

Saxena, S., Xing, Y., Kwon, D. & Pecht, M. (2019). Accelerated degradation model for C-rate loading of lithium-ion batteries. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 107, 438–445. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.12.016>

Schmidt, L., Waxmann, N., Reichert, D. & Boesche, K. V. (2023). Bidirektionales Laden in Deutschland – Marktentwicklung und Potenziale. *e-mobil BW GmbH – Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg und NRW.Energy4Climate GmbH – Landesgesellschaft für Energie und Klimaschutz*.

Sovacool, B. K., Kester, J., Noel Lance & Rubens, G. Z. de (2020). Actors, business models, and innovation activity systems for vehicle-to-grid (V2G) technology: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 131. Vorab-Onlinepublikation. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109963>

Sozialdemokratische Partei Deutschlands, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN & Freie Demokratische Partei. (2021). *Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit Koalitionsvertrag 2021— 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschland (SPD), Bündnis 90 / Die Grünen und den freien Demokraten (FDP)*. [https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag\\_2021-2025.pdf](https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf)

Statista. (2019). *Batterieelektro-Fahrzeuge - Prognostizierte Verteilung produzierter Fahrzeuge nach Segmenten bis 2025 | Statista*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1035929/umfrage/prognose-der-verteilung-produzierter-bev-fahrzeuge-nach-segmenten-in-der-eu/>

Statista. (2024). *Anzahl der Elektroautos in Deutschland von 2006 bis Oktober 2023 | Statista*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/265995/umfrage/anzahl-der-elektroautos-in-deutschland/>

sun2wheel AG (2024). Unsere Lade- und Speicherlösungen im Überblick. <https://sun2wheel.com/produkte/>

Thompson, A. W. & Perez, Y. (2020). Vehicle-to-Everything (V2X) energy services, value streams, and regulatory policy implications. *Energy Policy*. Vorab-Onlinepublikation. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111136>

Virtuelles Kraftwerk der EnBW (2020). Netzfrequenz. <https://www.interconnector.de/wissen/netzfrequenz/>

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über bidirektional ladefähige Elektrofahrzeug-Modelle und deren technische Spezifikationen auf dem deutschen Automobilmarkt (EV Database, 2024)..... 11

Tabelle 2: Aktueller Stand marktverfügbarer Modelle und Ankündigungen der OEM zum bidirektionalen Laden (Stand: Januar 2024). Angelehnt an (The Mobility House Team, 2023b, Schmidt et al., 2023, e-mobileo, 2023) ..... 13

Tabelle 3: Kostenübersicht von V2X-fähigen Wallboxen (Stand: Januar 2024) ..... 18

Tabelle 4: Kostenübersicht von bidirektionalen Ladesystemen..... 19

Tabelle 5: Zusammenfassung der regulatorischen Rahmenbedingungen zum bidirektionalen Laden in Deutschland (Stand: Januar 2024)..... 35

Tabelle 6: Technologie und Modellparameter der Simulation ..... 62

Tabelle 7: Übersicht der verschiedenen Szenarien und Besonderheiten in den Investitionsanalysen..... 63

Tabelle 8: Überblick über verschiedene Kennzahlen der simulierten Elektrofahrzeuge für den Case 2 bei einem Arbeitgeberpreis von 25 ct/kWh (Case 2\_25ct) ..... 67

Abbildung 1: Überblick über das bisherige und zukünftige Einsatzspektrum von Elektrofahrzeugen (CharIN e. V., 2020) .....	10
Abbildung 2: Bestand an rein batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen in Deutschland von 2012 bis 2023 (Kraftfahrtbundesamt, 2023; Statista, 2024) .....	11
Abbildung 3: Prognostizierte Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen - bidirektional befähigt vs. nicht befähigt; nach P3-Hochlaufmodell (Schmidt et al., 2023) .....	14
Abbildung 4: Bestand an Ladepunkten (aufgeteilt in Normal- und Schnellladepunkte) in Deutschland (Bundesnetzagentur Elektromobilität, 2023) .....	15
Abbildung 5: Systemansätze zum Laden (Nationale Plattform Elektromobilität, 2014) .....	16
Abbildung 6: Übersicht über gängige Normen für kabelgebundenes Laden (Nationale Plattform Elektromobilität, 2020).....	17
Abbildung 7: Durchschnittlicher Haushaltstrompreis in ct/kWh bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2023).....	21
Abbildung 8: Übersicht über zentrale Normen und Standards im Kontext von V2G-Anwendungen (Nymoer, et al., 2022).....	26
Abbildung 9: Kategoriensystem mit Kodierung und Subkodierung zur Analyse der Experteninterviews .....	38
Abbildung 10: Grobstruktur des Fragebogens zur quantitativen Onlinebefragung .....	43
Abbildung 11: Absolute und relative Häufigkeit des Kenntnisstandes über V2X-Applikationen.....	44
Abbildung 12: Ergebnisse der Bewertung von Aussagen zur Elektromobilität im Allgemeinen .....	44
Abbildung 13: Absolute und relative Häufigkeitsverteilung der Jahresfahrleistung .....	45
Abbildung 14: Absolute und relative Häufigkeitsverteilung des SOC bei Ankunft am Arbeitsplatz und bei Ankunft zuhause nach einem Arbeitstag .....	46
Abbildung 15: Absolute und relative Häufigkeit für das Vorhandensein bzw. der möglichen Einrichtung einer privaten Wallbox .....	47
Abbildung 16: Absolute und relative Häufigkeitsverteilung der Fahrstrecke zwischen dem Wohnort und dem Arbeitsplatz .....	47
Abbildung 17: Rangfolge der Gründe für die Anschaffung eines Elektrofahrzeugs .....	48
Abbildung 18: Rangfolge der Gründe für Hemmnisse bei der Anschaffung von Elektrofahrzeugen .....	49
Abbildung 19: Ergebnisse der Bewertung von Aussagen zu V2H-Anwendungen .....	49
Abbildung 20: Rangfolge der wichtigsten Faktoren bei der Anwendung von V2H/V2G .....	50
Abbildung 21: Rangfolge der Barrieren, die einer Teilnahme am V2H/V2G-System entgegenstehen .....	51
Abbildung 22: Rangfolge der Funktionen, die für Elektrofahrzeugbesitzer am relevantesten sind, um an V2H/V2G teilzunehmen .....	51
Abbildung 23: Korrelation zwischen V2H-Zustimmung und Nettoeinkommen .....	52
Abbildung 24: Überblick über das verwendete MILP-Modell .....	55
Abbildung 25: Wöchentliche Anwesenheitswahrscheinlichkeit der Fahrzeuge im Wohnquartier.....	59
Abbildung 26: Häufigkeitsverteilung der Fahrstrecken .....	60
Abbildung 27: Historisches Stromerzeugungsprofil pro kWp installierter Leistung der simulierten PV-Anlage. ....	61
Abbildung 28: Ergebnisse der Preissensitivitätsanalyse (PS-A).....	65
Abbildung 29: Vergleich der annualisierten Gesamtkosten der Preissensitivitätsanalyse für höhere Elektrifizierungsraten von 20% und 30% .....	66
Abbildung 30: Ergebnisse der PV-Investitionsanalyse (PV-IA).....	68

Abbildung 31: Jährlicher Überschussstrom in Abhängigkeit der PV-Dimensionierung..	69
Abbildung 32: Anzahl der zusätzlichen Zyklen der simulierten Elektrofahrzeuge durch V2H in Abhängigkeit der PV-Dimensionierung.....	70
Abbildung 33: Ergebnisse der BES-Investitionsanalyse (BES-IA).....	71
Abbildung 34: Ergebnisse der erweiterten BES-Investitionsanalyse mit einer Preissenkung des Batteriespeichers .....	71
Abbildung 35: Ergebnisse der PV-BES-Investitionsanalyse .....	72
Abbildung 36: Übersicht der Spitzenlastreduktion der PV-BES-IA .....	73
Abbildung 37: Anzahl der zusätzlichen Zyklen der simulierten Elektrofahrzeuge durch V2H in Abhängigkeit der PV-BES-Dimensionierung.....	73
Abbildung 38: Vergleich der entladenen Strommenge für V2H zwischen dem Batteriespeicher und den Elektrofahrzeugen.....	74

# Abkürzungsverzeichnis

AFIR	Alternative fuels infrastructure regulation
aGK	annualisierte Gesamtkosten
BDL	Bidirektionales Lademanagement
BES	(stationärer) Batterie-Energiespeicher
BES-IA	BES-Investitionsanalyse
BK	Betriebskammer
C@H	Charge at Home (Aufladen zu Hause)
C@W-Case	Case 1 (Aufladen am Arbeitsplatz)
CapEx Capital	Expenditure (auf das Jahr umgerechnete Investitionskosten für alle technischen Komponenten im Technologiesatz)
CCS	Combined Charging System
CHAdemo	Charge de Move
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CPO	Charge Point Operator
C-Rate	Ladegeschwindigkeit
DIN	Deutsches Institut für Normung
DOD	Entladetiefe (Depth of Discharge)
DPP	Diskontierte Amortisationszeit (Discounted Payback Period)
DR	Demand Response
DRAF	Demand Response Analysis Framework
DSM	Demand Side Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnFG	Energiefinanzierungsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOL	End of Life
EU	Europäische Union
EV	Elektrofahrzeug
GEIG	Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz
HAN	Home Area Network
IEC	International Electrotechnical Commission Standard
IoT	Internet der Dinge
ISO	International Organization for Standardization
LIS	Öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur für Elektromobilität
Lkw	Lastkraftwagen
LMN	Local Metrological Network
LP	Ladepunkte
LSV	Ladesäulenverordnung
MiD2017	Mobilität in Deutschland 2017
MILP	Mixed Integer Linear Programming
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NCA	Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium-Oxide
NMC	Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt Oxid
OCPP	Open Charge Point Protocol
OpEx	Operational Expenditure (Betriebskosten des ersten Jahres)
Pkw	Personenkraftwagen
PP	Amortisationszeit (Payback Period)
PS-A	Preissensitivitätsanalyse
PV	Photovoltaik
PV-BES-IA	PV-BES-Investitionsanalyse
PV-IA	PV-Investitionsanalyse
REF	Referenzfall

SG	Smart Grid
SMGW	Smart Meter Gateway
SOC	Ladezustand (State of Charge)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
StromStV	Stromsteuerverordnung
V2B	Vehicle-to-Building
V2G	Vehicle-to-Grid
V2H	Vehicle-to-Home
V2H-Case	Case 2 (Vehicle-to-Home, Stromübertragung vom Fahrzeug zum Wohnquartier)
V2L	Vehicle-to-Load
V2X	Vehicle-to-Everything
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
WAN	Wide Area Network

-----  
Abkürzungsverzeichnis  
-----

# Impressum

**Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft  
und Organisation IAO**  
Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart

[www.iao.fraunhofer.de](http://www.iao.fraunhofer.de)

**Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg**  
Im Hause EnBW  
Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe

<https://sef-bw.de/>

## **Kontakt**

Andre Leippi  
Mobil: +49 175 7038090  
[andre.leippi@iao.fraunhofer.de](mailto:andre.leippi@iao.fraunhofer.de)

Anna-Lena Klingler  
Mobil: +49 151 16327888  
[anna-lena.klingler@iao.fraunhofer.de](mailto:anna-lena.klingler@iao.fraunhofer.de)

## **Fraunhofer-Publica**

<http://dx.doi.org/10.24406/publica-2738>

## **Titelbild**

© slavun - stock.adobe.com

