V2G-Potenziale freisetzen

Von Hürden zu Lösungen

V2G-Potenziale freisetzen

Von Hürden zu Lösungen

Ergebnisbericht

Impressum

Herausgeber

Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Ergebnisbericht zum Projekt
V2G-Potenziale freisetzen –
Von Hürden zu Lösungen

Veröffentlicht am
22.09.2025

Projektleitung
Dr.-Ing. Patrick Vollmuth
Valerie Ziemsky
Daniel Battersby

Weitere Autor:innen
Vincenz Regener
Jeremias Hawran
Dr.-Ing. Michael Hinterstocker

Stellv. wissenschaftlicher Leiter
Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung
Dr.-Ing. Christoph Pellinger
Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Anna Gruber
Dr.-Ing. Andrej Guminski

Projektpartner
Amprion GmbH, Bayernwerk Netz GmbH,
BMW Group, EWE Netz GmbH,
Mercedes-Benz Group, TransnetBW GmbH

Bitte zitieren als
FfE (2025): V2G-Potenziale freisetzen – Von Hürden zu Lösungen. DOI: 10.34805/ffe-12-25

DOI: 10.34805/ffe-12-25

Kurzzusammenfassung

Der Hochlauf bidirektional ladefähiger Elektrofahrzeuge und insbesondere ihr Einsatz in Vehicle-to-Grid (V2G)-Anwendungen ist eine ressourcenschonende Möglichkeit, das gesamte Energiesystem ressourcenschonend zu unterstützen. Gleichzeitig kann dies einen positiven Beitrag zur Entwicklung unterschiedlicher Schlüsselindustrien leisten. Um das Flexibilitätspotenzial, das mit einer großen Anzahl von Elektrofahrzeugen mit bidirektionaler Ladetechnologie einhergeht, für das Energiesystem und die Stromnetze optimal nutzen zu können und Mehrwerte für Kund:innen zu schaffen, müssen zunächst zentrale Hürden überwunden werden.

Die vorliegende Studie schafft ein gemeinsames Verständnis für die systemischen und kundenseitigen Mehrwerte des bidirektionalen Ladens (Fokus V2G) und für bestehende Hürden in Deutschland. Darauf aufbauend wird ein Lösungsraum mit konkreten Vorschlägen aufgespannt, der aufzeigt, wie V2G-Potenziale gehoben werden können und wie der V2G-Hochlauf in einem gesellschaftlich sinnvollen und praktikablen Rahmen stattfinden kann.

Kernpunkte

A

Kapitel 2

Aktuelle Studien unterstreichen das **Potenzial des bidirektionalen Ladens** sowohl für das Energiesystem als auch für Kund:innen. Wissenschaftliche Ergebnisse zeigen: Durch die Technologie werden zusätzliche PV-Strommengen integriert anstatt abgeregelt, das Angebot an Systemdienstleistungen kann erhöht werden, zusätzliche Netzbelastung ist vermeidbar und absolute Gesamtsystemkosten können gesenkt werden. Für Kund:innen eröffnen sich Möglichkeiten zur Einsparung von Stromkosten, Erhöhung des Autarkiegrades und Partizipation an der Energiewende. Diese Mehrwerte machen bidirektionales Laden und insbesondere V2G zu einem zentralen Baustein für ein resilienteres, wirtschaftlicheres Energiesystem.

B

Kapitel 3

Zentrale **Hürden des bidirektionalen Ladens** betreffen regulatorische Rahmenbedingungen: Hohe staatlich induzierte Strompreisbestandteile beeinträchtigen die Wirtschaftlichkeit von V2G. Der derzeitige Rechtsrahmen verhindert eine Qualifikation für die Grünstrom-Vergütung. In vielen Teilbereichen herrscht keine Rechtssicherheit – wie bspw. bei der Datenverfügbarkeit oder der Rückspeisung ins Netz. Technische Herausforderungen bestehen neben der sehr geringen Verfügbarkeit von Smart Meter Gateways (SMGWs) insbesondere in der mangelnden Interoperabilität zwischen verschiedenen Komponenten sowie in der geringen Skalierbarkeit von Prozessen – etwa bei Aggregation, Präqualifikation für Systemdienstleistungen oder anderen Netzbetreiber-Prozessen. Für Nutzer:innen stellen insbesondere die geringe Bekanntheit von V2G sowie eingeschränkte Verfügbarkeit und begrenzte Auswahl an Komponenten eine Herausforderung dar.

C

Kapitel 4

Ein erfolgreicher Hochlauf des bidirektionalen Ladens erfordert **konkrete Lösungen,** die in einer **Umsetzungsroadmap** präsentiert werden – vorrangig politische Maßnahmen zur Schaffung rechtlicher und regulatorischer Planungssicherheit. Parallel dazu hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Möglichkeit, die Netzentgeltsystematik so weiterzuentwickeln, dass die Erschließung von Flexibilitätspotenzialen durch V2G wirtschaftlich konkurrenzfähig erfolgen kann. Kurzfristig sollte das Element der **Experimentierklausel** häufiger genutzt werden. Hersteller, Anbieter und Netzbetreiber sollten die technische Standardisierung weiter vorantreiben und Initiativen starten, um die Bekanntheit von V2G bei Endkund:innen gezielt zu steigern.

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung 4

Inhaltsverzeichnis 5

1 Zielsetzung und Motivation 7

2 Status Quo - Wie steht es um das bidirektionale Laden in Deutschland? 8

2.1 Vorgehen und Studienüberblick 8

2.2 Mehrwerte des bidirektionalen Ladens 9

2.2.1 Integration Erneuerbarer Energien 9

2.2.2 Netzdienlichkeit und Systemstabilität auf Übertragungsnetzebene 9

2.2.3 Netzausbaubedarfe und Netzdienlichkeit auf Verteilnetzebene 10

2.2.4 Einsparung Systemkosten 10

2.2.5 Ressourceneffizienz 11

2.2.6 Mehrwerte aus Kund:innensicht 11

3 Existierende Hürden 13

3.1 Akzeptanz & Kund:innen-KnowHow 13

3.1.1 Geringe Bekanntheit von V2G Anwendungen 13

3.1.2 Wahrgenommene Einschränkung im individuellen Mobilitätsverhalten 13

3.1.3 Geringe Verfügbarkeit und Auswahl an Komponenten 14

3.1.4 Potenziell erhöhte Batteriealterung 14

3.2 Regulatorik 14

3.2.1 Hohe staatlich induzierte Strompreisbestandteile (SIP) in Deutschland 14

3.2.2 Datenverfügbarkeit 17

3.2.3 Komplexe Messkonzepte zur Grünstromabgrenzung 17

3.2.4 SMGW-Notwendigkeit 17

3.2.5 Rechtlicher Rahmen zur Rückspeisung ins Netz 18

3.2.6 Netzanschlussbedingungen für AC-Wallboxen 19

3.2.7 Fehlende Nutzungsmöglichkeiten zur Netzentlastung durch ÜNB 20

3.3 Technische Komponenten 20

3.3.1 Mangelnde Interoperabilität 20

3.3.2 Bestandsinfrastruktur ohne Bidi-Funktionalität 21

3.3.3 Herausforderungen bei Aggregation und digitalen Prozessen für Systemdienstleistungen 21

3.3.4 Hohe Technologiekosten 22

4 Lösungsvorschläge 24

4.1 Zwei-Zähler-Messkonzept zur Grünstromabgrenzung 25

4.2 Stromsteuerentlastungen 26

4.3 Batterieforschung stärken 27
4.4 SMGW-Pflichteinbaufälle beschleunigen 27
4.5 Flexible Netzanschlussvereinbarungen für V2G 28
4.6 Experimentierräume für netzdienliche Leistungen 29
4.7 Konkretisierung des Datenaustauschs 29
4.8 Konformitätstests für verpflichtende Standards anreizen 29
4.9 Novellierung der Entgeltsystematik 29
4.10 Einheitliche nationale (und europäische) Netzanschlussbedingungen 30
4.11 Novellierung der KAV (Konzessionsabgabenverordnung) 31

5 Einordnung und Ausblick 32

Literaturverzeichnis 33

Abbildungsverzeichnis 37

Tabellenverzeichnis 38

Anhang 39

1 Zielsetzung und Motivation

Bidirektionales Laden bietet die Möglichkeit, Elektrofahrzeuge zukünftig noch besser in das Energiesystem zu integrieren und so die Sektorenkopplung zwischen Automobilindustrie und Energiewirtschaft weiter voranzutreiben. Insbesondere Vehicle-to-Grid (V2G)-Anwendungen stellen eine ressourcenschonende Möglichkeit zur Unterstützung des gesamten Energiesystems dar, von der unterschiedliche Schlüsselindustrien profitieren können. Doch wo liegen die Schwierigkeiten, um die Technologie großflächig auf die Straßen zu bekommen? Und wie lassen sich diese auflösen?

Die technische Machbarkeit von bidirektionalem Laden wurde in verschiedenen Pilotprojekten unter Beweis gestellt [1, 2, 3, 4]. Erste Produkte sind bereits auf dem Markt [5]. Von einer skalierten Umsetzung in Deutschland und Europa kann jedoch noch keine Rede sein, obwohl viele Unternehmen großes Interesse an der Umsetzung zeigen. Ein wichtiger Grund dafür, dass das bidirektionale Laden nicht mehr im Fokus von Entscheidungstragenden und Kund:innen steht, ist, dass die durch die Technologie geschaffenen Mehrwerte an vielen Stellen noch nicht vollumfänglich verstanden werden. Aus diesem Grund ist das erste Ziel dieser Studie:

1 **Ein gemeinsames Verständnis der Mehrwerte und Potenziale zu schaffen:** Mehrwerte des bidirektionalen Ladens werden basierend auf der existierenden Studienlage wissenschaftlich neutral analysiert und aufbereitet. Darunter fallen volkswirtschaftliche Mehrwerte für das Energiesystem, Vorteile für das Stromnetz, Ressourcenaspekte und Mehrwerte aus Sicht der Kund:innen.

Neben der Unklarheit zu Mehrwerten und Potenzialen ist für viele nicht eindeutig, welche konkreten Hürden das bidirektionale Laden gegenwärtig in Deutschland tatsächlich ausbremsen. Diskussionen um bestehende Hürden sind häufig vage und Hürden schwer greifbar. Daher lautet das zweite Ziel der Studie:

2 **Ein gemeinsames Verständnis über die existierenden Hürden zu schaffen:** Existierende Hürden für die großflächige Umsetzung des bidirektionalen Ladens werden auf Basis der Studienlage und Gesprächen mit Expert:innen beschrieben und eingeordnet.

Die Analyse und Einordnung der Hürden dient dazu, lösungsorientiert die wichtigsten Befähiger und Stellschrauben für den Hochlauf des bidirektionalen Ladens zu identifizieren. Drittes Ziel der Studie ist somit:

3 **Lösungsvorschläge zur Überwindung der Hürden zu formulieren:** Existierende und neue Lösungsvorschläge werden für die jeweiligen Hürden beschrieben. Diejenigen Lösungen, die als sehr relevant sowie praxistauglich eingestuft werden, werden in einer Umsetzungsroadmap zum Hochlauf des bidirektionalen Ladens dargestellt. Die Adressierten, an die sich der Lösungsvorschlag richtet, werden entsprechend zugeordnet.

Insbesondere bei der Ausgestaltung der Lösungsvorschläge wurden zur Erstellung der Studie viele Gespräche mit relevanten Stakeholdern, beteiligten Akteuren und politischen und regulatorischen Entscheidungstragenden geführt sowie laufende Entwicklungen und Diskussionen berücksichtigt. Die entwickelte **Umsetzungsroadmap** umfasst daher zum einen Lösungen speziell für eine Start- und Lernphase für den V2G-Hochlauf in Deutschland, beispielsweise einen Vorschlag für flexible Netzanschlussvereinbarungen und die Möglichkeiten von Experimentierklauseln. Zum anderen werden weiterführende Lösungen für den tatsächlichen V2G-Hochlauf präsentiert, die mittelfristig relevant werden (siehe Kapitel 4).

Der **Fokus** dieser Studie liegt auf dem Anwendungsgebiet **Vehicle-to-Grid (V2G)**, also Anwendungen, bei denen Strom aus dem Elektrofahrzeug in das öffentliche Netz zurückgespeist wird. Das Anwendungsgebiet Vehicle-to-Home (V2H), bei dem Strom zwar aus dem Elektrofahrzeug entladen aber nicht in das öffentliche Netz rückgespeist wird, ist in den nachfolgenden Analysen nicht per se ausgeklammert. Da V2H allerdings insgesamt weniger komplex und eine großflächige Kommerzialisierung in naher Zukunft deutlich wahrscheinlicher scheint, ist vor allem ein gemeinsames Verständnis für die Potenziale von V2G und deren Hebung gefragt.

2 Status Quo - Wie steht es um das bidirektionale Laden in Deutschland?

Auch wenn der Markthochlauf der Elektromobilität in Deutschland derzeit langsamer verläuft als noch vor einigen Jahren prognostiziert, besteht kein Zweifel daran, dass der PKW-Verkehr auf deutschen Straßen perspektivisch elektrisch stattfinden wird. Die verhältnismäßig groß dimensionierten Batterien von Elektrofahrzeugen sind bereits heute über viele Stunden am Tag – während der Standzeiten – ungenutzt. Es scheint daher nur folgerichtig, diese ungenutzte Speicherkapazität zur Unterstützung des Energiesystems einzusetzen und im Idealfall zusätzlich monetär zu verwerten.

Doch was in der Theorie einfach klingt, erweist sich in der Praxis als durchaus komplex: Das bidirektionale Laden steht vor einer Reihe technischer, regulatorischer und wirtschaftlicher Herausforderungen. Die zentrale Frage lautet: Welchen Status hat das bidirektionale Laden gegenwärtig in Deutschland erreicht und wo liegen konkrete Mehrwerte der Technologie?

2.1 Vorgehen und Studienüberblick

In einem ersten Schritt wurde eine umfassende Literaturrecherche durchgeführt, um die verschiedenen Mehrwerte des bidirektionalen Ladens zu analysieren. Nach einer ersten Sichtung der Literatur wurden insgesamt **15 relevante Studien** zum Thema bidirektionales Laden genauer ausgewertet. Sie wurden aufgrund ihrer wissenschaftlichen Relevanz und Aktualität ausgewählt. Hierbei konnten die identifizierten **Mehrwerte** des bidirektionalen Ladens in sechs Hauptkategorien eingeteilt werden. Dadurch wurde eine strukturierte Analyse ermöglicht. Die von uns definierten Mehrwertkategorien lauten:

1. **Integration von Erneuerbaren Energien**
2. **Netzdienlichkeit und Systemstabilität auf Übertragungsnetzebene**
3. **Netzausbaubedarfe und Netzdienlichkeit auf Verteilnetzebene**
4. **Ressourceneffizienz im Gesamtsystem**
5. **Einsparung von Systemkosten**
6. **Mehrwerte aus Kund:innensicht**

Abbildung 2-1 liefert einen Überblick darüber, welche Mehrwertkategorien besonders prominent in den Studien vertreten sind. Zudem findet sich eine **übersichtliche Darstellung** der je Studie genannten Mehrwerte **im Anhang**. Ein Großteil der Studien hebt die potenziellen Mehrwerte des bidirektionalen Ladens aus Kund:innensicht hervor. Außerdem werden Potenziale für die bessere Integration Erneuerbarer Energien in das Energiesystem sowie die Möglichkeit der netzdienlichen Flexibilitätserbringung bidirektionaler Fahrzeuge aufgeführt. Mögliche Steigerungen der Ressourceneffizienz werden hingegen kaum betrachtet.

In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Mehrwertkategorien definiert und detailliert vorgestellt. Dieses Vorgehen ermöglicht eine fundierte Wissensbasis über die Mehrwerte des bidirektionalen Ladens und somit ein gemeinsames Verständnis des Themas für die nachfolgenden Kapitel.

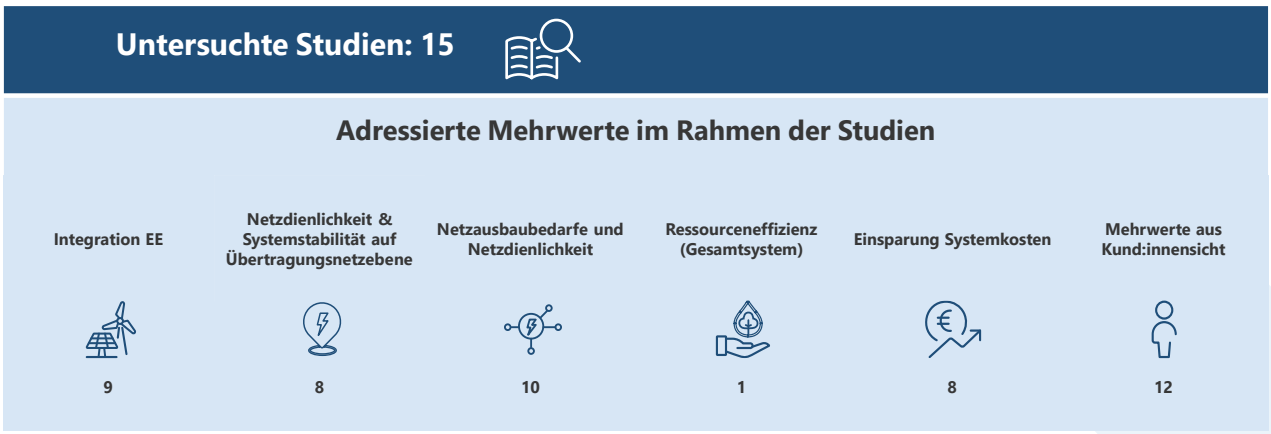

Abbildung 2-1: Überblick der in der Literatur ausgearbeiteten Mehrwerte des bidirektionalen Ladens

2.2 Mehrwerte des bidirektionalen Ladens

2.2.1 Integration Erneuerbarer Energien

V2G kann durch die flexible Bereitstellung lokaler Speicherpotenziale dazu beitragen, die Integration der Erneuerbaren Energien in das Energiesystem zu unterstützen.

Der Ausbau Erneuerbarer Energien, wie PV und Wind, ist ein essenzieller Baustein der Energiewende. Die intermittierende Energieerzeugung dieser Technologien, also die im Tages- und Jahresverlauf schwankende Einspeisung in das Energiesystem, führen zu einigen Herausforderungen auf dem Weg der Transformation. Um diese schwankende und lokal stark unterschiedliche Stromerzeugung möglichst effizient in das Energiesystem zu integrieren, ist eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs und der Einspeisung aus Gesamtsystemsicht wünschenswert.

Elektrofahrzeuge haben das Potenzial, flexibel zu fungieren und ihre Ladezeiträume in Zeiten hoher Erzeugung erneuerbarer Energien zu verschieben, ohne dass das Mobilitätsverhalten beeinträchtigt wird [6]. So können Erzeugungsspitzen erneuerbarer Energien genutzt werden, um ohnehin geplante Ladevorgänge mit regenerativ erzeugtem Strom durchzuführen. Der zusätzliche Nutzen des bidirektionalen Ladens besteht darin, dass die Flexibilität der Fahrzeugbatterien auch dazu genutzt werden kann, **zwischengespeicherten Strom aus erneuerbaren Energien flexibel** sowohl in die Liegenschaft vor Ort (V2H) als auch in das öffentliche Stromnetz (V2G) **einzuspeisen** [7, 8].

Simulationsergebnisse zeigen beispielsweise, dass insbesondere der Ausbau und die Integration von PV-Anlagen in das Energiesystem durch das Vorhandensein bidirektionaler Fahrzeuge signifikant gesteigert werden kann [10, 11]. Insgesamt ist bidirektionales Laden hierdurch als eine wichtige Flexibilitätsoption in der Energiewende anzusehen. [12, 13, 14]

2.2.2 Netzdienlichkeit und Systemstabilität auf Übertragungsnetzebene

Die Bereitstellung von sowohl nachfrage- als auch angebotsseitiger Flexibilität durch bidirektionale Fahrzeuge kann bei richtiger Weichenstellung in Zukunft auch für den netz- und systemdienlichen Betrieb auf Übertragungsnetzebene eingesetzt werden. Insbesondere sind hier Systemdienstleistungen wie die Regelleistungserbringung zu nennen.

Im untenstehenden Exkurs werden in diesem Kontext die Begrifflichkeiten netzwirksam, netzverträglich und netzdienlich voneinander abgegrenzt. Durch die Erbringung von Systemdienstleistungen haben bidirektionale Fahrzeuge das **Potenzial, das Übertragungsnetz zu unterstützen** [7, 15].

Hierbei steht sowohl die Regelleistungserbringung als auch perspektivisches Engpassmanagement durch Redispatch 3.0 im Fokus [14]. Die Nutzung der Flexibilität von Elektrofahrzeugen für Systemdienstleistungen wird bereits in laufenden Feldtests von Forschungsprojekten untersucht. Die Effizienz und zukünftige Wettbewerbsfähigkeit von bidirektionalen Fahrzeugen ist hierbei abhängig von einigen technologischen und regulatorischen Faktoren, die im Rahmen der Beschreibung der Hürden in Kapitel 3 näher betrachtet werden.

Das Flexibilitätspotenzial und der quantifizierte Nutzen, den der V2G-Hochlauf für Systemdienstleistungen generieren kann, wurde bislang in keiner Veröffentlichung ausreichend präzise ermittelt.

Klar ist jedoch, dass bidirektional-ladefähige Elektrofahrzeuge neben anderen Technologien eine zusätzliche Option für die Erbringung von Regelleistung und Redispatch sind, durch die die **Kosteneffizienz für Systemdienstleistungen gesteigert** werden kann. [10, 11, 13, 16]

Exkurs: Netzwirksam, Netzverträglich, Netzdienlich – Eine Abgrenzung der Begrifflichkeiten [9]

Netzwirksam	Netzverträglich	Netzdienlich
• Zusätzliche Beanspruchung von Netzkapazitäten • Keine Beeinflussung der Fahrweise durch den Netzbetreiber Verursachung zusätzlicher Netzkosten	• Keine zusätzliche Beanspruchung von Netzkapazitäten • Vorgaben zu netzverträglicher Fahrweise durch Netzbetreiber Keine Verursachung zusätzlicher Netzkosten	• Ausnutzung von Netzkapazitäten wird durch Fahrweise optimiert • Abruf, Vorgabe, Incentivierung netzdienlicher Fahrweise durch Netzbetreiber Reduktion der Netzkosten durch Flexibilitätseinsatz

2.2.3 Netzausbaubedarfe und Netzdienlichkeit auf Verteilnetzebene

Das bidirektionale Laden führt ausschließlich im Fall der tatsächlichen Rückspeisung in das Netz (V2G) und bei hoher Durchdringung dieses Use Cases zu einer zusätzlichen Netzbelastung. Entsprechende Regulatorik kann diese Mehrbelastung annullieren bzw. sogar darüber hinaus eine Reduktion der Netzbelastung anreizen.

Auch auf Verteilnetzebene können bidirektionale Fahrzeuge potenziell Mehrwerte generieren, wobei insbesondere in diesem Kontext die regulatorischen Rahmenbedingungen und Beschränkungen des Ladeverhaltens entscheidend sind. Die passende Ausgestaltung kann intelligentes Laden so anreizen, dass die Verteilnetze nicht zusätzlich belastet (netzverträglich) oder unter Umständen sogar entlastet werden (netzdienlich), was potenziell Netzausbau einsparen kann [11, 13, 14].

Im bisherigen Diskurs werden hauptsächlich die Risiken des Elektromobilitätshochlaufs für die Verteilnetze betrachtet, wobei mit dem **§ 14a EnWG** ein Mittel zur Netzverträglichkeit geschaffen wurde, das es den Verteilnetzbetreibern erlaubt, steuernd auf flexible Verbraucher einzuwirken. Der aktuelle § 14a EnWG ist jedoch als kuratives Mittel im Engpassfall gedacht und nicht als präventive Option zur Netzverträglichkeit oder Netzdienlichkeit.

Abbildung 2-2 verdeutlicht, dass bei **niedriger Marktteilnahme** durch gesteuertes Laden, sowohl uni- als auch bidirektional, im Vergleich zu ungesteuertem Laden **keine Mehrbelastung für das Verteilnetz** resultiert. Grund dafür ist, dass sich Ladevorgänge in Zeiten verschieben, in denen die Netzbelastung insgesamt nicht so hoch ist wie zu den klassischen Ladezeiten des ungesteuerten Ladens (Entzerren der natürlichen Lade-Gleichzeitigkeit durch Pendlerverhalten). Erst ab höheren Durchdringungsraten der Elektromobilität resultieren aus neu geschaffenen Ladegleichzeitigkeiten, die sich beispielsweise durch Marktpreise ergeben, zusätzliche Netzbelastungssituationen. Explizit bidirektionales Laden (V2G) führt dabei gegenüber dem unidirektional marktorientierten Laden erst ab einer hohen Durchdringung (~40 % V2G-Fahrzeuge) zu einer zusätzlichen Mehrbelastung für das Stromnetz [17].

Somit sollten Bedenken zur Netzverträglichkeit von V2G der Markteinführung der bidirektionalen Ladetechnologie nicht per se im Wege stehen und eine erste Hochlaufphase stattdessen dazu genutzt werden, den netzverträglichen oder -dienlichen Einsatz der Fahrzeuge zu erproben und anzureizen [16]. In diesem Zusammenhang arbeiten Netzbetreiber z. B. bereits am **Konzept einer Hüllkurve**, durch die die Leistung für Netzbezug und -einspeisung temporär unter festen Rahmenbedingungen eingeschränkt werden kann, um Netzverträglichkeit zu garantieren. [7, 10, 15, 18]

2.2.4 Einsparung Systemkosten

Die Einsparung von Systemkosten durch die bidirektionale Ladetechnologie ergibt sich vor allem aus den zuvor dargestellten Mehrwertkategorien.

Bidirektional ladefähige Fahrzeuge, die sowohl Strom aus dem Netz beziehen als auch Strom zurückspeisen, bieten ein erhebliches **Potenzial zur Senkung der Gesamtsystemkosten** des Energiesystems [11, 15]. Diese Einsparungen ergeben sich hierbei aus einer Kombination der zuvor erwähnten Mehrwerte.

V2G unterstützt den Ausbau Erneuerbarer Energie, indem überschüssige Energie aus PV und Windkraft gespeichert und bei Bedarf wieder ins Netz eingespeist wird (Kap. 2.2.1). Dies ermöglicht eine bessere Integration von PV und Wind in das Energiesystem und

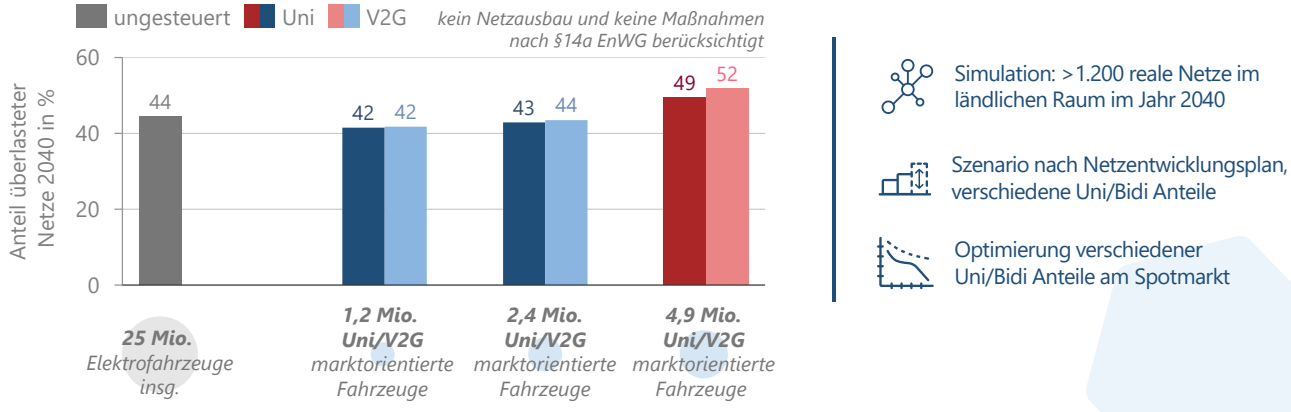

Abbildung 2-2: Exemplarische Simulationsergebnisse zur zusätzlichen Netzbelastungen durch gesteuertes und bidirektionales Laden (Spotmarkt-orientiertes Laden) in Deutschland [17]

reduziert die Notwendigkeit für andere flexible Technologien wie beispielsweise Großbatteriespeicher. Exemplarische Simulationsergebnisse einer der analysierten Studien zeigen, dass der Hochlauf von V2G in Europa bis 2050 zu Einsparungen von 2 % bis 3 % der Gesamtsystemkosten führen kann. Diese Einsparungen resultieren primär aus der geringeren Notwendigkeit für Großbatteriespeicher und der besseren Integration von PV-Strom. [10] Durch die Nutzung der in den Fahrzeugbatterien gespeicherten Energie kann zudem das Stromnetz flexibler und effizienter betrieben und bei geeigneter V2G-Anwendung könnte auch die Spitzenlast reduziert werden. [6]

Außerdem ist die bereits erwähnte **Bereitstellung von Systemdienstleistungen** zu nennen (Kap. 2.2.2). Diese Dienstleistungen sind entscheidend für die Stabilität und Zuverlässigkeit des Stromnetzes und könnten zukünftig auch durch bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge erbracht werden. Die zusätzliche Flexibilitätsoption durch V2G erhöht die Konkurrenz und damit die Kosteneffizienz von Systemdienstleistungen. [7, 14, 16]

2.2.5 Ressourceneffizienz

Der Beitrag des bidirektionalen Ladens zur Ressourceneffizienz ist hauptsächlich dann relevant, wenn es gelingt, Erneuerbare Energien besser zu integrieren und Netzausbau einzusparen.

Bidirektionales Laden bietet erhebliche Potenziale zur Steigerung der Ressourceneffizienz im Energiesystem. Ein wesentlicher Mehrwert von V2G liegt hierbei in der im vorherigen Kapitel beschriebenen Reduktion des Bedarfs an anderen flexiblen Technologien. Dies führt zu einer **effizienteren Nutzung der vorhandenen Ressourcen** und reduziert den Bedarf an zusätzlichen Infrastrukturinvestitionen. Da Elektrofahrzeuge von Kund:innen zwar primär für ihre Mobilität gekauft werden, allerdings viele Stunden des Tages nicht zum Fahren genutzt werden, stellen die Fahrzeugbatterien ein großes Asset dar. So kann der zusätzliche Kauf und Bau von Großbatteriespeichern vermieden werden.

Darüber hinaus trägt bidirektionales Laden zur besseren Integration erneuerbarer Energien bei. Elektrofahrzeuge können überschüssige Energie aus PV- und Wind-Anlagen speichern und bei Bedarf wieder ins Netz einspeisen. Dies ermöglicht eine höhere Nutzung von erneuerbaren Energien und reduziert die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen. Es ist jedoch wichtig, dass die Studienlage zum bidirektionalen Laden und dessen Auswirkungen auf die Ressourceneffizienz begrenzt ist. Obwohl erste Ergebnisse vielversprechend sind, bedarf es weiterer Forschung, um die langfristigen Auswirkungen und Potenziale dieser Technologie vollständig zu bewerten. [7]

2.2.6 Mehrwerte aus Kund:innensicht

Kund:innen-Mehrwerte des bidirektionalen Ladens sind neben ideellen Überlegungen hauptsächlich monetäre Anreize, die sich unter den richtigen Umständen durch sinkende Strombezugskosten ergeben können.

Bidirektionales Laden bietet aus Kund:innensicht eine Vielzahl von Mehrwerten, die sowohl ökonomische als auch ideelle Aspekte umfassen und in einer Vielzahl an Studien beschrieben werden [7, 8, 15]. Ein zentraler **ökonomischer Vorteil** ist die Reduktion der Strombezugskosten, etwa durch die Optimierung des Eigenverbrauchs von PV-Anlagen (V2H). Allerdings kann dieser Anwendungsfall systemische Nachteile mit sich bringen (höhere Ladeverluste aufgrund geringer Lade-/ Entladeleistungen und verringerte Planbarkeit für Netzbetreiber). Ein weiterer V2H-Einsparmechanismus ist Peak-Shaving. Hierbei werden die höchsten Lastspitzen im lokalen Stromverbrauch geglättet, um die Spitzenlast und somit die Netzentgelte bei entsprechenden Kund:innen-Gruppen zu reduzieren.

Die bereits erwähnten Systemdienstleistungen (V2G), wie beispielsweise die Bereitstellung von Regelleistung/-energie zur Stabilisierung des Stromnetzes, werden von Netzbetreibern vergütet und können bei entsprechender regulatorischer Ausgestaltung eine attraktive Einnahmequelle für Kund:innen darstellen. Ein weiterer ökonomischer Vorteil ergibt sich aus dem Arbitragehandel (V2G). Hierbei wird die zeitliche Variation der Börsenstrompreise genutzt und die Energie zu Zeiten niedriger Strompreise aus dem Netz bezogen und zu Zeiten höherer Preise wieder eingespeist. Die Preisdifferenzen können genutzt werden, um finanzielle Erlöse zu erzielen [12, 14, 19].

Die Erlöspotenziale aus Kund:innensicht sind hierbei stark abhängig vom individuellen Stromtarif. Nähere Informationen hierzu und zum Thema Stromlieferantenwechsel allgemein sind im Exkurs am Kapitelende zu finden. Zudem gilt, dass die Technologie des bidirektionalen Ladens gegenwärtig noch mit hohen Mehrkosten verbunden ist (siehe Kap. 3). Erwirtschaftete Erlöse müssen also hoch genug sein, um Technologiemehrkosten über die Zeit zu kompensieren.

Neben den ökonomischen Vorteilen bietet bidirektionales Laden auch weitere Vorteile, die für Kund:innen von Bedeutung sein können. Ein häufig genannter Aspekt ist die **Erhöhung des Autarkiegrades** [11].

Durch die Möglichkeit, selbst erzeugte Energie zu speichern und bei Bedarf zu nutzen, können Kund:innen ihre Unabhängigkeit vom Stromnetz erhöhen. Dies kann insbesondere in Regionen mit instabiler Stromversorgung von Vorteil sein.

Darüber hinaus können **ideelle Gründe** eine wichtige Rolle spielen. Viele Kund:innen sehen im bidirektionalen Laden einen Beitrag zur Energiewende und zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Die Nutzung erneuerbarer Energien und die Unterstützung der Netz- und Systemstabilität durch bidirektional ladefähige Fahrzeuge tragen zur nachhaltigen Entwicklung des Energiesystems bei und können somit ein starkes Motivationsmoment für umweltbewusste Kund:innen darstellen. [10, 16, 20, 21]

Exkurs: Notwendiger Wechsel des Stromlieferanten

Seit Januar 2025 sind gemäß § 41a EnWG alle Stromlieferanten gesetzlich dazu verpflichtet, variable Stromtarife anzubieten. Mehrheitlich ist dies in der Praxis noch nicht flächendeckend umgesetzt. Nutzer:innen bidirektional ladefähiger Elektrofahrzeuge stehen daher vor der Herausforderung, ihren Stromlieferanten für den Netzanschlusspunkt der Wallbox gegebenenfalls wechseln zu müssen.
Zwar existieren bereits Anbieter variabler Stromtarife, doch bislang bieten die meisten von ihnen im Rahmen eines solchen Tarifs keine Vergütung für rückgespeisten Strom in das Netz an. Die Vermarktung von rückgespeistem Strom erfolgt über die Bereitstellung der Fahrzeugflexibilität über einen Aggregator. Diese Rolle kann entweder vom Stromlieferanten oder einem Drittpartei-Aggregator übernommen werden. In diesem Fall wird der Lade- sowie der Entladestrom über zwei verschiedene Bilanzkreise gehandelt und ist für Nutzer:innen mit einem höheren Aufwand verbunden.
Derzeit gibt es Pilotprojekte von „all-in-one-Anbietern", z. B. von The Mobility House oder EnergyDock. Diese bieten einfache Lösungen für Nutzer:innen an. Generell gilt, dass zur flächendeckenden Umsetzung von V2G mehr Aggregatoren benötigt werden, die den bidirektionalen Strom vermarkten. Dazu ist besonders die Zusammenarbeit mit bestehenden Anbietern von variablen Stromtarifen erforderlich.

3 Existierende Hürden

Trotz einer Vielzahl an Mehrwerten ist das bidirektionale Laden bislang noch nicht massenfähig umgesetzt. Welche relevanten Hürden stehen dem Hochlauf der bidirektionalen Ladetechnologie und insbesondere V2G also aktuell in Deutschland noch im Wege?

Anknüpfend an die Mehrwerte des bidirektionalen Ladens werden die bestehenden Hürden analysiert, die den Hochlauf von V2G und die Hebung der Mehrwerte verhindern oder bremsen. Zum besseren Verständnis haben wir die Hürden in drei Kategorien (3.1, 3.2 und 3.3) eingeordnet. Ausgehend von dem Wissen über die noch bestehenden Hürden stellen wir in Kapitel 4 entwickelte Lösungen vor und skizzieren einen konkreten Lösungsraum, in dem das bidirektionale Laden zunächst in noch begrenzter Stückzahl erprobt und später skaliert werden kann.

3.1 Akzeptanz & Kund:innen-KnowHow

3.1.1 Geringe Bekanntheit von V2G Anwendungen

Eine grundlegende Hürde, die sowohl die Akzeptanz als auch das generelle Interesse an bidirektionalen Fahrzeugen aus Kund:innensicht beeinflusst, liegt darin, dass die Technologie noch nicht am Markt etabliert und somit wenig bekannt ist. Dies gilt erstmal für alle Innovationen, die sich neu am Markt und in der Gesellschaft behaupten müssen.

Beim bidirektionalen Laden ergibt sich durch die **Komplexität der Anwendungsfälle** allerdings noch ein weiter differenziertes Bild. So ist die Anwendung im V2H-Betrieb technisch und regulatorisch verhältnismäßig simpel umsetzbar und gleichzeitig aus Kund:innensicht besonders greifbar (siehe Kap. 2.2.6). Da bei diesem Einsatz der bidirektionalen Ladetechnologie der Austausch aller notwendigen Akteure überschaubar ist, wird hier eine frühere Adaption als bei V2G erwartet.

Allerdings vernachlässigt der Fokus auf V2H-Anwendungen im öffentlichen Diskurs häufig die Nachteile von V2H im Vergleich zu V2G-Anwendungen. Zum einen ist der Wirkungsgrad von V2H-Anwendungen aufgrund niedriger Lade- und Entladeleistungen im Durchschnitt geringer als bei V2G-Use Cases, was sich in höhere Stromverluste übersetzen lässt. [3] Außerdem können die zuvor beschriebenen systemischen Mehrwerte, beispielsweise die Erbringung von Systemdienstleistungen, effizienter und teils ausschließlich durch V2G erbracht werden. Insgesamt stellt also nicht nur die allgemein niedrige Bekanntheit des bidirektionalen Ladens eine Akzeptanzhürde dar, sondern insbesondere die **bisherige Fokussierung auf V2H-Anwendungen** im öffentlichen Diskurs.

3.1.2 Wahrgenommene Einschränkung im individuellen Mobilitätsverhalten

Eine weitere Hürde – oder vielmehr ein Vorurteil, das die Elektromobilität im Allgemeinen aber das bidirektionale Laden im Besonderen betrifft – sind Sorgen auf Kund:innenseite bezüglich möglicher Einschränkungen im Mobilitätsverhalten. Diese Sorgen können verschiedene Ursachen haben. Seit der vieldiskutierten Novelle des § 14a EnWG besteht die Möglichkeit für Netzbetreiber, steuerbare Verbrauchseinrichtungen – wie beispielsweise Elektrofahrzeuge – in bestimmten Netzsituationen auf 4,2 kW zu dimmen. Unabhängig davon, wie häufig solche Eingriffe stattfinden und wie stark diese überhaupt das Nutzungsverhalten beeinflussen, kann diese Diskussion zu **Akzeptanzproblemen** sowie Sorgen aus Kund:innensicht führen und somit generell den Umstieg auf Elektromobilität bremsen.

Insbesondere im Kontext des bidirektionalen Ladens können zudem Bedenken bestehen, ob sich der gewinnbringende Einsatz in sekundären Anwendungen, wie dem Arbitragehandel, mit einem **uneingeschränkten Nutzen des Fahrzeugs** zur Fortbewegung vereinbaren lässt. Für V2G-Anwendungen muss eine gewisse Planungssicherheit bzgl. der Fahrzeugverfügbarkeit bestehen. In vielen Fällen müssen Kund:innen den Zeitpunkt, bis zu dem das Fahrzeug für V2G-Anwendungen verfügbar ist, angeben. Zwar sind V2G-Anbieter durch das Pooling bzw. Aggregieren von Fahrzeugen nicht auf die exakten Verfügbarkeiten einzelner Fahrzeuge angewiesen, dennoch können dadurch sogenannte Spontanfahrten erschwert werden. Für viele Kund:innen macht es dabei keinen großen Unterschied, wie häufig in der Realität solche Spontanfahrten tatsächlich notwendig sind. Es geht vielmehr um die generelle Möglichkeit, das Fahrzeug jederzeit für Fahrten nutzen zu können.

3.1.3 Geringe Verfügbarkeit und Auswahl an Komponenten

Die mangelnde Verfügbarkeit und Auswahl sowohl von Fahrzeugen als auch von notwendigen Komponenten stellt eine erhebliche Hürde für den Hochlauf des bidirektionalen Ladens dar. Ein Grund ist, dass nur **wenige Fahrzeugmodelle** derzeit mit der Technologie für bidirektionales Laden ausgestattet sind. Insbesondere neuere Fahrzeuge sind hardwareseitig immer häufiger *bidi-ready*, also grundsätzlich bereit für das bidirektionale Laden, müssen aber softwareseitig noch freigeschaltet werden.

Weiterhin stellen auch die zusätzlich notwendigen Komponenten – wie eine **bidirektionale Ladesäule** und der notwendige Wechselrichter – Engpässe für Kund:innen dar. Die heute verfügbaren Komponenten sind oft teuer und schwer zu beschaffen. Sie müssen nicht nur kompatibel mit den Elektrofahrzeugen sein, sondern auch den technischen Standards entsprechen, was die Produktions- und Lieferketten zusätzlich belastet. Die bislang begrenzte Verfügbarkeit dieser Technologien verlangsamt die breite Einführung und Nutzung des bidirektionalen Ladens. In Kapitel 3.3.1 wird hierzu noch vertieft auf das Thema Interoperabilität eingegangen.

3.1.4 Potenziell erhöhte Batteriealterung

Eine weitere Hürde besteht in der zusätzlichen Batteriealterung, also der Verringerung der nutzbaren Batteriekapazität, die durch die **häufigeren Lade- und Entladezyklen** im Rahmen von bidirektionalem Laden entsteht. Generell führen mehr Zyklen – oftmals bei Teilladung und außerhalb optimaler Temperaturbedingungen – zu einer **beschleunigten Degradation** des State-of-Health (SOH) der Batterie (zyklische Alterung). Dabei hängt der Alterungsprozess stark vom spezifischen Nutzungsprofil, der eingesetzten Batterietechnologie (z. B. LFP vs. NMC) sowie weiteren Umweltfaktoren ab. [22, 23] Die potenzielle Verkürzung der Batterielebensdauer kann auch die Gesamtlebensdauer des Fahrzeugs beeinflussen, sofern keine modulare Austauschbarkeit gegeben ist. Aktuelle Studien weisen darauf hin, dass eine intelligente Ladestrategie (Batteriemanagement) die Batteriealterung im Vergleich zum ungesteuerten Direktladen unter Umständen sogar reduzieren kann. [24, 25] Dass bidirektionales Laden weniger Batteriealterung als intelligent gesteuertes, unidirektionales Laden verursacht, ist jedoch ausgeschlossen.

Aus Sicht der Nutzer:innen entsteht dadurch potenziell ein Akzeptanzproblem. Die Batterie stellt einen der kostenintensivsten Bestandteile eines Elektrofahrzeugs dar, dessen Anschaffung in der Regel primär zur Mobilitätsnutzung erfolgt. Der Hauptnutzen von V2G liegt jedoch im Energiesystem bzw. auf der Ebene der Strommärkte – nicht beim Individuum. Ohne **angemessene Kompensation** für die durch V2G verursachte Zusatzdegradation ist eine breite Nutzerakzeptanz fraglich. Laut [26] erwarten Nutzer:innen für jeden zusätzlichen Prozentpunkt SoH-Verlust, der durch bidirektionales Laden verursacht wird, eine monatliche Kompensation von durchschnittlich 19 €.

Die Quantifizierung der monetären Kompensation des durch V2G verursachten SOH-Verlustes gestaltet sich methodisch anspruchsvoll, da Alterungsprozesse nicht linear verlaufen und stark anwendungsabhängig sind. Nur wenn der wirtschaftliche Nutzen für die Fahrzeughalter:innen (z. B. durch Netzdienstleistungen, Vergütungssysteme oder steuerliche Anreize) den Wertverlust übersteigt, erscheint eine Beteiligung an V2G ökonomisch rational. Zudem besteht aktuell noch Unsicherheit bei Stakeholdern in Bezug auf die Abbildung der zusätzlichen Batterienutzung in den Garantiebedingungen sowie die Umrechnung in eine virtuelle Fahrleistung mit entsprechenden Auswirkungen auf den Wiederverkaufswert.

3.2 Regulatorik

In Bezug auf die Regulatorik sind für Deutschland zwei wichtige Dimensionen zu berücksichtigen. Zum einen ist **V2G aktuell nicht wirtschaftlich**. Hohe staatlich induzierte Strompreisbestandteile sowie hohe Mehrkosten, die beim bidirektionalen Laden vor allem für notwendige Hardware anfallen, stellen in diesem Zusammenhang hohe Hürden für lukrative Geschäftsmodelle dar.

Zum anderen existiert **kein einheitlicher Rechtsrahmen**, der den Einsatz von Flexibilität – insbesondere V2G – ganzheitlich berücksichtigt und allen Flexibilitäten identische Regeln auferlegt. In diesem Zusammenhang wird auch von einem *level playing field* gesprochen, das hergestellt werden sollte, um allen Flexibilitäten identische Chancen am Markt einzuräumen und Rechtssicherheit zu schaffen.

3.2.1 Hohe staatlich induzierte Strompreisbestandteile (SIP) in Deutschland

Beim Laden von Elektrofahrzeugen aus dem öffentlichen Stromnetz fallen neben dem Strompreis für die Energie auch SIP an. Dazu zählen Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen. Dies gilt grundsätzlich, auch wenn Elektrofahrzeuge im Rahmen von V2G als (mobile) Zwischenspeicher genutzt werden.

Für einige der Strompreisbestandteile existieren heute bereits **verschiedene Erleichterungen** für verschiedene Technologien. Mit dem entsprechenden Messkonzept ist es nach § 21 EnFG beispielsweise heute schon möglich, sich die KWKG-, § 19 StromNEV- und Offshore-Umlage auf rückgespeisten Strom aus Speichern und bidirektionalen Elektrofahrzeugen erstatten zu lassen. Darüber hinaus fallen jedoch weitere Strompreisbestandteile, wie in Abbildung 3-2 dargestellt, an:

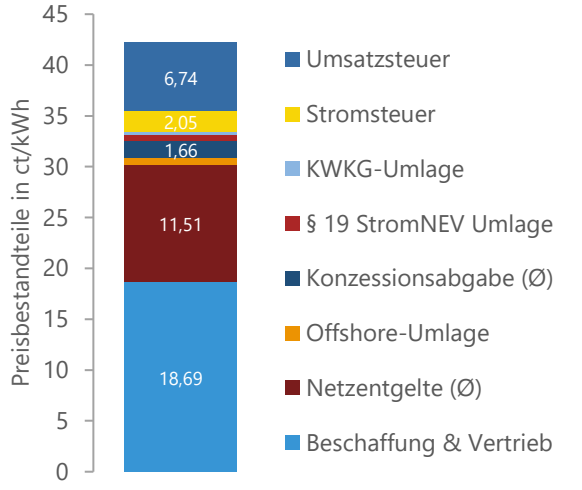

Abbildung 3-2: Strompreisbestandteile in Deutschland 2024

Umsatzsteuer: Beim Stromeinkauf muss die Umsatzsteuer i. H. v. **19 %** auf alle weiteren Preisbestandteile an den Verkäufer gezahlt werden. Das gilt auch für die Zwischenspeicherung von Strom mit dem Zweck des Weiterverkaufs. In diesem Fall zahlt der Letztverbraucher die Umsatzsteuer an den Speicherbetreiber – oder den Vermarkter von Bidi-Fahrzeugen. Das Umsatzsteuerrecht gewährt Unternehmen für solche Fälle die Möglichkeit des **Vorsteuerabzugs**. Im Rahmen des Arbitragegeschäfts gezahlte und erhaltene Umsatzsteuer können verrechnet werden. Aus der Differenz ergibt sich die Umsatzsteuerzahllast an das Finanzamt, wie in Abbildung 3-1 dargestellt.

Würde der Strom zu Zeiten negativer Preise bezogen, handelt es sich dabei um eine Leistung des Abnehmers gegenüber dem Erzeuger. In diesem Fall erhält der Abnehmer (Vermarkter von Bidi – Fahrzeugen) auch vom Stromerzeuger eine Zahlung inklusive Umsatzsteuer. Er muss also sowohl die Umsatzsteuer aus dem Geschäft mit dem Endverbraucher als auch aus dem Geschäft mit dem Erzeuger an das Finanzamt abführen. Da der rechtliche Rahmen dafür bereits existiert, handelt es sich weniger um eine regulatorische als um eine prozessuale Hürde. Es ist Aufgabe der Vermarkter, diese Abrechnungen rechtskonform durchzuführen.

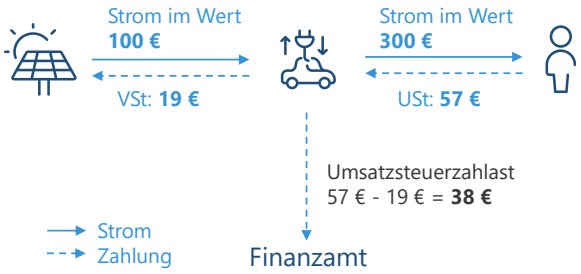

Abbildung 3-1: Konzept des Vorsteuerabzugs bei zwischengespeichertem Strom (Beispielzahlen)

Stromsteuer: Beim Stromeinkauf muss aktuell (Stand Juli 2025) die Stromsteuer i. H. v. **2,05 ct/kWh** entrichtet werden. Das gilt auch für die Zwischenspeicherung von Strom mit dem Zweck des Weiterverkaufs. Netzgekoppelte Stromspeicher gelten nach § 5 Abs. 4 StromStG – anders als bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge – als Teil des Versorgungsnetzes und sind damit nicht stromsteuerpflichtig.

Tabelle 3-1: Übersicht über die verschiedenen staatlich induzierten Preisbestandteile

Überschrift	Umsatzsteuer	Stromsteuer	Umlagen	Konzessionsabgabe	Netzentgelte
Verwendungszweck	Bundeshaushalt	Bundeshaushalt	Differenziert	Gemeindehaushalt	Netzkostendeckung
Finanzieller Hebel (Ø)	6,74 ct/kWh	2,05 ct/kWh	1,57 ct/kWh	1,66 ct/kWh	11,51 ct/kWh
Regulatorische Lösung	Existiert i. F. v. Vorsteuerabzug	In Diskussion	Existiert i. F. v. § 21 EnFG	Novellierung der KAV	„Gestattungsoption"/ Novellierung der Netzentgeldsystematik

Die Novelle des Stromsteuerrechts 2024 wurde nicht mehr beschlossen. Sie stellte jedoch ohnehin lediglich sicher, dass im Falle der Rückspeisung von Strom der/die Stromleister:in (Fahrzeugnutzer:in) nicht als Versorger gilt und damit nicht stromsteuerpflichtig ist. Im **Koalitionsvertrag** hatte man sich zunächst auf eine Absenkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß von **0,1 ct/kWh** für Haushalte geeinigt, jedoch tritt diese Erleichterung aufgrund von finanziellen Engpässen im Bundeshaushalt vorerst nicht in Kraft (Stand Sommer 2025). [27, 28]

Weitere Umlagen: In der Regel fallen auf den Haushaltsstrompreis auch die **StromNEV-**, die **KWKG-** und die **Offshore Umlage** an. Seit 01.01.2023 existieren mit § 21 Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) Privilegierungen für Stromspeicher sowie für bidirektionale Elektrofahrzeuge. So können sich privilegierte Anlagen die gezahlten Umlagen auf den rückgespeisten Strom erstatten lassen. Genutzt wird dazu eine Saldierungslogik, welche die bezogenen und rückgespeisten Strommengen ins Verhältnis setzt.

Anders als bei stationären Speichern sind die entstehenden Speicherverluste jedoch nicht umlagenbefreit, da diese in bidirektionalen Fahrzeugen nicht vom Energieverbrauch für die Fortbewegung abgegrenzt werden können. Für den rückgespeisten Strom besteht mit der Saldierungslogik des § 21 EnFG jedoch bereits eine regulatorische Lösung in puncto Umlagenbelastung, die sich konzeptionell auch auf andere Strompreisbestandteile ausdehnen ließe.

Konzessionsabgabe: Die Konzessionsabgabe wird von Energieversorgern an Gemeinden gezahlt für die Nutzung öffentlicher Wege zur Verlegung und Betrieb von Leitungen. Die zulässige Höhe ist gestaffelt nach Größe der Gemeinde von **1,32 ct/kWh** für bis 25.000 Einwohner:innen bis **2,39 ct/kWh** für über 500.000 Einwohner:innen für Tarifkund:innen. Das Bundeskartellamt hat 2010 entschieden, dass Heizstromverträge aufgrund der gesetzlich vereinbarten Möglichkeit zur Unterbrechung der Stromverträge als **Sonderverträge** einzuordnen sind, für welche ein Höchstbetrag von 0,11 ct/kWh nicht überschritten werden darf. Eine getrennte Messung und Belieferung im Rahmen des § 14a EnWG Modul 2 erlaubt also theoretisch eine Reduktion der Konzessionsabgabe auf 0,11 ct/kWh. [29] Dies bestätigt auch die Anwendungshilfe des BDEW. [30] Jedoch wird diese Rechtsauffassung nicht von allen Netzbetreibern anerkannt. Sie verlangen weiterhin die höhere reguläre Konzessionsabgabe.

Netzentgelte: Das Netzentgelt ist der Preis, den jeder Netznutzer, der Strom durch das Versorgungsnetz leitet, an den Netzbetreiber zahlen muss. Netzentgelte können je nach Netzgebiet **20 – 30 % des Strompreises** von privaten Haushalten ausmachen – Tendenz steigend. Für netzgekoppelte Großspeicher wurde mit dem § 118 Abs. 6 EnWG eine Ausnahmeregelung geschaffen, die besagt, dass diese Speicher für den Bezug von Energie aus dem Netz für 20 Jahre ab Inbetriebnahme von Netzentgelten befreit sind.

Statt einer solchen vollständigen Befreiung auf rückgespeisten Strom existieren für Ladepunkte von Elektrofahrzeugen die Entgelterleichterungen des **§ 14a EnWG** für Inbetriebnahmen seit dem 01.01.2024: Entweder ein Pauschalrabatt nach Modul 1 oder Reduktion auf 40 % des nominalen Netzentgelts nach Modul 2. [31] Doch auch in Modul 2 verbleibt damit eine Belastung von 4,6 ct/kWh, welche die Erlösmöglichkeiten durch den Handel mit zwischengespeichertem Strom signifikant schmälert. Alternativ können Kund:innen im Modul 1 seit dem 01.04.2025 zusätzlich ein zeitvariables Entgelt (Modul 3) wählen. Die Preisstufen und Zeitfenster unterscheiden sich dabei zwischen den Netzbetreibern und bieten nur in Ausnahmefällen in der Mittagszeit ein Niedertariffenster, was die Einspeicherung überschüssigen PV-Stroms begünstigen würde. [32]

Tabelle 3-2: Vergleich zwischen European Data Act und Art. 20a Abs. 3 RED III

	European Data Act	**Art. 20a Abs. 3 RED III**
Anwendung	Lex Generalis	Lex Specialis
Datenpunkte	Daten, die durch die Nutzung eines vernetzten Produkts generiert werden	Batteriekapazität, Ladezustand, Leistungseinstellung, Alterungszustand, ggf. Standort des Fahrzeugs
Austauschformat	Strukturiert, maschinenlesbar	In Echtzeit, over-the-air

3.2.2 Datenverfügbarkeit

Der auf EU-Ebene veranlasste **Data Act** hat zum Ziel, den Datenfluss und die Datennutzung in wirtschaftlichen Wertschöpfungsketten zu fördern und richtet sich an alle smarten Geräte. Im Elektromobilitätskontext bedeutet das, dass Nutzer:innen und berechtigte Dritte Zugriff auf alle relevanten Daten erhalten sollen (Art. 3 Abs. 1, bzw. Art. 4 Abs. 1 und Art. 5 Abs. 1 Data Act). Dadurch sollen neue Geschäftsmodelle auf Basis energiewirtschaftlicher Use Cases ermöglicht werden. Das Format der Datenbereitstellung ist im Rahmen der weiteren Ausgestaltung festzulegen.

3.2.3 Komplexe Messkonzepte zur Grünstromabgrenzung

Elektrofahrzeuge werden i. d. R. an verschiedenen Ladepunkten geladen und können dabei sowohl Grün- als auch Graustrom aufnehmen. Auch bei der Kombination aus V2G- und V2H-Anwendungsfällen ist die Ladung von **sowohl Grün- als auch Graustrom** unvermeidbar. Für eine **EEG-Förderung** von Grünstrom sowie eine Umlagenerstattung auf rückgespeisten Graustrom müssen die Strommengen im Fahrzeug jedoch abgrenzbar sein.

Mit der letzten Novellierung ermöglicht § 19 EEG nun für Heimspeicher und bidirektionale Elektrofahrzeuge neben der bestehenden Ausschließlichkeitsoption – die für Elektrofahrzeuge aus den genannten Gründen nicht in Frage kommt – zwei weitere Abgrenzungsoptionen:

- **Abgrenzungsoption nach Absatz 3b**
- **Pauschaloption nach Absatz 3c**

Für die Abgrenzungsoption hat das Bayernwerk ein Zwei-Zähler-Messkonzept erarbeitet, das Heimspeicher und Bidi-Fahrzeuge zusammen erfasst und sich für viele verschiedene Anlagenkonfigurationen einsetzen lässt. [33] In beiden Fällen ist Netzeinspeisung, die nicht EEG-förderfähig ist, komplementär umlagenbefreit. Das Konzept entspricht dabei den Anforderungen von § 19 Abs. 3b EEG und ergänzt den Ansatz der BNetzA um eine gewillkürte Vorrangregelung für PV-Strom. Das bedeutet, dass bei gleichzeitiger Einspeisung aus PV-Anlage und Speicher angenommen wird, dass der PV-Strom prioritär zur Deckung der Haushaltslast genutzt wird.

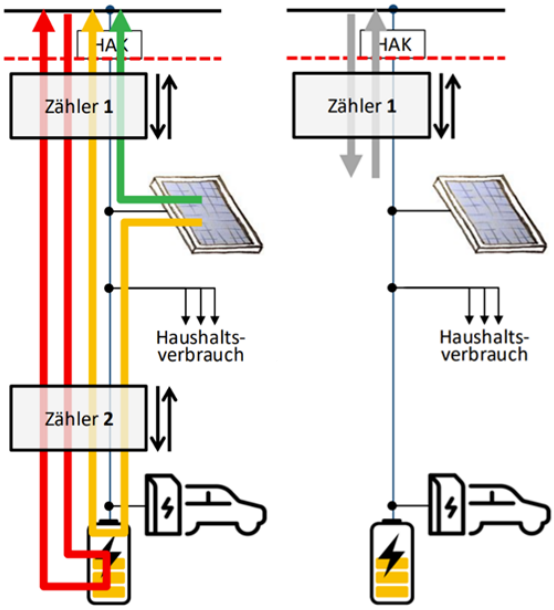

Abbildung 3-3: Vergleich der Abgrenzungsoption Abs. 3b (links) und Pauschaloption Abs. 3c (rechts); Quelle: [34]

3.2.4 SMGW-Notwendigkeit

Die erfolgreiche Integration netz- und systemdienlicher V2G-Anwendungen setzt eine zuverlässige und sichere Kommunikationsinfrastruktur voraus. Intelligente Messsysteme (iMSys), bestehend aus einem digitalen Stromzähler (moderne Messeinrichtung) und einem Smart Meter Gateway (SMGW), gelten in Deutschland als zentrale Voraussetzung zur Umsetzung datengetriebener, netzdienlicher Use Cases im Stromsektor – einschließlich der bidirektionalen Steuerung und Abrechnung von Elektrofahrzeugen im Rahmen von V2G. Abbildung 3-4 zeigt eine schematische Darstellung der komplexen iMSys-Architektur.

Trotz regulatorischer Grundlagen und politischer Zielsetzungen kommt der **Rollout intelligenter Messsysteme** sowohl für Pflichteinbaufälle als auch für freiwillige Einbauten in Deutschland nur schleppend voran. Stand 31. März 2025 sind lediglich knapp 3 % aller Messlokationen mit einem iMSys ausgestattet [35]. Im Vergleich dazu existieren in mehreren EU-Mitgliedstaaten niedrigschwelligere Lösungen. Diese ermöglichen zwar keine Steuerung, sind aber mit geringerem technischem Aufwand verbunden, etwa durch offene Kommunikationsprotokolle und flexiblere Datenschutzanforderungen.

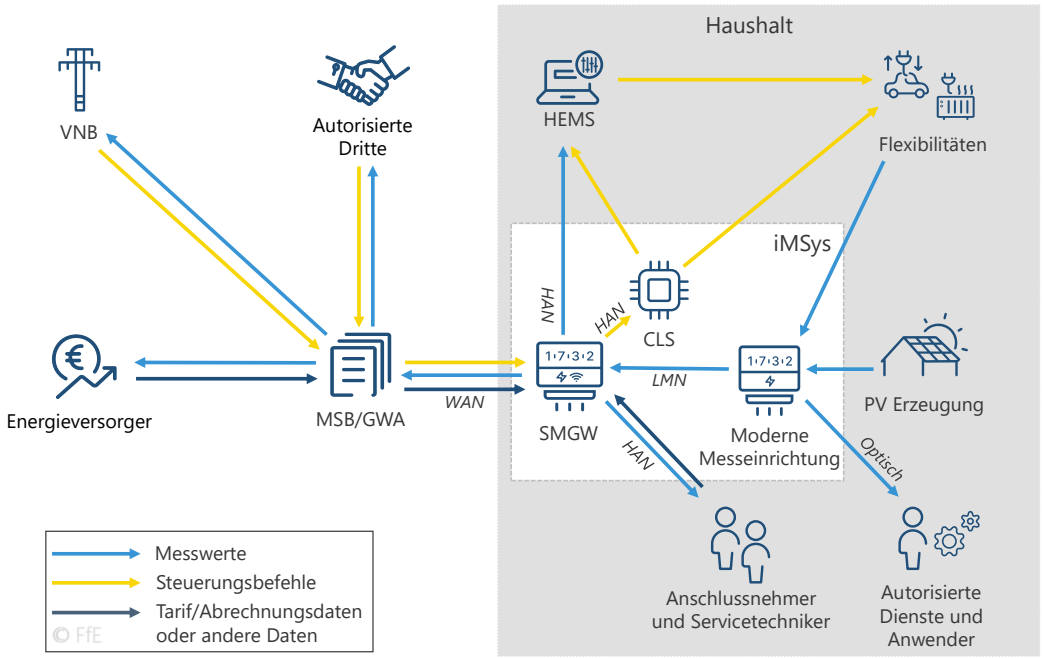

Abbildung 3-4: Status Quo der iMSys Architektur

Ein wesentlicher Engpass beim iMSys-Rollout ergibt sich aus dem geringen wirtschaftlichen Anreiz für die Messstellenbetreiber (MSB). Aufgrund gesetzlich regulierter Preisobergrenzen gemäß Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) ist der Einbau für viele grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB), insbesondere im ländlichen Raum, derzeit finanziell wenig attraktiv. Auch für Endkund:innen entstehen durch den erforderlichen Zählertausch und die Systemintegration indirekte Kosten, insbesondere wenn keine skalierbaren Einbaustrukturen vorhanden sind. Dies wird verschärft durch die **kleinteilige Struktur** in Deutschland: Über 850 Verteilnetzbetreiber (VNB) und eine Vielzahl dezentral organisierter gMSB erschweren standardisierte und effiziente Umsetzungsprozesse. Weitere Verzögerungen können durch Engpässe in der Lieferkette für zertifizierte Geräte sowie durch den Mangel an qualifiziertem Fachpersonal für die Installation entstehen.

3.2.5 Rechtlicher Rahmen zur Rückspeisung ins Netz

Ein üblicher Netznutzungsvertrag zwischen einem Letztverbraucher und dem Netzbetreiber regelt lediglich die Entnahme von Strom aus dem Netz. Während die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen über das EEG privilegiert ist, fehlt für die Stromeinspeisung aus bidirektionalen Fahrzeugen ein vergleichbarer Standardvertrag.

Aus diesem Grund greifen allgemeine gesetzliche Regelungen, wie die Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs (§ 20 Abs. 1 EnWG), die Einhaltung der StromNZV bei der Netznutzung (§ 20 Abs. 1a EnWG) und der allgemeine Gleichbehandlungsgrundsatz (Art 3 Abs.1 GG). Aus diesem Rechtstatbestand lässt sich ableiten, dass Netzbetreiber bidirektionale Fahrzeuge grundsätzlich in ihr Stromnetz einspeisen lassen und wie andere Einspeiser behandeln müssen. Gleichzeitig ist der Abschluss individueller Netznutzungsverträge nicht erlaubt.

Daraus lässt sich schließen, dass Nutzer:innen von bidirektionalen Elektrofahrzeugen derzeit keine automatische, vertragliche Berechtigung zur Einspeisung von Strom in das Netz haben. Somit ist eine **Vermarktung** von Strom aus der Fahrzeugbatterie **nur über einen Direktvermarkter** möglich. Der Direktvermarkter schließt für die eingespeiste und vermarktete Strommenge einen Netznutzungsvertrag ab.

Da nicht garantiert werden kann, dass Elektrofahrzeuge nur mit Strom aus Erneuerbaren Energien, z. B. der eigenen PV-Anlage, geladen werden, entfällt eine Privilegierung nach § 11 EEG. Eine Festlegung der BNetzA soll bis Ende Juni 2026 entscheiden, inwiefern auch sogenannte Mischspeicher eine Marktprämie bzw. eine Direktvermarktung nach § 19 Abs. 3b Abs. 1 EEG in Anspruch nehmen können.

Grundsätzlich müssen alle elektrischen Anlagen zur Stromnetzanbindung die **Vorgaben der Technischen Anschlussbedingungen (TAB)** der Netzbetreiber erfüllen. Die mit den Netzanschlussbedingungen verbundenen Herausforderungen sind in Kapitel 3.2.6 beschrieben. Daraus lässt sich schließen, dass der aktuelle Rechtsrahmen unzureichend auf bidirektionale

Fahrzeuge und Wallboxen sowie insbesondere die Rückspeisung von Strom in das Netz vorbereitet ist (vgl. [36]).

3.2.6 Netzanschlussbedingungen für AC-Wallboxen

Bidirektionales AC-Laden unterliegt hohen technischen Anforderungen, da für eine Netzeinspeisung **sowohl die Ladestation als auch der Onboard-Charger (OBC)** im Fahrzeug die jeweiligen länderspezifischen Netzanschlussbedingungen erfüllen müssen [7]. In Deutschland kommt erschwerend hinzu, dass die Ausgestaltung der geltenden Netzanschlussbedingungen den über 850 zuständigen VNBs unterliegt.

Im AC-V2G-Betrieb sitzt der Wechselrichter – anders als bei DC-Wallboxen – im Fahrzeug (siehe Tabelle 3-3), sodass standortspezifische Netzvorgaben (Spannungs- und Frequenzgrenzen, Netzstützungs- und Schutzfunktionen etc.) direkt vom OBC umgesetzt werden müssen. Die Ladestation muss dem Fahrzeug hierfür die ortsspezifischen Parameter übermitteln – entweder als Kennung für ein hinterlegtes Parameterprofil oder als vollständigen Parametersatz –, damit die Rückspeisung das lokale Netz nicht destabilisiert. Dies stellt eine Herausforderung dar, da die korrekte Übertragung und Anwendung dieser **länderspezifischen Parameter** im Fahrzeug softwareseitig aufwändig ist. Entweder müssen zahlreiche Netzanschluss-Profile im Fahrzeug vorgehalten und regelmäßig aktualisiert werden, oder es sind erweiterte Kommunikationsprotokolle (z. B. ISO 15118-20) nötig, um die Einstellungen für den jeweiligen Netzanschlusspunkt in Echtzeit an das E-Fahrzeug zu übermitteln. [37]

Regelmäßig veröffentlichte **Hinweise des VDE FNN** (Forum Netztechnik/Netzbetrieb) bieten Hilfestellung für die über 850 Netzbetreiber, indem sie allgemeine Richtlinien, Empfehlungen und Standards definieren, auf deren Basis die TAB entwickelt werden. In der überarbeiteten neuen Fassung der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 wird der FNN-Hinweis zur „Umsetzung des Nachweises der technischen Anforderungen der VDE-AR-N 4105 für das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen" explizit genannt, welcher im Januar 2025 erschienen ist. Eine weitere Überarbeitung des Hinweises ist für Januar 2026 geplant.

Zusätzlich erfordert die bidirektionale AC-Einspeisung **umfangreichere Leistungselektronik und Schutztechnik** im Vergleich zu einfacher AC-Ladetechnik: Der OBC muss wie ein netzgekoppelter Wechselrichter u. a. mit Inselnetzerkennung und ggf. Blindleistungsbereitstellung arbeiten, was die Hardware komplexer und kostspieliger macht. [38] Die AC-Rückspeisung erfordert somit einen dedizierten bidirektionalen OBC als zusätzliches Modul im Fahrzeug, während die AC-Wallbox selbst einfacher und günstiger gestaltet sein kann.

Diese Herausforderungen **beeinflussen die Interoperabilität und Wirtschaftlichkeit** im internationalen Kontext erheblich. Unterschiedliche Netzanschlussregeln bedeuten, dass ein V2G-fähiges Fahrzeug je nach Land abweichende Einstellungen einhalten muss, was ohne Harmonisierung zu Kompatibilitätsproblemen führen kann. Der erhöhte Entwicklungsaufwand für herstellerspezifische Softwarelösungen und länderspezifische Zertifizierungen treibt die Kosten und kann die Markteinführung verzögern. [37]

Auf EU-Ebene bestehen z. B. über die Anforderungen an Erzeugungsanlagen (Commission Regulation (EU) 2016/631 – Requirements for Generators kurz: RFG), Bestrebungen, um die Heterogenität zu reduzieren und die Anforderungen auch für bidirektionales AC-Laden zu harmonisieren.

Tabelle 3-3: Unterschiede der Netzanschlussbedingungen von bidirektionalen und unidirektionalen AC/DC Ladestationen

	AC-Bidirektional	DC-Bidirektional	AC/DC-Unidirektional
Wechselrichter Position für bidirektionales Laden	Rückspeisefähiger Onboard Charger (OBC) im Fahrzeug benötigt	Wechselrichter in DC-Ladestation benötigt	Kein zusätzlicher Wechselrichter benötigt
Netzanschlussbedingungen	OBC muss Länder- und Netzbetreiberspezifische Vorgaben kennen und einhalten, durch heterogenes Umfeld eher komplex	Ladestation ist für die Einhaltung der Netzanschlussbedingungen verantwortlich	Geringere Anforderungen an Netzanschlussbedingungen, da nur Netzbezug

3.2.7 Fehlende Nutzungsmöglichkeiten zur Netzentlastung durch ÜNB

Das Netzengpassmanagement im Übertragungsnetz erfolgt heute über den kostenbasierten Redispatch 2.0. Dieser umfasst jedoch nur konventionelle Erzeugungsanlagen, die Abregelung von EE-Anlagen und Großspeichern, wobei auch hier das Vergütungsregime den komplexen Geschäftsmodellen nicht gerecht wird und Fehlanreize birgt. Insbesondere lastseitige Flexibilitäten in den Verteilnetzen können über den **aktuellen kostenbasierten Mechanismus** nicht erfasst werden, da ihre Opportunitätskosten nicht ohne weiteres bestimmt werden können.

Mit dem Konzept für **Redispatch 3.0** existiert mittlerweile ein Vorschlag, das bestehende kostenbasierte Regime um marktbasierte Elemente zu ergänzen. [39] Dieser hybride (kosten- und marktbasierte) Ansatz soll sowohl großskalige als auch kleinteilige Flexibilitäten abdecken können. Zur besseren Resilienz gegenüber strategischem Bieterverhalten (Inc-Dec-Gaming) soll dabei nicht nur die Erbringung, sondern stärker die Vorhaltung von flexibler Leistung vergütet werden. Jedoch sind bezüglich dieser leistungsbasierten Vergütung einige zentrale Fragen weiterhin ungeklärt. [40] Erste Pilotprojekte zu dem Thema sollen belastbare Erkenntnisse bringen, bevor skalierbare Standardprozesse final definiert werden.

Entgegen dem kostenbasierten Redispatch besteht durch die Regulierungsbehörde aktuell **noch keine Möglichkeit zur Kostenanerkennung** für die marktbasierte Beschaffung von netzdienlichen Leistungen. Dies ist jedoch Voraussetzung, um in einer Erprobungsphase ausreichend Redispatch-Potenziale mobilisieren zu können und relevante Erkenntnisse zu sammeln. Hierzu wären zunächst geeignete Anpassungen in § 14c und § 13a Abs. 2a EnWG notwendig.

3.3 Technische Komponenten

3.3.1 Mangelnde Interoperabilität

Die **ISO 15118-20** ist der zentrale Ladekommunikationsstandard für bidirektionales DC-Laden. Er soll die reibungslose und interoperable Kommunikation **zwischen Fahrzeug und Ladestation** sicherstellen. Versuche mit echten Systemkomponenten haben jedoch gezeigt, dass trotz eines vorhandenen Kommunikationsstandards Interoperabilität nicht zwingend gewährleistet sein muss.

Die größte Hürde besteht darin, die übertragenen Informationen in den unterschiedlichen Systemen einheitlich zu bewerten und gleiche Handlungen daraus abzuleiten. [41, 42] Mit dem delegierten Rechtsakt ***Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR)*** wird die Interoperabilität durch die verpflichtende Erfüllung der ISO 15118-20 Anforderungen für neue und generalüberholte öffentliche und private Ladestationen auch rechtlich festgeschrieben. Für Fahrzeuge sieht der Rechtsakt hingegen keine verpflichtende Nutzung der ISO 15118-20 vor.

Die Kommunikation zwischen Ladestation und den für bidirektionales Laden notwendigen Backendsystemen war bisher nur über proprietäre Lösungen umsetzbar. So konnte das Open Charge Point Protokoll (OCPP) über Mehrwertdienste [43] dazu befähigt werden, die für bidirektionales Laden notwendigen Parametersets zu übertragen. Seit der Veröffentlichung von **OCPP 2.1** im Januar 2025 ist diese Funktionalität schließlich fester Bestandteil des Protokolls geworden und ermöglicht somit die interoperable Umsetzung von bidirektionalen Anwendungsfällen [44].

Zur Anbindung von Ladestationen an (Heim-)Energiemanagement-Systeme (HEMS) entwickelt der EEBUS e.V. den Use Case *Dynamic Bidirectional EV Charging (DBEVC)*, der die Interoperabilität für bidirektionales Laden mit Steuerungssignalen aus der Liegenschaft sicherstellen soll. [45] Dabei ist jedoch zu beachten, dass sich die Nutzung des EEBUS-Protokolls bisher schwerpunktmäßig im deutschen Markt konzentriert, und damit keine international interoperable Lösung absehbar ist.

Auch wenn derzeit noch keine Vielzahl vollständig interoperabler Systeme auf dem Massenmarkt der Elektromobilität kommerziell verfügbar ist, wurde mit der verpflichtenden ISO-15118-Konformität für Ladestationen und Elektrofahrzeuge, der Möglichkeit zur bidirektionalen Steuerung von Ladestationen über OCPP 2.1 sowie der perspektivischen Integration über EEBUS bereits der Grundstein für die zukünftige Interoperabilität des Gesamtsystems gelegt.

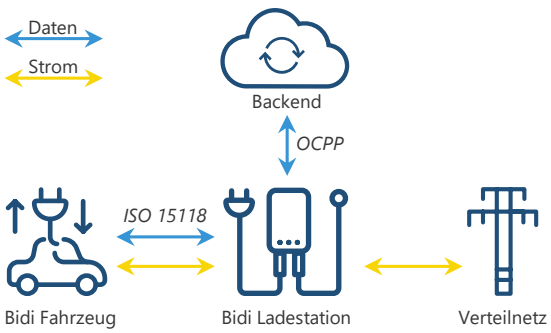

Abbildung 3-5: Vereinfachte Ladearchitektur für bidirektionales Laden

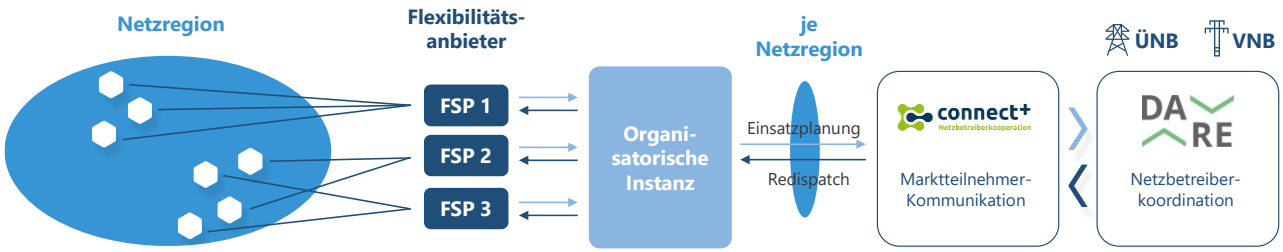

Abbildung 3-6: Aggregation und Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern nach NKK-Konzept aus dem Projekt unIT-e²; Die finale Umsetzung des Zusammenspiels von connect+, DA/RE und der organisatorischen Instanz sind noch auszuarbeiten.

3.3.2 Bestandsinfrastruktur ohne Bidi-Funktionalität

Viele der in den letzten Jahren errichteten Ladestationen – häufig im Rahmen staatlicher Programme wie dem KfW-Zuschuss 440 finanziert – basieren auf älteren Kommunikationsstandards (etwa OCPP 1.5–2.0.1 oder Modbus), die bidirektionales Laden gar nicht oder nur sehr eingeschränkt unterstützen. So wurden allein über das Privatförderprogramm KfW-440 von 2020 bis 2021 fast eine Million heimische Ladepunkte gefördert, was einen umfangreichen Bestand an veralteter, **nicht V2G-fähiger Legacy-Infrastruktur** geschaffen hat [46]. Die Erfahrungen der bisherigen Förderpraxis zeigen, dass eine rein auf schnellen Ausbau abzielende Strategie – wie bei KfW-440 – zwar kurzfristig die Verbreitung erhöhte, langfristig jedoch einen hohen Anteil inkompatibler Geräte hinterlässt.

Neue **regulatorische Vorgaben** – wie etwa die EU-Verordnung AFIR – schreiben vor, dass ab 2027 alle neu installierten öffentlichen wie privaten Ladepunkte das Fahrzeug-Energiekommunikationsprotokoll ISO 15118-20 mit bidirektionaler Funktionalität unterstützen müssen. Diese fortgeschrittenen Kommunikations- und Sicherheitsstandards erfordern zugleich erheblich leistungsfähigere Hardware. Selbst bei theoretisch OTA-updatefähigen Geräten reicht die vorhandene Rechen- und Speicherkapazität oft nicht aus, um ISO 15118 und OCPP 2.x in vollem Umfang implementieren zu können. [47]

Es verbleibt somit lediglich die Option, s. g. *„Legacy"-Systeme* am Ende ihres Lebenszyklus gezielt durch moderne, interoperable und zukunftssichere Ladeinfrastruktur zu ersetzen, die die neuen Kommunikations- und Sicherheitsstandards beherrscht und damit die Skalierung des bidirektionalen Ladens ermöglicht.

3.3.3 Herausforderungen bei Aggregation und digitalen Prozessen für Systemdienstleistungen

Werden haushaltsnahe Flexibilitäten nicht nur an der Strombörse sondern auch oder ausschließlich für Systemdienstleistungen vermarktet, sind zusätzliche Schnittstellen und Prozessanforderungen zu berücksichtigen. Dies gilt nicht nur für bidirektional ladefähige Fahrzeuge, sondern ebenso für Wärmepumpen, Heimspeicher und andere steuerbare Anlagen, die sich über Aggregatoren an diesen Märkten beteiligen. Die Teilnahme von aggregierten Flexibilitäten an den Märkten für Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve ist in Deutschland regulatorisch grundsätzlich möglich [48].

Allerdings müssen die aggregierten Anlagenpools **technische Präqualifikationsbedingungen für Regelleistung** erfüllen. Dazu gehören z. B. maximale und minimale Leistung, Anforderungen an Reaktionszeiten oder Leistungsgradienten. Die Aggregatoren müssen die Anforderungen über geeignete Kommunikations- und Steuerungsprozesse sowie über eine hinreichende Absicherung ihrer Pools gewährleisten. Zudem muss gegenüber dem anfordernden ÜNB eine Nachweisführung erfolgen, wobei verschiedene Baselining-Methoden zum Einsatz kommen können. Da die Prozesse zur Präqualifikation und Nachweisführung für haushaltsnahe Flexibilitäten bislang nur in Pilotprojekten umgesetzt wurden, sind in dieser Hinsicht noch **keine skalierbaren Standards** etabliert.

Während Flexibilitäten nur von einem Netzbetreiber angefordert werden, haben die Abrufe in der Regel Auswirkungen auf vor- oder nachgelagerte Netzebenen, umliegende Netzgebiete und damit auf den Einflussbereich anderer Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber. Es ist daher notwendig, dass zwischen angrenzenden Netzbetreibern Verantwortlichkeiten klar abgegrenzt sind und ein **koordinierter Informationsaustausch**, wie in der obenstehenden Abbildung veranschaulicht, stattfindet. Durch eine gemeinsame Datenbasis sollte sichergestellt werden, dass Flexibilitätsabrufe eines Netzbetreibers nicht zu Problemen bei einem anderen Netzbetreiber führen und Flexibilitätsanforderungen möglichst kosteneffizient erfüllt werden.

Erste Ansätze zur Netzbetreiberkoordination, wie die Plattform DA/RE, liefern diese Funktionalitäten, die

auch im Rahmen des Network Code Demand Response gefordert werden, sind aber noch nicht flächendeckend adaptiert. [49, 50]

Somit gilt generell für den Bereich der Systemdienstleistungen, dass letzte Fragestellungen zur Ausgestaltung einzelner Abläufe und Regelungen final geklärt und anschließend festgelegte Prozesse großflächig erprobt werden müssen, um das Potenzial bidirektionalladefähiger Fahrzeuge auch für dieses Anwendungsgebiet zukünftig zu heben.

3.3.4 Hohe Technologiekosten

Bidirektionales Laden ist technisch komplexer als ungesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen. Die erhöhte Komplexität hat Technologie-Mehrkosten zur Folge. Relevante Kostenpunkte sind:

- Wallbox-Anschaffungskosten (v.a. für bidirektionale DC-Ladesäulen)
- Erhöhter Aufwand bei der Wallbox-Installation
- Zusätzlich notwendige Messtechnik (wenn nicht bereits vorhanden)
- Zusätzliche Steuerungshardware (Energiemanagementsystem o.ä.)

Je nach Standort und Gegebenheiten entstehen weitere Mehrkosten für Nutzer:innen oder Anbieter. Auch bidirektional ladefähige Fahrzeuge können Mehrkosten verursachen, beispielsweise durch Onboard Charger beim bidirektionalen AC-Laden.

Um diese Mehrkosten vergleichbar darzustellen, wählen wir als Referenz das einfache, ungesteuerte Direktladen. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt exemplarische Kostenspannen für V2G Mehrkosten heute und Annahmen für 2030. Alle ausgewiesenen Technologiekosten stellen diejenigen Kosten dar, die zusätzlich zu den Kosten des ungesteuerten Direktladens anfallen. In der Tabelle wird von DC-Laden ausgegangen, da dies mittelfristig für V2G in Deutschland die plausiblere Ladetechnologie ist (siehe Hürde 3.2.6). Für diese Studie wurden die Zahlenwerte aus [51] basierend auf Marktrecherchen und Expert:innen-Gesprächen aktualisiert. Inwiefern es sich bei den neuesten Angeboten im Rahmen der IAA um eine strategische Marktpositionierung handelt und reale Mehrkosten ggf. an anderer Stelle kompensiert werden, kann nicht abschließend beurteilt werden.

Insbesondere beim DC-Laden stellen die hohen Technologiekosten eine erhebliche Hürde für den Markthochlauf der bidirektionalen Ladetechnologie dar. Im Vergleich zum Direktladen und auch zu gesteuertem Laden sind die **Investitionen in notwendige Hardware** deutlich höher. Diese Kosten müssen durch die erzielten Kostenersparnisse aus V2G Anwendungen möglichst schnell amortisiert werden, um die Technologie für Kund:innen attraktiv zu machen. Ohne eine rasche Amortisation bleibt das finanzielle Risiko für Verbraucher:innen sehr hoch, was die Akzeptanz und Verbreitung der bidirektionalen Ladetechnologie stark hemmt.

Tabelle 3-4: V2G Technologie-Mehrkosten für die vier relevantesten Kostenpunkte im Vergleich zum ungesteuerten Direktladen

	V2G Mehrkosten (Spanne heute in €$_{2025}$) von ... bis		**V2G Mehrkosten (Spanne 2030 in €$_{2025}$)** von ... bis	
DC-Wallbox-Anschaffung	1.800 €	4.500 €	800 €	1.300 €
Wallbox-Installation	100 €	500 €	100 €	400 €
Zusätzliche Messtechnik	0 €	25 €/a[1]	0 €	25 €/a[1]
Zusätzliche Steuerungshardware	200 €	500 € + 25 €/a	100 €	300 € + 5 €/a
Insgesamt	**2.100 €**	**5.500 € + 50 €/a**	**1.000 €**	**2.000 € + 30 €/a**

[1] Abhängig von der Situation vor Ort kann es im Extremfall notwendig sein, den Schaltschrank zu erweitern, um eine zusätzliche moderne Messeinrichtung für die V2G-Anwendung zu verbauen. Die Kosten hierfür können bei 2.000 € und höher liegen.

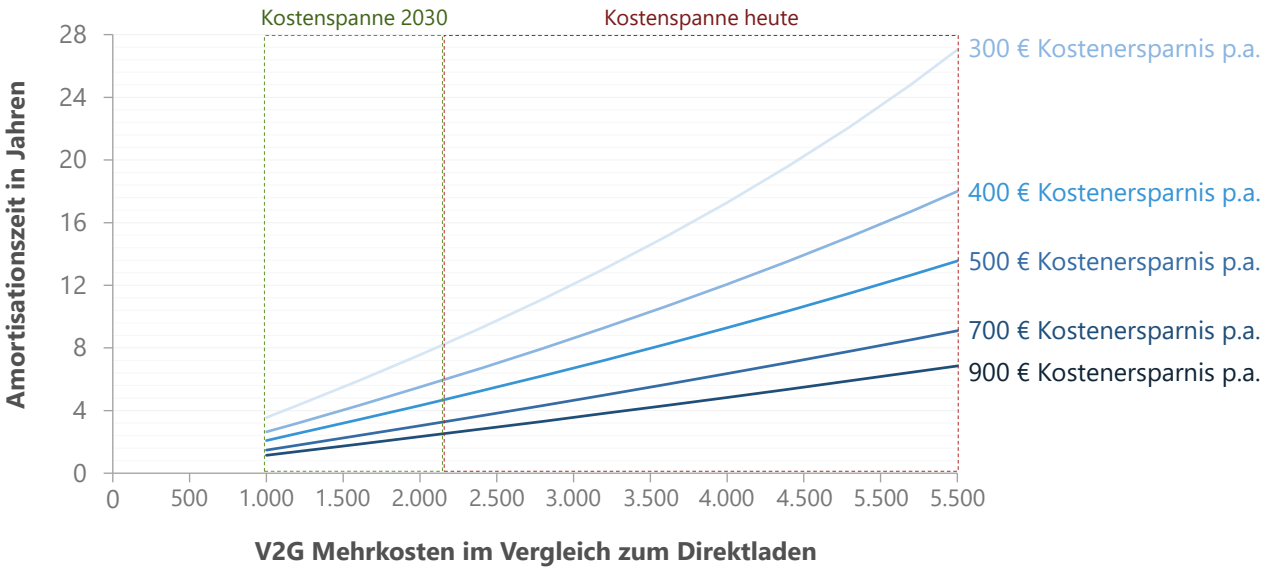

Abbildung 3-7: Exemplarische Rechnung von Amortisationszeit für V2G Mehrkosten bei unterschiedlichen jährlichen Kostenersparnissen durch V2G-Anwendungen (dynamische Amortisationsrechnung mit 3 % Kalkulationszinssatz)

Zur Veranschaulichung stellt Abbildung 3-7 die Amortisationszeiten in Jahren über die Spanne der V2G Mehrkosten für unterschiedliche jährliche Kostenersparnisse dar. Es lässt sich ablesen, dass beispielsweise selbst bei den geringsten Mehrkosten von 2.100 €, die für den Status Quo als sehr optimistisch angenommen werden können, jährliche Kostenersparnisse von 500 € notwendig sind, um die V2G Mehrkosten in unter 5 Jahren amortisiert zu haben. Bei Mehrkosten von beispielsweise 4.800 € und identischen jährlichen Kostenersparnissen von 500 € wären bereits 11,5 Jahre notwendig, um die V2G-Mehrkosten zu kompensieren.

Es ist demnach entscheidend, dass die **wirtschaftlichen Potenziale von V2G**, wie etwa Einsparungen durch Vermarktung, durch Netzstabilisierung oder durch lokale Optimierung, klar kommuniziert und realisiert werden. Gleichzeitig ist **eine schnelle Skalierung der technischen Komponenten** für bidirektionales Laden notwendig, um V2G-Mehrkosten schnell zu reduzieren. Allerdings existiert auch bei schneller Skalierung eine untere Grenze, unter die die Mehrkosten nicht fallen werden, wie die Zahlenwerte für 2030 zeigen.

4 Lösungsvorschläge

Von Hürden zu Lösungen: In den vergangenen Jahren wurden von unterschiedlichen Gruppen bereits einige Lösungsoptionen für bestehende Hürden zur Umsetzung des bidirektionalen Ladens erarbeitet. So hat beispielsweise die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ins Leben gerufene *Coalition of the Willing, European Working Group on Bidirectional Charging* Ende 2024 Handlungsempfehlungen und Forderungen in einem Abschlussdokument ausformuliert. Auch die im Frühjahr 2024 veröffentlichte Roadmap des Beirats der Nationalen Leitstelle zum diskriminierungsfreien bidirektionalen Laden hebt hervor, dass für einen Hochlauf erforderliche regulatorische und technische Weichenstellungen umgesetzt werden müssen. Welche Lösungen erweisen sich also als besonders relevant und wie lässt sich deren Umsetzung konkret gestalten?

Um die Debatte um Lösungsvorschläge zu versachlichen, wurden in dieser Studie existierende und neu erarbeitete Lösungen in Bezug auf ihre Relevanz und Praxistauglichkeit wissenschaftlich neutral bewertet. Einschätzungen von relevanten Akteuren, Netzbetreibern und politischen sowie regulatorischen Entscheidungstragenden wurden eingeholt. Basierend auf diesem Vorgehen fokussieren wir uns hier auf diejenigen Lösungen, die für den Hochlauf von V2G relevant – wenn nicht sogar notwendig – und gleichzeitig mit einem angemessenen Aufwand konkret umsetzbar sind. Um den Hochlauf von V2G zu ermöglichen, schlagen wir eine Zweiteilung des Zeitraums von heute bis Ende 2035 vor:

1. Eine Start und Lernphase von heute bis Ende 2028, in der V2G im realen Umfeld mit am Markt existierenden Produkten, aber noch in relativ kleiner Stückzahl erprobt und weiterentwickelt werden kann. Durch den Einsatz von **Experimentierklauseln** könnten zuständige Stellen in dieser Phase ggf. Ausnahme- oder Sonderregelungen erlassen, um zum einen die wirtschaftliche Attraktivität von V2G für die Startphase sicherzustellen (vergleiche [52]). Zum anderen können so die Auswirkungen von V2G-Anwendungen auf Stromnetze, -märkte und das Energiesystem im vollständigen Systembetrieb untersucht werden, um die Sinnhaftigkeit von konkreten Lösungen zu validieren oder zu widerlegen. Da die Anzahl aktiver V2G-Anwendungen in dieser Phase noch sehr gering ausfallen wird – gemäß projektinternen Expert:innen-Einschätzungen wird bis Ende 2028 mit einer niedrigen bis mittleren sechsstelligen Anzahl gerechnet – besteht noch keine Gefahr einer Netzüberlastung oder unvorhergesehener Auswirkungen.

2. Eine V2G Hochlaufphase ab 2029, in der etwaige Experimentierklauseln obsolet werden. In dieser Phase ist – bei erfolgreicher Start- und Lernphase – davon auszugehen, dass der Hochlauf des bidirektionalen Ladens und insbesondere von V2G ohne zusätzliche Anreize stattfinden wird. Grundvoraussetzung dafür ist dennoch ein einheitlicher Rechtsrahmen und die Überwindung der relevantesten Hürden in Phase 1. Einige Hürden werden so eingeschätzt, dass sie sich ohne aktives Zutun von Entscheidungstragenden über die Zeit abbauen oder reduzieren. Dem rein marktgetriebenen Hochlauf von V2G sollte somit in Phase 2 keine Hürde mehr im Wege stehen, die nur mit Sonderregelungen zu überwinden wäre.

Abbildung 4-1 zeigt den Vorschlag einer Teilung in zwei Phasen über die nächsten 10 Jahre. Damit der Ansatz Erfolg hat, ist schnelles Handeln bei der Etablierung einer Start- und Lernphase gefragt. In der **Umsetzungsroadmap** sind die in Kapitel 3 identifizierten Hürden in identischer Reihenfolge über die Zeit dargestellt. Je dunkler der Grauton, desto gravierender die Hürde als Hindernis für den V2G-Hochlauf. Der Farbverlauf veranschaulicht den Abbau von Hürden über die Zeit – entweder aufgrund erwarteter zukünftiger Entwicklungen oder durch konkrete Lösungen. Die Verläufe der Grauton-Sättigung stellen qualitative Abschätzungen basierend auf Expert:innen-Einschätzungen der Verfasser:innen dieser Studie dar.

Die nachfolgend konkretisierten Lösungsvorschläge sind ebenfalls in der Umsetzungsroadmap dargestellt und gemäß Farbgebung den jeweils primär zuständigen Adressierten zugeordnet. Die Reihenfolge der Lösungen ist an den Zeitpunkten der vorgeschlagenen Umsetzung orientiert und korreliert nicht mit der Relevanz der Lösungen. Für eine erfolgreiche Start- und Lernphase wird empfohlen, die für diesen Zeitraum dargestellten Lösungsvorschläge zu adressieren, um die entsprechenden Hürden abzubauen. Ab 2029 ist es sinnvoll, weitere Lösungen für eine erfolgreiche V2G-Hochlaufstrategie mit einzuschließen.

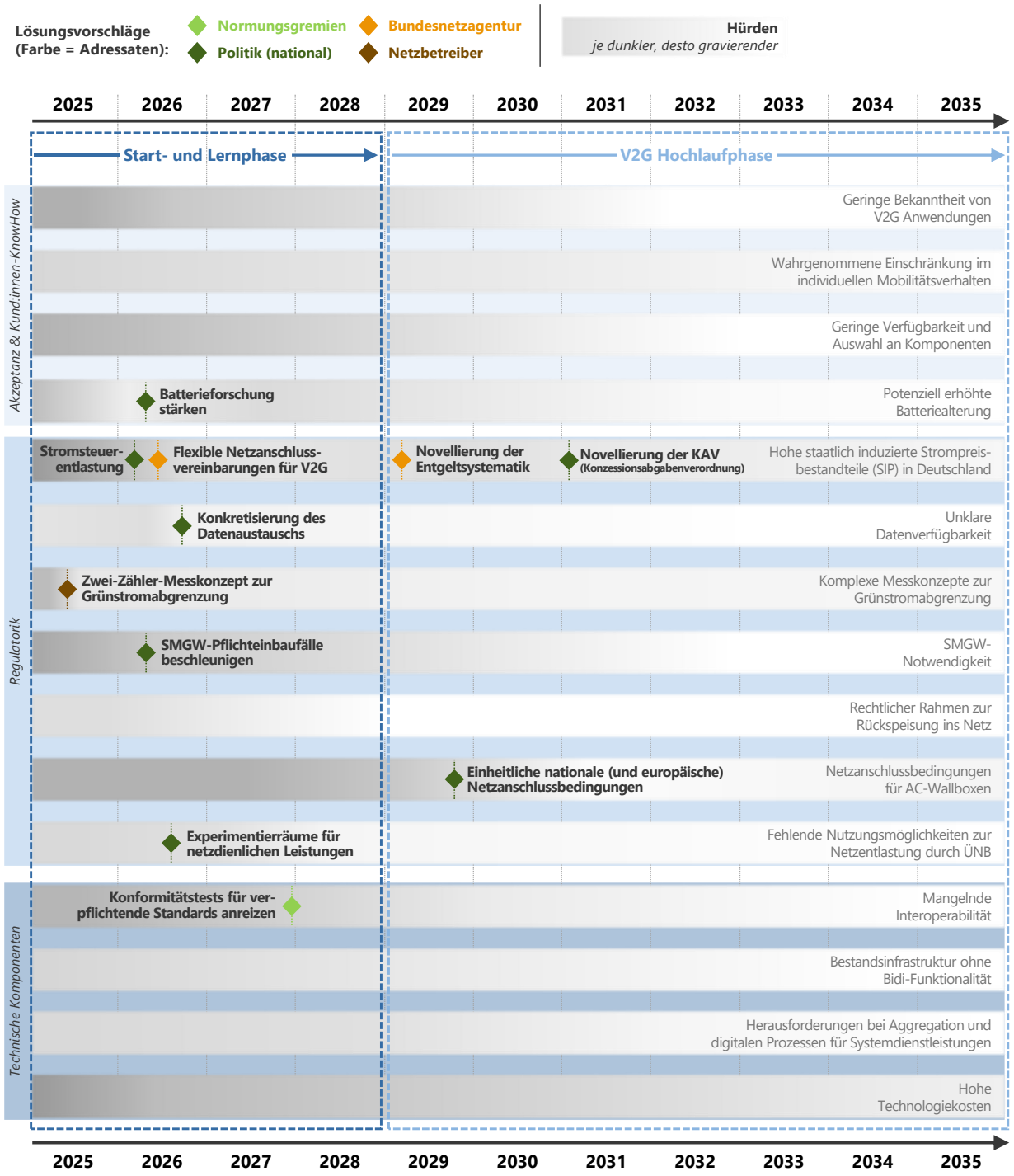

Abbildung 4-1: Roadmap für die Lösung der bestehenden Hürden beim bidirektionalen Laden, aufgeteilt in eine Start- und Lernphase und eine V2G Hochlaufphase. Der Fokus der erarbeiteten Lösungen liegt auf der Start- und Lernphase und richtet sich an die Politik und Regulierung.

4.1 Zwei-Zähler-Messkonzept zur Grünstromabgrenzung

Hürde: Komplexe Messkonzepte zur Grünstromab-grenzung

Eine Pauschaloption zur Grünstromabgrenzung nach § 19 EEG Abs. 3c liefert bis zum Einspeise-Grenzwert von 500 kWh/kWp keine Anreize, Strom aus dem Netz zwischenzuspeichern, da die EEG-Vergütung und Entgelterstattung nicht von den real erfassten Energiemengen abhängen.

V2G-Aktivitäten sind in diesem Konzept weiterhin nur dann wirtschaftlich, wenn die erwartete Arbitrage die anfallenden Stromnebenkosten übersteigt oder sobald der Grenzwert überschritten wurde. Eine weitere Limitierung des Pauschalkonzepts besteht darin, dass

nur ein Lieferant alle Verbraucher innerhalb einer Liegenschaft beliefert. Eine unabhängige Wahl von Aggregator und Lieferant wird dadurch erschwert.

Für eine eichrechtskonforme und anreizkompatible Abgrenzung der zwischengespeicherten Strommengen ist das **Abgrenzungsmodell § 19 EEG Abs. 3b** besser geeignet. In diesem Kontext hat Bayernwerk Netz ein skalierungsfähiges Messkonzept vorgestellt, welches den **Saldierungsansatz des § 21 EnFG** verfolgt [33].

Das Konzept aus Abbildung 4-2 arbeitet mit zwei Zweirichtungszählern am Netzanschlusspunkt sowie vor der bidirektionalen Wallbox und eventuell weiteren Graustromspeichern. Auch Liegenschaften mit weiteren Verbrauchern, wie Wärmepumpen oder zusätzlichen Grünstromspeichern, könnten mit demselben grundsätzlichen Aufbau erfasst werden. Verfügt der Haushalt über keine PV-Anlage, ist nur ein Zweirichtungszähler notwendig.

Zur Abgrenzung werden Energiemengen innerhalb einer 15-Min.-Periode erfasst, welche über einen längeren Zeitraum (z. B. eine Jahresperiode) die konkrete abzurechnende Menge ergeben. Die Saldierung beinhaltet stets alle Energiemengen (Netzbezug und Netzrückspeisung) bis zum aktuellen Zeitpunkt. Um mit nur zwei Zählern die relevanten Energieflüsse eindeutig bestimmen zu können, ist zudem die Anwendung einer **gewillkürten Vorrangregelung** notwendig. Bei gleichzeitigem Auftreten von PV-Erzeugung und Rückspeisung aus dem Graustromspeicher bedeutet das, dass zuerst der selbsterzeuge PV-Strom im Haushalt verbraucht wird. Nur der Reststrom (sofern die Grünstrommenge den Hausverbrauch übersteigt) geht ins Netz zurück.

Für Haushalte, bei denen der Einbau eines zweiten Zählers aufwendige Umbauarbeiten der Elektroinstallation verursachen würde, bliebe die Pauschaloption mit einem Zähler weiterhin eine denkbare Lösung, wobei die angesprochenen Nachteile bei Eichrechtskonformität und Anreizwirkung in Kauf genommen werden müssten und noch eine Genehmigung durch die EU-Kommission erfolgen müsste.

Eine weitere Lösung, die bereits in Deutschland erfolgreich erprobt wurde, sind **virtuelle Bilanzierungsgebiete**. Dieses Konzept stützt sich auf die Festlegungskontrolle BK6-20-160 der BNetzA, welche Submessungen hinter dem Netzanschlusspunkt ermöglicht. Dabei müssen die Übergabestellen in virtuellen Bilanzierungsgebieten in einer viertelstündlichen Auflösung (ZSG oder RLM) gemessen werden. Voraussetzung ist, dass einzelne Verbraucher und Erzeuger hinter der Übergabestelle mit geeichten Unterzählern ausgestattet sind (festgelegt im Mess- und Eichgesetz). Die auf Basis der Unterzähler erfassten Energiemengen werden vorgangsscharf bilanziert. Im Fall der Grünstromabgrenzung werden die Ladevorgangsdaten der Wallbox und weiterer Haushaltsverbraucher und Einspeiser über die Backendsysteme zeitlich und räumlich hochaufgelöst erfasst und der Strom entsprechend gelabelt und verrechnet.

4.2 Stromsteuerentlastungen

Hürde: Hohe staatlich induzierte Strompreisbestandteile (SIP) in Deutschland

Zur Behebung der Hürde wäre eine **Absenkung der Stromsteuer** für Haushalte auf das europäische Mindestmaß von **0,1 ct/kWh** regulatorisch die einfachste Lösung. Dies würde die Haushalte um jährlich mehr

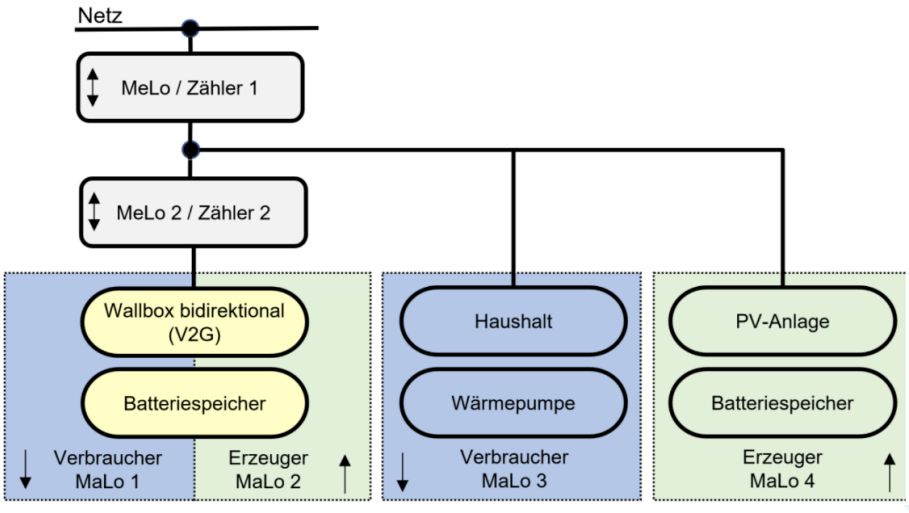

Abbildung 4-2 Zwei-Zähler-Messkonzept zur Umsetzung der Abgrenzungsoption nach § 19 EEG Abs. 3b mittels gewillkürter Vorrangregelung; Quelle: [32]

als 3 Milliarden Euro entlasten, ist aber nach Aussagen der Bundesregierung aktuell nicht solide finanzierbar.

Alternativ wäre eine Ausweitung der Speicherprivilegierung des § 5 Abs. 4 StromStG auf bidirektionale Fahrzeuge denkbar. Dazu müssten sowohl die Beschränkung auf **stationäre** Speicher und das Erfordernis, dass zwischengespeicherter Strom **vollständig ins Netz zurückgegeben wird**, entfallen [36]. Dadurch, dass sich der Standort der Fahrzeuge ändern kann und Strom neben der Zwischenspeicherung auch zum Fahren verwendet wird, wären dies die entscheidenden Anknüpfungspunkte, um eine Lösung für V2G-Anwendungsfälle in puncto Stromsteuerbelastung zu schaffen.

4.3 Batterieforschung stärken

Hürde: Potenziell erhöhte Batteriealterung

Die mit V2G-Anwendungen einhergehende zusätzliche Batteriealterung stellt eine Herausforderung dar, lässt sich jedoch durch eine gezielte Stärkung der Batterieforschung deutlich mindern und perspektivisch gegebenenfalls auflösen.

Zum einen kann **die Weiterentwicklung der Zellchemie und Materialforschung** zu Batterietechnologien mit höherer Zyklenfestigkeit und thermischer Stabilität führen, was die Lebensdauer unabhängig vom Nutzungsszenario verlängert. Zum anderen ermöglicht ein **vertieftes Verständnis elektrochemischer Alterungsprozesse** die Entwicklung intelligenter Batteriemanagementsysteme (BMS), die V2G-Prozesse so steuern, dass sie sich weniger negativ oder sogar lebensdauerverlängernd auswirken – etwa durch gezielte Nutzung entlastender Ladezustände oder temperaturgesteuerte Ladefenster. Perspektivisch sind somit Lebensdauern zu erwarten, welche die der restlichen Fahrzeugkomponenten übersteigen, und somit keine Einschränkung mehr darstellen.

Darüber hinaus ist insbesondere beim Arbitragehandeln nicht mit jeder Transaktion auch eine physische Ladung oder Entladung der Batterie verbunden [53], da diese durch folgende Gegengeschäfte wieder ausgeglichen werden können, was die tatsächliche Nutzung und Beanspruchung der Batterie weiter reduziert. Insgesamt ist also bereits jetzt in vielen Anwendungsbereichen keine relevante Beschränkung durch die Batterielebensdauer zu erwarten. [24]

4.4 SMGW-Pflichteinbaufälle beschleunigen

Hürde: SMGW-Notwendigkeit

Das intelligente Messsystem (iMSys) mit Smart Meter Gateway (SMGW) als Standard – unter anderem für V2G-Anwendungen – bietet insbesondere Netzbetreibern große Vorteile zum Erhalt der Netzstabilität und zum Schutz vor Netzüberlastungen. Gleichzeitig ist die gegenwärtig sehr langsame Geschwindigkeit sowohl des Pflicht- als auch des freiwilligen Rollouts, die auf die Komplexität der Anforderungen zurückzuführen ist, als sehr kritisch zu bewerten. Dadurch wird nicht nur die großflächige Umsetzung von V2G-Anwendungen verhindert, sondern auch das Vertrauen der Bevölkerung in die Energiewende geschädigt.

In Deutschland ist der Einsatz von SMGWs für steuerbare Verbrauchseinrichtungen – zu denen auch bidirektionale Ladestationen zählen – als Pflichteinbaufälle abschließend festgelegt. Hier gilt es also, die **Geschwindigkeit der Pflichteinbaufälle** mit allen zur Verfügung stehenden Ressourcen zu **beschleunigen**. Insbesondere kleine MSBs müssen in die Lage versetzt werden, die notwendigen Schritte zur Digitalisierung vornehmen zu können. Zentralisiertere Ansätze, beispielsweise durch Dienstleister für die benötigte Gateway-Administration, müssen ausgebaut werden, um Kund:innen in die Lage zu versetzen, durch V2G-Anwendungen einen Mehrwert für das Energiesystem zu leisten.

Zudem wird der Einsatz einfacher, kommunikationsfähiger Zähler ohne direkte Steuerungsmöglichkeit als pragmatische Übergangslösung und Alternative zum SMGW für freiwillige Einbaufälle gegenwärtig viel diskutiert. Da diese Diskussion keinen direkten Einfluss auf die klar definierten Pflichteinbaufälle und damit auf die Implementierung von V2G-Anwendungen hat und in Anbetracht der über 850 VNBs in Deutschland eine einheitliche Messdatenerfassung über alle Netz- und Spannungsebenen hinweg unabdingbar ist, werden die Vor- und Nachteile alternativer intelligenter Zähler an dieser Stelle nicht weiter thematisiert.

Mit der **Aktualisierung des Schutzprofils** und der Technischen Richtlinie für SMGWs durch das BSI im Dezember 2024 ist nun auch die Steuerung über das Gateway explizit zulässig, was den Rollout künftig beschleunigen dürfte [54]. Die Nutzung etablierter Standards wie EEBUS zur Weiterleitung von Steuerbefehlen wird ebenfalls ermöglicht und stärkt die Praxistauglichkeit des Systems [55].

4.5 Flexible Netzanschlussvereinbarungen für V2G

Hürde: Hohe staatlich induzierte Strompreisbestandteile (SIP) in Deutschland

Während im Bereich der Steuern, Abgaben und Umlagen bereits einige Erleichterungen für zwischengespeicherten Strom existieren, bleiben die Netzentgelte eine finanzielle Belastung für V2G-Anwendungen. Da allerdings auch im Rahmen der Zwischenspeicherung das Netz genutzt wird, scheint eine grundsätzliche verursachergerechte Beteiligung an den Netzkosten nicht abwegig. Zudem gilt bei Entgeltbefreiungen für bestimmte Kunden- oder Anlagengruppen zu bedenken, dass die Entlastungsvolumina i. d. R. auf andere Netznutzende umgelegt werden müssen. Ersten Schätzungen zufolge handelt es sich dabei schon 2030 um einen dreistelligen Millionenbetrag. [56]

Um zusätzliche Netzkosten durch V2G und die damit einhergehenden Verteilungsfragen zu vermeiden, schlagen wir die Prüfung von **Flexiblen Netzanschlussvereinbarungen** (engl. Flexible Connection Agreement, kurz **FCA**) für bidirektionale Fahrzeuge, speziell für V2G-Anwendungsfälle, vor. Dieses Vertragskonstrukt, welches auch im europäischen Ausland bereits für den zügigen Netzanschluss von EE-Anlagen und Großbatteriespeichern in stark ausgelasteten Netzen genutzt wird, erlaubt es dem Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen vom Anschlussnehmer eine statische oder dynamische Begrenzung der maximalen Entnahme- oder Einspeiseleistung zu verlangen. Laut § 17 Abs. 2b EnWG müssen diese Vereinbarungen insbesondere folgende Regeln enthalten:

- Höhe der Begrenzung der Entnahme- oder Einspeiseleistung,
- Zeitraum oder Zeiträume der Begrenzung der Entnahme- oder Einspeiseleistung,
- Dauer der flexiblen Netzanschlussvereinbarung,
- technische Anforderungen an die Begrenzung der Entnahme- oder Einspeiseleistung und
- Haftung des Anschlussnehmers bei Überschreitung der vereinbarten maximalen Entnahme- oder Einspeiseleistung.

Durch die proaktive Begrenzung der Entnahme- und Einspeiseleistung bei V2G durch den Netzbetreiber über eine so genannte **Hüllkurve** ließen sich netzbelastende Lade- und Entladevorgänge unterbinden und sicherstellen, dass V2G-Aktivitäten keine zusätzlichen Netzkosten verursachen. Schematisch ist eine solche **netzneutrale oder netzverträgliche Fahrweise** in Abbildung 4-3 dargestellt. Eine Einordnung liefert der Exkurs in Kapitel 2.2.2.

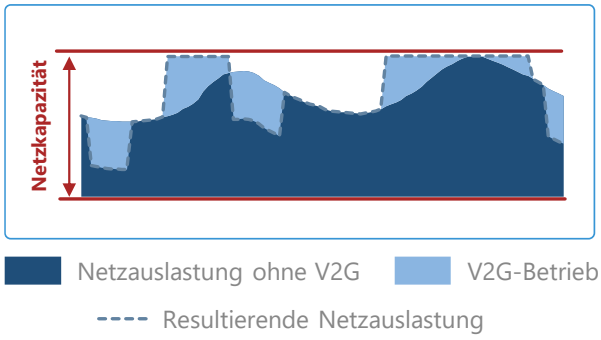

Abbildung 4-3: Schematische Darstellung einer netzneutralen Betriebsweise, die vorhandene Netzkapazitäten optimal ausnutzt, ohne zusätzliche Engpässe zu verursachen

Damit kann auch der Beitrag der teilnehmenden Fahrzeuge zur Netzfinanzierung geringer ausfallen, wenn ihre Ladevorgänge nachweislich geringere oder keine Netzkosten verursachen.

Als Gegenleistung für die Einhaltung dieser Hüllkurven zum Schutz der Netze sollten daher **Entgelterleichterungen** für die teilnehmenden Anschlussnehmer ermöglicht werden. Anstelle eines pauschalen Rabatts scheint in diesem Kontext eine Erstattung oder starke Reduktion der zuvor für die zusätzlichen V2G-Aktivitäten gezahlten Netzentgelte mittels eines Saldierungsansatzes analog zu § 21 EnFG zielführender. Dadurch wird zusätzliche Zwischenspeicherung aus dem Netz bei Teilnahme am Spotmarkt-Handel wirtschaftlich attraktiv. Auftretende Verlustenergiemengen blieben in diesem Konzept entgeltpflichtig. Auch wenn die Netzentgelterleichterungen lediglich für den zwischengespeicherten Strom gelten würden, wäre die Hüllkurve des Netzbetreibers durch das bidirektional ladefähige Fahrzeug bei Abschluss einer entsprechenden FCA permanent einzuhalten.

Netzbetreibern steht das Aufsetzen von FCAs zwar grundsätzlich frei, jedoch benötigt es für eine Anpassung der Netzentgelte eine **explizite Gestattung durch die Bundesnetzagentur**. Zudem sollten so bald wie möglich einheitliche Richtlinien für solche Vereinbarungen verabschiedet werden, um Prozesse zu standardisieren, die Verbreitung zu erleichtern und netzgebietsübergreifend faire Rahmenbedingungen zu schaffen. Insbesondere die Festlegung und Übermittlung einer Hüllkurve zur netzneutralen Fahrweise dürfte viele Netzbetreiber kurz- bis mittelfristig noch vor Herausforderungen stellen.

4.6 Experimentierräume für netzdienliche Leistungen

Hürde: Fehlende Nutzungsmöglichkeiten zur Netzentlastung durch ÜNB & VNB

Um relevante Erkenntnisse zur marktbasierten Beschaffung von netzdienlichen Leistungen durch ÜNB und VNB zu sammeln, braucht es Möglichkeiten zur großflächigen Erprobung dieser Konzepte. Sowohl im Kontext des § 14c wie des § 13a Abs. 2a EnWG fehlt es aktuell an Spezifizierungen zur Kostenanerkennung von marktlich beschafften Flexibilitätsdienstleistungen.

Im Rahmen der Start- und Lernphase sollten daher entsprechende **Experimentierräume** – in Form von Experimentierklauseln – durch die Regulierungsbehörde geschaffen werden, um in einem abgegrenzten Rahmen eine **Kostenanerkennung** für diese innovativen Ansätze genauso zu ermöglichen wie für etablierte (und möglicherweise teurere) Prozesse.

4.7 Konkretisierung des Datenaustauschs

Hürde: Mangelnde Datenverfügbarkeit

Mit dem **Data Act** wurden auf europäischer Ebene grundlegende Rahmenbedingungen geschaffen, um Nutzer:innen und berechtigten Dritten den Zugang zu Fahrzeugdaten zu ermöglichen. Die Konkretisierung dieser rechtlichen Regelung zur verpflichtenden Datenbereitstellung ist eine zentrale Grundlage, um neue Geschäftsmodelle zu ermöglichen.

Denkbar wäre in diesem Zusammenhang auch die Einführung von **Data Hubs** bzw. die standardisierte Nutzung von Data Spaces. Über diese könnte ein sicherer Datenaustausch zentral zwischen den Akteuren stattfinden. Neuer Geschäftsmodelle könnten sich daran anlehnen, wovon beispielsweise auch Fahrzeughersteller profitieren könnten. Insbesondere in Deutschland würde ein solcher zentralisierter Ansatz das Datenmanagement über die mehr als 850 VNBs hinweg stark vereinfachen.

Die **Anforderungen der ISO 15118-20** definieren bereits einen Großteil der verpflichtend bereitzustellenden Datenpunkte für Hersteller von Fahrzeugen und Ladestationen. Eine europaweit verbindliche Einführung der ISO-Norm stellt ab 2027 für Ladestationen den notwendigen Datenaustausch zwischen Fahrzeugen und Ladestationen für relevante Anwendungsfälle sicher. Auch wenn durch die verpflichtende Bereitstellung einer ISO 15118-20-konformen Schnittstelle an Ladestationen davon auszugehen ist, dass der Kommunikationsstandard in den nächsten Jahren flächendeckend Anwendung findet, sollte durch entsprechende Maßnahmen auf Fahrzeugebene flankiert werden.

4.8 Konformitätstests für verpflichtende Standards anreizen

Hürde: Mangelnde Interoperabilität

Zur Sicherstellung der Interoperabilität müssen die für das bidirektionale Laden vorhandenen Kommunikationsprotokolle standardkonform implementiert werden. Dazu sind **einheitliche Test- und Zertifizierungsprozesse** unerlässlich. Zum einen kann dadurch die semantische und pragmatische Interoperabilität der Systeme sichergestellt werden. Zum anderen können durch systematische Tests bestehende Definitionslücken in den Standards zügig identifiziert und geschlossen werden. [41] Der Gesetzgeber kann durch gezielte Incentivierung die Entwicklung und Durchführung solcher Konformitätstests anreizen – beispielsweise indem die Zertifizierung von Interoperabilität zwischen Komponenten bei existierenden Standards transparent online durch eine offizielle Stelle veröffentlicht wird.

Anzumerken ist, dass Standards vorrangig dort eingesetzt werden sollten, wo sie einen klaren Mehrwert bieten. Insbesondere in der frühen Marktphase können **auch proprietäre Schnittstellen sinnvoll** sein, um eine schnelle Markteinführung und eine lernfähige Systementwicklung zu ermöglichen.

4.9 Novellierung der Entgeltsystematik

Hürde: Hohe staatlich induzierte Strompreisbestandteile (SIP) in Deutschland

Seit Inkrafttreten der geltenden allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom hat sich das Energiesystem in Deutschland deutlich gewandelt. Über spezifische Regelungen und Sondernetzentgelte, wie beispielsweise im Kontext des § 14a EnWG oder § 19 StromNEV, wurde immer wieder versucht, dem Wandel Rechnung zu tragen.

Mit dem Auslaufen der bestehenden allgemeinen Regelungen zum 31. Dezember 2028 hat die Bundesnetzagentur im Mai 2025 ein **Konsultationsverfahren zur Novellierung der allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) angestoßen**. [57] Ausgewählte Anpassungsoptionen sollen im

Folgenden kurz hinsichtlich ihrer Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit von V2G und zu erwartende Verteilungseffekte diskutiert werden. Eine eindeutige Empfehlung pro oder contra spezifische Novellierungsvorschläge der Entgeltsystematik sprechen wir aufgrund der laufenden Arbeiten im Zuge des Konsultationsverfahrens an dieser Stelle explizit nicht aus.

Wichtig ist jedoch, dass das AgNes-Verfahren ein *Level Playing Field* für alle flexiblen Verbraucher und Erzeuger im Energiesystem schafft und V2G nicht gegenüber anderen Technologien benachteiligt wird, um die wirtschaftliche Attraktivität von V2G zu gewährleisten. Weiterführende Einschätzungen und Reaktionen auf das Diskussionspapier finden sich beispielsweise in den Stellungnahmen der 4 ÜNB [58] oder dem VDA [59].

Verbreiterung der Kostenträgerbasis durch Einspeisernetzentgelte
Angesichts steigender Netzkosten bietet eine Beteiligung der Einspeiser – also Erzeugungsanlagen und Speicher – grundsätzlich die Möglichkeit, zusätzliche Akteure an der Finanzierung des Stromnetzes zu beteiligen und die Einspeiser-Seite über Preisanreize gezielt zu motivieren. Für eine zwischengespeicherte Kilowattstunde bedeutet dies jedoch eine vierfache Belastung: Einerseits bei der Erzeugung, andererseits bei der Speicherung, der Ausspeisung und dem Endverbrauch.

Für V2G würde sich damit zunächst eine zusätzliche Belastung ergeben. Letztlich würden diese Kosten, wenn auch ggf. in einer anderen Verteilung zwischen den Kundengruppen, über den Haushaltsstrompreis von den Endverbrauchern getragen werden. [60]

Einführung eines Kapazitätspreises
Laut dem Diskussionspapier der BNetzA deuten Studienergebnisse darauf hin, dass eine direkte Bepreisung der bestellten Anschlusskapazität eine sehr hohe Kostenreflexivität aufweist [57]. Eine Überschreitung der bestellten Kapazität könnte mit einem technischen Bauteil ähnlich einer Sicherung oder mit Pönalen verhindert werden.

In einer statischen Ausgestaltung müsste für die vollständige Nutzung des V2G-Potenzials mindestens die maximale volle Lade-/ Entladeleistung als Kapazität reserviert werden – zu einem entsprechenden Preis. Ein Kapazitätspreis, der beispielsweise mit einem FCA gekoppelt ist, wäre zielgerichteter, wenn die Bepreisung zwischen bedingter und unbedingter Kapazität unterscheidet. So kann die unbedingte Kapazität geringer und günstiger ausfallen, während V2G-Aktivitäten in engpassfreien Zeiten dennoch zu höheren Preisen ermöglicht werden.

Dynamisierung der Netzentgelte
Über eine Dynamisierung der Netzentgelte wird i. d. R. versucht, eine verbesserte Anreizwirkung und eine verbesserte Kostenreflexivität zu erreichen, da sich die Netznutzung in Zeiten hoher Auslastung in höheren Preisen niederschlägt. Voraussetzung dafür ist, dass die Netzentgelte in hinreichender zeitlicher und örtlicher Auflösung bestimmt werden können und ausreichende Preissprünge für eine Lastverschiebung aufweisen. Entsprechende Netzentgelte müssten in einem standardisierten sowie maschinenlesbaren Format verfügbar sein, was bei der Anzahl an VNBs in Deutschland und dem aktuellen Stand der Digitalisierung eine Herausforderung darstellt.

Für V2G wären dynamische Netzentgelte ein Anreiz, Ladevorgänge in Zeiten geringer Netzbelastung zu verschieben und dadurch Kosten einzusparen. Dies würde die Zwischenspeicherung von Strom wirtschaftlich attraktiver machen, aber die Netzentgeltbelastung nicht vollständig aufheben. Der Ansatz ließe sich zudem nur schwer mit einer Erstattung der saldierten Netzentgelte kombinieren, da im Nachhinein nicht mehr festgestellt werden kann, wann eine Kilowattstunde ursprünglich in den Speicher geflossen ist. Insbesondere für Endverbraucher mit unflexiblen Anlagen können dynamische Netzentgelte auch zu deutlichen Mehrbelastungen in Zeiten hoher Netzauslastung führen.

4.10 Einheitliche nationale (und europäische) Netzanschlussbedingungen

Hürde: Netzanschlussbedingungen für AC-Wallboxen

Die Einführung einheitlicher Technischer Anschlussbedingungen (TAB) auf nationaler, idealerweise europäischer Ebene ist sinnvoll. Mindestens die über 850 VNBs in Deutschland sollten sich auf einheitliche TAB einigen. Als anerkannte Regeln der Technik mit Empfehlungscharakter könnte ein **aktualisierter VDE-Hinweis** hierfür bereits ausreichen. Alternativ könnte ein **bundesweiter Prozess zur Vereinheitlichung der TAB** initialisiert werden, in dem insbesondere die Anforderungen der VNB unter Berücksichtigung der Umsetzungsmöglichkeiten (IT- und Prozess-Kompetenz) berücksichtigt werden. Das vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW betriebene Netzportal der Verteilnetzbetreiber *VNBdigital* stellt bereits die TAB der deutschen Verteilnetzbetreiber an

einer zentralen Stelle zur Verfügung. Dies stellt somit in einem ersten Schritt bereits heute die notwendige Transparenz her.

Eine **gesetzliche Regelung zur schrittweisen Vereinheitlichung der TAB** an den Stellen, wo dies möglich ist, würde den Herstellern auf europäischer Ebene zusätzliche Planungssicherheit bei der Entwicklung entsprechender Komponenten bieten. Aufgrund nationaler Besonderheiten in den Verteilnetzen ist jedoch darauf hinzuweisen, dass einer europäischen Vereinheitlichung Grenzen gesetzt sind.

4.11 Novellierung der KAV (Konzessionsabgabenverordnung)

Hürde: Hohe staatlich induzierte Strompreisbestandteile (SIP) in Deutschland

Um zu verhindern, dass einzelne Netzbetreiber auch für Sondervertragskunden im Rahmen von Modul 2 § 14a weiterhin die Konzessionsabgabe in voller Höhe erheben, sollte der Gesetzgeber hier durch eine **Novellierung der Konzessionsabgabenverordnung (KAV)** schnellstmöglich **Rechtssicherheit** herstellen [61]. Damit würde der Rechtsauffassung des Bundeskartellamts von 2010 gefolgt und die Konzessionsabgabe auf 0,11 ct/kWh gedeckelt werden. Dies würde die wirtschaftliche Attraktivität einer Zwischenspeicherung von Netzstrom durch V2G weiter steigern.

5 Einordnung und Ausblick

Der erfolgreiche Hochlauf von V2G ist keineswegs selbstverständlich. Aktuell verläuft die Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen langsamer als ursprünglich erwartet, während stationäre Batteriespeicher gleichzeitig einen regelrechten Boom erleben. Die in dieser Studie vorgestellten Lösungsvorschläge können sicherlich einen wesentlichen Beitrag leisten, V2G-Anwendungen gezielt voranzubringen und das damit verbundene Potenzial zu erschließen. Ob und in welchem Umfang V2G in Zukunft eine relevante Rolle im Energiesystem einnehmen kann, hängt jedoch nicht allein von der Umsetzung technischer und regulatorischer Maßnahmen ab, sondern maßgeblich auch vom Verhalten und der Akzeptanz der Elektrofahrzeug-Kund:innen.

Die in Kapitel 4 dargelegten, konkreten Lösungsansätze richten sich gezielt an klar definierte Akteursgruppen, die in der Lage sind, die Umsetzung dieser Maßnahmen voranzutreiben. Um eine erfolgreiche Etablierung der Ansätze zu sichern, sollten die adressierten Personen zukünftig noch **enger zusammenarbeiten** und gemeinsam einen ganzheitlich gedachten Rechtsrahmen gestalten, der sowohl **Rechtssicherheit** als auch Fortschritt ermöglicht. **Experimentierklauseln** sollten in Deutschland vermehrt Anwendung finden, um wertvolle Lernerfahrungen zu einem Zeitpunkt zu generieren, an dem aufgrund einer noch geringen Marktdurchdringung keine wesentlichen physikalischen Auswirkungen auf das Energiesystem zu erwarten sind. Digitale Prozesse – vor allem auf Seiten der Netzbetreiber – müssen klar definiert und vor allem für diese umsetzbar sein. Vorzeichenunabhängige, **präventive Mechanismen zur Netzentlastung** sollten ebenso entwickelt werden wie eine neue, zukunftsfähige **Netzentgeltsystematik**.

Neben der Umsetzung der beschriebenen Lösungen hängt der Erfolg von V2G aber auch ganz entscheidend vom Interesse und der **Akzeptanz** der potenziellen Kund:innen ab. Um Menschen für die V2G-Technologie zu gewinnen und mögliche Vorurteile gezielt abzubauen, bedarf es einer koordinierten, branchenweiten Anstrengung. Um die Bekanntheit von V2G-Anwendungen insbesondere auch gegenüber V2H zu erhöhen, ist eine **zielgerichtete Kommunikation** auf unterschiedlichen Ebenen von entscheidender Bedeutung. Sie sollte sich nicht nur auf Fachkreise beschränken, sondern unterschiedliche Ebenen der Ansprache bedienen – von informativen Zeitungsartikeln bis hin zur direkten Beratung in Autohäusern.

Es bedarf **niederschwelliger Aufklärungsangebote** entlang der kompletten Wirkkette, vom Energieversorger, über Netzbetreiber und Elektroinstallateur bis hin zum Fahrzeughersteller. Dabei sollte darauf geachtet werden, die verschiedenen Anwendungen des bidirektionalen Ladens nicht gegeneinander auszuspielen (V2G vs. V2H), sondern die Vorteile eines integrativen Value-Stacking-Ansatzes zu betonen. Ab einer kritischen Masse an bidirektional ladefähigen Fahrzeugen und entsprechenden Ladepunkten ist zu erwarten, dass sich selbstverstärkende Effekte einstellen und die Vorteile von V2G zunehmend breiter in den Markt getragen werden.

Mit zunehmender Bekanntheit von V2G sollten auch mögliche Befürchtungen hinsichtlich Einschränkungen des individuellen Mobilitätsverhaltens angesprochen und ausgeräumt werden. Hierbei können Rückmeldungen aus zahlreichen bereits durchgeführten Pilotprojekten angeführt werden. Sie belegen, dass Steuerungseingriffe in der Praxis **kaum als spürbare Einschränkung wahrgenommen** werden [4]. Zudem sollte Transparenz über die geltenden gesetzlichen Regelungen, wie beispielsweise § 14a EnWG, geschaffen werden. Dabei sollte darauf hingewiesen werden, dass Kund:innen die Möglichkeit haben, Mindest- und Ziel-Ladezustände (SOC) individuell festzulegen und damit insbesondere bei frühzeitiger Planung keine wahrnehmbaren Einschränkungen zu befürchten ist.

Zentral für die breitflächige Etablierung des bidirektionalen Ladens und eine hohe Akzeptanz bei Kund:innen ist ein **reibungsloses Technologieerlebnis** nach dem „Plug and Play" Prinzip. Alle Hersteller der entsprechenden technischen Hardware- und Softwarekomponenten sollten das Ziel verfolgen, Interoperabilität an zentralen (Kommunikations-)Schnittstellen sicherzustellen, und den Kund:innen so eine **freie Auswahl der eingesetzten Produkte** ermöglichen. Dabei spielen Normen und Standards an den notwendigen Schnittstellen eine wesentliche Rolle. Nur durch eine zunehmende Marktdurchdringung lassen sich die Mehrkosten von V2G schließlich senken und eine flächendenkende Nutzung ermöglichen.

Literaturverzeichnis

[1] Energy Saving Trust, "Powerloop Vehicle-to-Grid trial. Customer insights and best practice guide," Energy Saving Trust Limited, London, 2022.

[2] Cenex, "EV-elocity. Project Final Report," Cenex, Leicestershire, 2022.

[3] FfE, „Abschlussbericht zum Projekt: BDL - Bidirektionales Lademanagement," FfE, München, 2023.

[4] FfE, „Beyond the Road - Finaler Ergebnisbericht des Projekts unIT-e²," FfE, München, 2025.

[5] R. Bathke, „Renault bringt V2G nach Frankreich - Deutschland muss warten," energate GmbH, 22 10 2024. [Online]. Available: https://www.energate-messenger.de/news/248351/renault-bringt-v2g-nach-frankreich-deutschland-muss-warten. [Zugriff am 17 6 2025].

[6] Agora Energiewende; FfE, „Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können," 2023.

[7] Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur; Now GmbH, „Bidirektionales Laden diskriminierungsfrei ermöglichen. Positionspapier," Berlin, 2024.

[8] e-mobil BW GmbH; NRW.Energy4Climate GmbH, „Bidirektionales Laden in Deutschland – Marktentwicklung und Potenziale," 2023.

[9] N. Maas und V. Regener, „Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern - Lösungsansätze aus der Praxis," FfE, München, 2025.

[10] T. Kern und S. Kigle, „Modeling and evaluating bidirectionally chargeable electric vehicles in the future European energy system," *Energy Reports,* Nr. 8, pp. 694-708, 2022.

[11] M. Kühnbach, M. Klobasa, A. Stephan, B. Lux, F. Frank, A. Surmann, J. Kähler, W. Biener, Z. Kamaci und R. John, „Potential of a full EV-power-system-integration in Europe and how to realise it. Study on behalf of Transport & Environment (T&E) Europe," 2024.

[12] FfE, „ Bidirektionales Laden – Anwendungsfälle aus Nutzersicht. Abschlussbericht zur Studie im Auftrag des ADAC e. V.," 2024.

[13] Neon Neue Energieökonomik GmbH, „Intelligentes Laden - Finanzielle Einsparpotentiale und Strommarkt-Erlöse durch flexibles und bidirektionales Laden von Elektroautos," Rabot Energy, Berlin, 2025.

[14] nymoen strategieberatung gmbh, „Initiative „Bidirektionales Laden" - Positionspapier zu notwendigen regulatorischen Anpassungen im Kontext des bidirektionalen Ladens," 2022.

[15] BMW Group; dcbel; Energinet; E.ON; Jedlix/Kraken Technologies; Renault Group; TenneT, „JOINT REPORT by European Working Group 1 "Car Charging and Aggregators" and European Working Group 2 "Energy and Grid Topics" in the "Coalition of the Willing on Bidirectional Charging"," 2024.

[16] Bayernwerk, Mercedes-Benz Group, The Mobility House, „BRIEF REPORT by the German sub-working group WG 3a: "Legal and sublegal framework for Germany"," 2024.

[17] N. Jooß, A. Weiß und C. Müller, „Dynamische Stromtarife vs. Bidirektionales Laden. Die Treiber des Netzausbaus in der Niederspannung," Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 2024.

[18] BDI, *Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft,* München: BDI, 2021.

[19] A. Ostermann, M. Müller und S. Faller, „Bidirectional Charging Management – Developing a measurement concept for pilot operation in Germany," Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Technical University of Munich, Munich, 2020.

[20] P. B. Andersen, S. Hashemi Toghroljerdi, T. M. Sørensen, B. E. Christensen, J. C. M. L. Høj und A. Zecchino, „The Parker Project: Final Report," 2019.

[21] Cenex, „Commercial Viability of V2G: Project Sciurus," 2021.

[22] J. Nájera, J. Arribas, R. d. Castro und C. Núñez, „Semi-empirical ageing model for LFP and NMC Li-ion battery chemistries," *Journal of Energy Storage,* Bd. 72, 2023.

[23] M. Dubarry und A. Devie, „Battery durability and reliability under electric utility grid operations: Representative usage aging and calendar aging," *Journal of Energy Storage,* Bd. 18, pp. 185-195, 2018.

[24] J. Gong, D. Wasylowski, J. Figgener, S. Bihn, F. Rücker, F. Ringbeck und D. U. Sauer, „Quantifying the impact of V2X operation on electric vehicle battery degradation: An experimental evaluation," *eTransportation,* Bd. 20, 2024.

[25] K. Uddin, T. Jackson, W. Widanage, G. Chouchelamane, P. Jennings und J. Marco, „On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by an integrated vehicle and smart-grid system," *Energy,* Bd. 133, pp. 710-722, 2017.

[26] A. Jensen, M. Günther, B. Kämpfe und L. Mohr, „Factors influencing user acceptance of smart charging," Technical University of Denmark, Kopenhagen, 2024.

[27] CDU; CSU; SPD, „Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD - 21. Legislaturperiode," Berlin, 2025.

[28] M. Greive, J. Olk und K. Stratmann, „Senkung der Stromsteuer für alle Verbraucher fällt aus," *Handelsblatt,* 25 06 2025.

[29] Bundeskartellamt, „Sektoruntersuchung Heizstrom - Marktüberblick und Verfahren," Bundeskartellamt, Bonn, 2010.

[30] BDEW, „Anwendungshilfe - Konzessionsabgabenrechtliche Behandlung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14 a EnWG," Berlin, 2025.

[31] Bundesnetzagentur, „Beschluss wegen Festlegung von Netzentgelten für steuerbarere Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG. Aktenzeichen: BK8-22/010-A," Bundesnetzagentur, Bonn, 2023.

[32] A. Weiß, E. Wendlinger, M. Hecker und S. Köppl, „Variable Netzentgelte als Option für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach §14a," Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 18 10 2024. [Online]. Available: https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/variable-netzentgelte-als-option-fuer-steuerbare-verbrauchseinrichtungen-nach-%C2%A714a/. [Zugriff am 17 6 2025].

[33] W. Duschl, H. Schaldach, W.-Y. Choi und A. Voit, „Herleitung eines skalierungsfähigen Zähler- und Messkonzepts für bidirektionales Laden in der Niederspannung," Bayernwerk Netz GmbH, Regensburg, 2025.

[34] P. Stratmann, „Wie wecken wir Heimspeicher aus dem Dornröschenschlaf?," Bundesnetzagentur, Bonn, 2024.

[35] Bundesnetzagentur, „Roll-out intelligente Messsysteme: Quartalsweise Erhebungen," 31 März 2025. [Online]. Available:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html.

[36] A. Papke und J. Hilpert, „Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen. Rechtliche Rahmenbedingungen und Hemmnisse," Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg, 2024.

[37] M. Mültin, "What are vehicle-to-grid services?," switch-ev, 24 4 2019. [Online]. Available: https://www.switch-ev.com/blog/vehicle-to-grid#. [Accessed 17 6 2025].

[38] go-e, „Bidirektionales Laden in Deutschland: Woran scheitert es aktuell noch?," go-e, 11 12 2024. [Online]. Available: https://go-e.com/de-de/magazin/bidirektionales-laden-in-deutschland#. [Zugriff am 17 6 2025].

[39] E-Bridge Consulting GmbH, „Vorbereitung der Pilotierung des komplementären marktbasierten Engpassmanagements," E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, 2024.

[40] K.-M. Ehrhart, A. Eicke, L. Hirth, F. Ocker, M. Ott, I. Schlecht und R. Wang, „Analysis of a Capacity-Based Redispatch Mechanism," Karlsruhe Institute of Technology, Karlsruhe, 2024.

[41] P. Vollmuth, J. Hawran, A. Ostermann, F. Krug, M. Boldt, A. Abromeit und C. Behringer, „Interoperabilität im Energiesystem der Zukunft. Erkenntnisse aus dem unIT-e² Plugfest," München, 2024.

[42] J. Hawran, A. Ostermann, P. Vollmuth, M. Boldt, A. Abromeit, F. Krug, C. Behringer, J. Zilg, H. Ruland, G. Werduen und P. Duellman, „Umsetzung der Leistungslimitierung (§ 14a EnWG) über EEBus LPC und Smart Charging über EEBus CEVC in Verbindung mit ISO 15118-2 und -20. Herausforderungen und Handlungsempfehlungen aus dem unIT-e² Plugfest," München, 2024.

[43] Open Charge Alliance, "OCPP 2.0.1 Part 2 - Specification," Arnhem, 2023.

[44] Open Charge Alliance, „OCPP 2.1 Part 2 -Specification," 2025.

[45] EEBus Initiative e.V., "EEBUS Solutions," EEBus Initiative e.V., 2022. [Online]. Available: https://www.eebus.org/solutions/#use_case_tab. [Accessed 17 6 2025].

[46] „EUPD Research: Installationen geförderter Ladestationen gesunken," sig Media GmbH & Co. KG, 29 3 2023. [Online]. Available: https://www.50komma2.de/elektromobilitaet/eupd-research-installationen-gefoerderter-ladestationen-gesunken/#. [Zugriff am 17 6 2025].

[47] Open Charge Alliance, „OCPP for Resource-Constrained Devices," Open Charge Alliance, Arnhem, 2025.

[48] ACER, „Demand response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back? 2023 Market Monitoring Report," ACER, Ljubljana, 2023.

[49] Netze BW; TransnetBW, „Informationen zum Projekt DA/RE," Netze BW; TransnetBW, 2018. [Online]. Available: https://www.dare-plattform.de/. [Zugriff am 20 6 2025].

[50] ACER, „Recommendation DR NC Annex 1 – Amended Demand Response Network Code," ACER, Ljubljana, 2025.

[51] P. Vollmuth, D. Wohlschlager, L. Wasmeier und T. Kern, „Prospects of electric vehicle V2G multi-use," FfE, München, 2024.

[52] BMWK, „Prüfung der Erforderlichkeit einer Experimentierklausel - Prüfschema im Rahmen der Erstellung von Gesetzentwürfen," BMWK, Berlin, 2025.

[53] T. Kern, P. Dossow und S. von Roon, „Integrating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles into the Electricity Markets," *Energies,* Bd. 13, Nr. 21, 2020.

[54] BSI, „BSI aktualisiert Standards für Smart-Meter-Gateways," Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), 19 Dezember 2024. [Online]. Available: https://www.bsi.bund.de/DE/Service-

Navi/Presse/Alle-Meldungen-News/Meldungen/Aktualisierung_Standards_SMGW_241219.html. [Zugriff am 16 Juli 2025].

[55] Federal Office for Information Security, "Protection Profile for a Smart Meter. Version 2.0," Bonn, 2024.

[56] V. Regener und N. Maas, „Netzentgelte und bidirektionales Laden - Das Für und Wider weiterer Erleichterungen für (mobile) Speicher," FfE, München, 2024.

[57] Bundesnetzagentur, „Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)," Bundesnetzagentur, Bonn, 2025.

[58] 4 ÜNB, „Allgemeine Netzentgeltsystematik (AgNes) - Stellungnahme der vier ÜNB," Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2025.

[59] VDA, „Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNEs) - Hinweise zum Diskussionspapier der BNetzA," Berlin, 2025.

[60] BDEW, „Überlegungen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik Strom," BDEW Bundesverband, Berlin, 2025.

[61] Bundesministerium der Justiz, „Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV)," Bundesministerium der Justiz, Berlin, 2006.

[62] Deutsche Energie-Agentur, „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität - Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe," Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, 2021.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Überblick der in der Literatur ausgearbeiteten Mehrwerte des bidirektionalen Ladens 8

Abbildung 2-2: Exemplarische Simulationsergebnisse zur zusätzlichen Netzbelastungen durch gesteuertes und bidirektionales Laden (Spotmarkt-orientiertes Laden) in Deutschland [18] 10

Abbildung 3-1: Konzept des Vorsteuerabzugs bei zwischengespeichertem Strom (Beispielzahlen) 15

Abbildung 3-2: Strompreisbestandteile in Deutschland 2024 15

Abbildung 3-3: Vergleich der Abgrenzungsoption Abs. 3b (links) und Pauschaloption Abs. 3c (rechts); Quelle: [35] 17

Abbildung 3-4: Status Quo der iMSys Architektur 18

Abbildung 3-5: Vereinfachte Ladearchitektur für bidirektionales Laden 20

Abbildung 3-6: Aggregation und Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern nach NKK-Konzept aus dem Projekt unIT-e^2; Die finale Umsetzung des Zusammenspiels von connect+, DA/RE und der organisatorischen Instanz sind noch auszuarbeiten. 21

Abbildung 3-7: Exemplarische Rechnung von Amortisationszeit für V2G Mehrkosten bei unterschiedlichen jährlichen Kostenersparnissen durch V2G-Anwendungen (dynamische Amortisationsrechnung mit 3 % Kalkulationszinssatz) 23

Abbildung 4-1: Roadmap für Lösung der bestehenden Hürden beim bidirektionalen Laden, aufgeteilt in eine Start- und Lernphase und eine V2G Hochlaufphase. Der Fokus der erarbeiteten Lösungen liegt auf der Start- und Lernphase und richtet sich an die Politik und Regulierung. 25

Abbildung 4-2: Zwei-Zähler-Messkonzept zur Umsetzung der Abgrenzungsoption nach § 19 EEG Abs. 3b mittels gewillkürter Vorrangregelung;Quelle: [32] 26

Abbildung 4-3: Schematische Darstellung einer netzneutralen Betriebsweise, die vorhandene Netzkapazitäten optimal ausnutzt, ohne zusätzliche Engpässe zu verursachen 28

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Übersicht über die verschiedenen staatlich induzierten Preisbestandteile 15

Tabelle 3-2: Vergleich zwischen European Data Act und Art. 20a Abs. 3 RED III 16

Tabelle 3-3: Unterschiede der Netzanschlussbedingungen von bidirektionalen und unidirektionalen AC/DC Ladestationen 19

Tabelle 3-4: V2G Technologie-Mehrkosten für die vier relevantesten Kostenpunkte im Vergleich zum ungesteuerten Direktladen **Fehler! Textmarke nicht definiert.**

Anhang

Anhang: Liste der betrachteten Studien

Legende:

/	nicht betrachtet	++	stark positive Bewertung
o	neutrale Bewertung	-	negative Bewertung
+	positive Bewertung	--	stark negative Bewertung

Titel	Herausgeber	Integration Erneuerbarer Energien	Netzdienlichkeit & Systemstabilität auf ÜN-Ebene	Netzausbaubedarfe & Netzdienlichkeit auf Verteilnetzebene	Ressourceneffizienz	Einsparung Systemkosten	Mehrwerte aus Kund:innensicht
Bidirektionales Laden diskriminierungsfrei ermöglichen	Now GmbH / 2024	o	+	-	o	+	++
JOINT REPORT by European Working Group 1 "Car Charging and Aggregators" and European Working Group 2 "Energy and Grid Topics"	"Coalition of the Willing on Bidirectional Charging" / 2024	/	+	+	/	+	++
Bidirektionales Laden – Anwendungsfälle aus Nutzersicht	FfE & ADAC / 2024	+	/	/	/	/	++
Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft	BCG & BDI / 2021	+	/	+	/	/	/
Aufbruch Klimaneutralität	dena / 2021	+	+	+	/	/	/
Intelligentes Laden	Neon Neue Energieökonomik / 2025	+	+	+	/	+	+
Modeling and evaluating bidirectionally chargeable electric vehicles in the future European energy system	Kern & Kigle (FfE)/ 2021	+	+	+	/	+	/

Bidirectional Charging Management – Developing a measurement concept for pilot operation in Germany	Ostermann et al. (FfE) / 2020	/	/	/	/	/	++
Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen	Agora Energiewende & FfE/ 2023	+	/	-	/	+	+
Bidirektionales Laden in Deutschland – Marktentwicklung und Potenziale	e-mobil BW GmbH & NRW.Energy4Climate GmbH / 2023	o	/	/	/	/	o
Initiative „Bidirektionales Laden“	nymoen strategieberatung gmbh / 2022	+	+	+	/	+	+
Parker Project	DTU / 2019	/	/	/	/	/	o
Project Sciurus	Cenex	/	/	/	/	/	+
Study on the “Potential of a full EV-power-systemintegration in Europe & how to realise it	Fraunhofer + T&E / 2024	+	+	+	/	+	+
BRIEF REPORT by the German sub-working group WG 3a: “Legal and sublegal framework for Germany”	“Coalition of the Willing on Bidirectional Charging” / 2024	/	+	+	/	+	++

www.ffe.de