

Bidirektionales Laden – Anwendungsfälle aus Nutzersicht

Studie im Auftrag des ADAC e. V.
Abschlussbericht der FfE

Bidirektionales Laden – Anwendungsfälle aus Nutzersicht

Studie im Auftrag des ADAC e. V.
Abschlussbericht der FfE

Impressum

Herausgeber



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

Abschlussbericht zur Studie

Bidirektionales Laden – Anwendungsfälle aus
Nutzersicht

Veröffentlicht am

01.05.2024

Redaktionsschluss

01.04.2024

Projektleitung

Jakob Zahler
Patrick Vollmuth

Bearbeiter:innen

Patrick Vollmuth
Jakob Zahler
Philipp Stedem
Kirstin Wagner
Valentin Preis
Dr.-Ing. Timo Kern

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung

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

Bitte zitieren als

FfE (2024): Bidirektionales Laden – Anwendungsfälle
aus Nutzersicht. Abschlussbericht zur Studie im Auf-
trag des ADAC e. V.

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung	6
1 Motivation und Überblick	8
1.1 Aufbau und Umfang der Studie.....	8
1.2 Was ist bidirektionales Laden?	9
1.2.1 Komponenten des bidirektionalen Ladens.....	9
1.2.2 V2X-Kategorien	10
1.3 Übersicht der betrachteten Anwendungsfälle	10
2 Technik	13
2.1 Stand der Technik.....	13
2.1.1 Elektrofahrzeuge	13
2.1.2 Normen.....	16
2.1.3 Ladeinfrastruktur	17
2.2 Marktüberblick	18
2.2.1 Elektrofahrzeuge	18
2.2.2 Wallboxen	21
2.3 Mehrkosten von bidirektionalem Laden	21
2.3.1 Wallbox-Anschaffungskosten	23
2.3.2 Wallbox-Installationskosten	23
2.3.3 Einbau und Betrieb von Messtechnik	24
2.3.4 Zusätzliche Energiemanagement-Hardware	24
2.3.5 Fazit Mehrkosten für bidirektionales Laden.....	24
2.3.6 Vergleich zu Heimspeichern	24
3 Energierecht	27
3.1 Stromlieferverträge	27
3.2 Bestandteile des Strompreises.....	27
3.2.1 Energiepreis.....	28
3.2.2 Netzentgelte	28
3.2.3 Messentgelte	31
3.2.4 SIP (Abgaben / Umlagen / Steuern).....	31
3.2.5 Privilegierungen für Stromspeicher und Ladepunkte für Elektromobile.....	31
3.3 Stromtarife	32
3.4 Monetarisierung der Flexibilität	34
3.4.1 Ableitungen aus Verbrauchersicht.....	35
4 Simulationen	38
4.1 Grundlagen der Simulationen.....	38

4.2	Annahmen und verwendete Zahlenwerte.....	39
4.3	Ergebnisdarstellung	42
5	Dynamische Stromtarife (V2H)	45
5.1	Beschreibung	46
5.2	Ergebnisse der Simulationen.....	47
5.3	Rechtliche Anforderungen und Regulatorik.....	51
6	PV-Eigenverbrauchsoptimierung (V2H)	53
6.1	Beschreibung	54
6.2	Ergebnisse der Simulationen.....	54
6.3	Rechtliche Anforderungen und Regulatorik.....	59
7	Zeitliche Arbitrage (V2G)	61
7.1	Beschreibung	62
7.2	Ergebnisse der Simulationen.....	63
7.3	Rechtliche Anforderungen und Regulatorik.....	67
8	PV-Eigenverbrauchserhöhung mit zeitlicher Arbitrage (V2G)	70
8.1	Beschreibung	71
8.2	Ergebnisse der Simulationen.....	71
8.3	Rechtliche Anforderungen und Regulatorik.....	76
9	Systemdienstleistungen durch Vorhaltung von Batteriekapazität (V2G)	79
9.1	Beschreibung	80
9.2	Diskussion des Anwendungsfalls.....	80
10	Fazit und Handlungsempfehlungen	85
10.1	Anwendungsfallübergreifende Schlussfolgerungen.....	85
10.2	Anwendungsfallsspezifische Schlussfolgerungen	86
	Literaturverzeichnis	91
	Abbildungsverzeichnis	94
	Tabellenverzeichnis.....	95
	Anhang	96
A.1	Modellumgebung eFlame	96

Kurzzusammenfassung

Die Transformation des Energiesystems geht mit einem grundlegenden Wandel einher, weg von fossilen Energien, hin zu erneuerbaren Energiequellen. Neben der Art, wie wir Strom in Zukunft produzieren, geht dieser Wandel aber auch mit einer Veränderung der Versorgungsstruktur einher. Anstelle einer zentralisierten, auf fossilen Energien basierenden Versorgungsstruktur tritt die dezentrale Erzeugung mit erneuerbaren Energien. Mit der Dezentralisierung rücken auch kleinere Akteure in den energiewirtschaftlichen Fokus, wie Besitzer von Elektrofahrzeugen, die durch bidirektionales Laden ihrer Fahrzeugbatterien in den unteren Netzebenen Flexibilitäten schaffen und damit einen relevanten Beitrag zur Energiewende leisten können.

Durch bidirektionales Laden wird Strom nicht nur in die Batterie des Elektrofahrzeugs eingespeichert, sondern kann auch wieder aus dem Elektrofahrzeug entnommen werden. Die Fahrzeugbatterie wird zum Energiespeicher, der sich flexibel für Stromverbraucher im eigenen Haushalt nutzen lässt oder in Zukunft auch in das öffentliche Stromnetz einspeisen kann. Damit lassen sich im Haushalt Kosten senken und im Stromnetz Flexibilitäten schaffen, die vergütet werden. Das Elektrofahrzeug wird zur Brücke zwischen Mobilität und Energiesystem.

Der vorliegende, vom ADAC e.V. bei der FfE in Auftrag gegebene Bericht umfasst den aktuellen Stand der Technik für bidirektionales Laden, anfallende Mehrkosten der Technologie sowie rechtliche Aspekte. Zudem werden die kurz- und mittelfristig relevanten Anwendungsmöglichkeiten für bidirektionales Laden detailliert beschrieben und Möglichkeiten der Kosteneinsparung modellbasiert erörtert. Abschließend werden Handlungsempfehlungen für Entscheider:innen in Politik und Wirtschaft formuliert, um bidirektionales Laden für Anwender:innen attraktiv zu gestalten und damit einen breiten Markthochlauf finanziell zu fördern.

In Bezug auf den Entwicklungsstand der Technik des bidirektionalen Ladens sind erfreulich wenige Hemmnisse festzustellen: Nach erfolgter Veröffentlichung der Norm ISO 15118-20 haben die Fahrzeughersteller eine Basis, um bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge in Serie zu bauen. Gleiches gilt für entsprechende Wallboxen. In Europa sind seit diesem Jahr erste sogenannte „bidi-ready“ Fahrzeuge verfügbar. Ab Ende 2024 ist mit einer größeren Auswahl an bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeugen und entsprechenden Wallboxen zu rechnen.

Die Mehrkosten für das bidirektionale Laden sind kurz- bis mittelfristig allerdings noch so hoch, dass sich die Technologie zunächst nur für eine kleine Gruppe an Nutzer:innen - abhängig vom individuellen Nutzungsverhalten - finanziell lohnen wird. Langfristig wird die Umsetzung der vorgestellten Anwendungsfälle jedoch aller Voraussicht nach rentabler werden, da die Mehrkosten der Anschaffung und des Betriebs sinken werden. Es gibt keine rechtlichen Vorgaben oder Einschränkungen, die bidirektionales Laden grundlegend verhindern. Allerdings sind manche Rahmenbedingungen nicht ausreichend konkret für bidirektionales Laden ausgestaltet, z. B. bei der rechtlichen Einordnung bidirektional ladefähiger Elektrofahrzeuge in die bestehenden Regime für stationäre Batteriespeicher. Insgesamt lässt sich festhalten, dass es für private Nutzer:innen ratsam ist, beim Kauf des nächsten Fahrzeuges ein bidirektional ladefähiges Elektrofahrzeug inklusive entsprechender Wallbox in Betracht zu ziehen.



Motivation und Überblick

1 Motivation und Überblick

Der Anteil von Elektrofahrzeugen am Pkw-Bestand nimmt fortlaufend zu. Elektromobilität wird durch den Ladebedarf damit zunehmend ein relevanter Faktor im Energiesystem. Durch bidirektionales Laden kann die Elektromobilität aktiv zur Weiterentwicklung des Energiesystems beitragen. Doch welchen Vorteil bietet bidirektionales Laden den Nutzer:innen wirklich und mit welchen Hindernissen und Herausforderungen sieht sich die Technologie heute noch konfrontiert?

Zum Anfang des Jahres 2023 waren in Deutschland eine Million rein elektrische PKW (im Folgenden immer als Elektrofahrzeuge bezeichnet) zugelassen. Relevante Ziele der Bundesregierung sind 1.) der beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien und 2.) ein Bestand von 15 Millionen Elektrofahrzeugen bis 2030 [1] (siehe Abbildung 1-1). Um das erste Ziel zu erreichen, ist es unter anderem notwendig, die Speicherkapazitäten im gesamten Stromnetz sowie das Stromnetz selbst auszubauen, um Schwankungen bei der Erzeugung erneuerbarer Energien in extremen Fällen abzufedern. Elektrofahrzeuge sind durch die Fahrzeugbatterie in der Lage zur Erreichung dieses Ziels beizutragen. Die gesamte Kapazität der Fahrzeugbatterien aller bereits heute zugelassenen Elektrofahrzeuge ist größer als die Kapazität aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke zusammen (ca. 40 GWh, siehe [2]). Um das Potenzial von Elektrofahrzeugen nutzbar zu machen, muss sich das bidirektionale Laden als technologischer Standard für Elektrofahrzeuge etablieren.

Viele Fahrzeugnutzer:innen¹ haben immer noch Vorbehalte gegenüber dem Wechsel auf ein Elektrofahrzeug aufgrund der im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren noch höheren Anschaffungskosten, teilweise geringeren Reichweiten und langen Ladedauern. Diese Studie zeigt, dass gesteuertes und bidirektionales Laden die Betriebskosten der Fahrzeuge durch eine Verringerung der Ladekosten deutlich senken können. Durch die intelligente Steuerung der Ladevorgänge müssen die Nutzer:innen

eines solchen Elektrofahrzeugs keine Bedenken wegen der ladezustandsbedingten Reichweite des Elektrofahrzeugs haben. Sie können über eine App oder im Fahrzeug selbst Pläne hinterlegen, die vorgeben, wann die nächste Abfahrzeit ist und wie voll die Batterie zu diesem Zeitpunkt mindestens sein muss.

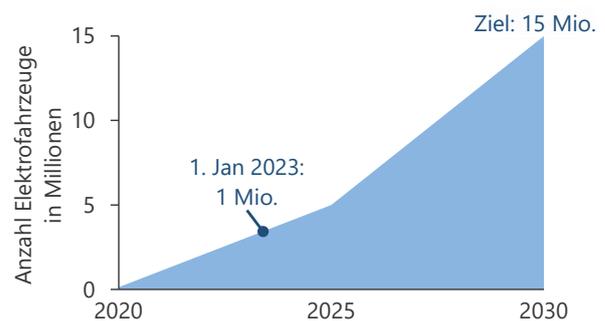


Abbildung 1-1: Markthochlauf privater rein elektrischer PKW in Deutschland laut Zielen der Bundesregierung

1.1 Aufbau und Umfang der Studie

Die vorliegende Studie bietet einen umfassenden Überblick über das Thema bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen unter besonderer Berücksichtigung der Perspektive von Nutzer:innen, da sie es sind, die über das zentrale Element der Technologie, die Fahrzeugbatterie, verfügen. Nutzer:innen wünschen sich im Hinblick auf die Technologie technische und rechtliche Sicherheit sowie eine zuverlässige ökonomische Perspektive in Anbetracht der nötigen Investitionen. Ziel der Studie ist es, relevante Aspekte der Technologie nutzerfreundlich aufzubereiten und Empfehlungen für mögliche Anpassungsbedarfe zu formulieren. Die Studie stellt im Kapitel **Technik** zunächst die Themen Reichweite, Fahrzeugbatterien, Ladeinfrastruktur sowie Normen und Standards dar und gibt einen Marktüberblick über aktuell verfügbare Fahrzeuge. Auch auf mögliche Mehrkosten, die bei der Anschaffung eines bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeugs plus entsprechend notwendiger Technik anfallen, wird eingegangen. Im Kapitel **Energierrecht** erfolgt ein Überblick über rechtliche und regulatorische Themen

¹ In dieser Studie wird immer von Nutzer:innen der Elektrofahrzeuge gesprochen, nicht von Besitzer:innen oder Verbraucher:innen, um Missverständnissen vorzubeugen und für eine einheitliche Wortwahl.

in den Bereichen Strombezug, Stromlieferverträge und Stromtarife, die für das gesteuerte und bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen relevant sind.

Um Kostenersparnisse und weitere Vorteile unterschiedlicher Ladestrategien beim bidirektionalen Laden zu analysieren, wird im Kapitel **Simulationen** der Aufbau und die Durchführung von Simulationen zu unterschiedlichen Anwendungsfällen (siehe Abschnitt 1.3) beschrieben. Die **Anwendungsfälle** werden in den darauf folgenden Kapiteln 5-9 im Detail beschrieben, die Ergebnisse der Simulationen analysiert und rechtliche Anforderungen abgeleitet. Abschließend werden basierend auf den vorausgegangenen Analysen ein **Fazit und Handlungsempfehlungen** zu aus Sicht der Nutzer:innen sinnvollen Anpassungen bei den rechtlichen Rahmenbedingungen und der verfügbaren Technik formuliert, um bidirektionales Laden großflächig zu ermöglichen.

1.2 Was ist bidirektionales Laden?

Der Begriff bidirektional ist an das englische „bidirectional“ angelehnt. Die Vorsilbe „bi-“ stammt aus dem Lateinischen und steht für „zwei“ und „directional“ steht im Englischen für „in eine Richtung gerichtet“. Ins Deutsche übersetzt steht der Begriff für „in zwei/beide Richtungen“. Denn beim bidirektionalen Laden ist es nicht nur möglich, das Fahrzeug zu laden (unidirektionales Laden). Durch eine intelligente Steuerung wird es auch möglich, den Strom aus der Fahrzeugbatterie zu entladen und damit in die entgegengesetzte Richtung fließen zu lassen. In dieser Studie wird für das intelligent gesteuerte, unidirektionale Laden der Begriff **gesteuertes Laden** verwendet. Das gesteuerte Laden umfasst dabei alle Ladevorgänge, bei denen die Fahrzeugbatterie ab dem Moment des Ansteckens des Elektrofahrzeugs nicht

konstant mit maximaler Leistung geladen wird, sondern eine intelligente Steuerung die Ladeleistung bestimmt. Beide Begriffe – gesteuertes Laden und bidirektionales Laden – stehen im Gegensatz zum **Direktladen**. Diese Art zu Laden ist die heute noch am meisten genutzte, weil sie die schnellste und technisch einfachste ist. Beim Direktladen beginnt das Fahrzeug mit der Stromübertragung in die Batterie unmittelbar nach dem Anstecken des Ladekabels und das Fahrzeug wird so voll geladen, wie von den Nutzer:innen gewünscht.

1.2.1 Komponenten des bidirektionalen Ladens

Bidirektionales Laden ermöglicht die Umsetzung unterschiedlicher Anwendungsfälle, bei denen durch intelligentes Laden und Entladen der Fahrzeugbatterie Stromkosten reduziert oder Einnahmen erzielt werden können und/oder das Energiesystem unterstützt werden kann. Zur Umsetzung benötigt es ein bidirektional ladefähiges Elektrofahrzeug, eine bidirektional fähige Wallbox und je nach Anwendungsfall weitere Komponenten (siehe Abbildung 1-2 für die Umsetzung in einem privaten Haushalt). Unter der Annahme, dass viele Elektrofahrzeuge zur gleichen Zeit einen Ladevorgang beginnen, könnten bei zunehmender Verbreitung von Elektrofahrzeugen durch das Laden der Fahrzeuge zukünftig Engpasssituationen in den Stromnetzen entstehen. Um dies zu vermeiden, kann es sinnvoll sein, die Ladevorgänge auch aus Netzsicht zu steuern und zu koordinieren.

Durch die digitale Kommunikation zwischen dem Elektrofahrzeug, der Ladestation (nachfolgend immer als Wallbox bezeichnet) und gegebenenfalls einem Energiemanagementsystem (EMS) oder dem Internet wird es möglich, dem Fahrzeug Informationen zur Optimierung des Ladevorgangs zu übermitteln. Informationen, wie zum Beispiel Strompreise zu

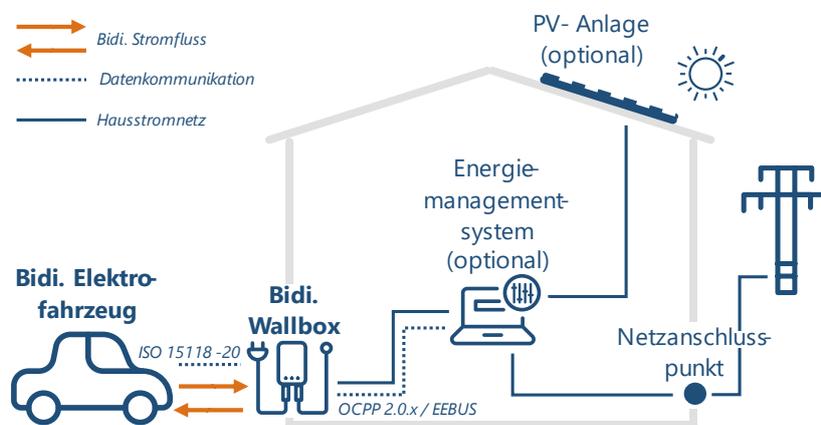


Abbildung 1-2: Beispielhafte Umsetzung des bidirektionalen Ladens zuhause (schematisch)

verschiedenen Tageszeiten oder die CO₂-Intensität des Strommixes, können vom Fahrzeug genutzt werden, um einen optimalen Ladeplan zu berechnen, der beispielsweise die geringsten Kosten oder die geringsten CO₂-Emissionen aufweist.

1.2.2 V2X-Kategorien

Beim bidirektionalen Laden kann die Batterie des Elektrofahrzeugs als Zwischenspeicher betrachtet werden, der sowohl geladen als auch entladen werden kann. Wird der in der Fahrzeugbatterie gespeicherte Strom ins eigene Heimnetz (d. h. ein privates Gebäude) zurückgespeist, ist dafür der Begriff „Vehicle-2-Home“ (V2H) gebräuchlich. Im unternehmerischen Kontext wird von „Vehicle-to-Business“ (V2B) gesprochen, wenn eine Rückspeisung in das Netz eines Unternehmens erfolgt, um zum Beispiel Industrieanlagen mit Energie zu versorgen. Bei V2H- oder V2B-Anwendungen wird also nicht in das öffentliche Stromnetz entladen. Wenn die Energie der Fahrzeugbatterie ins Stromnetz zurückgespeist wird, wird dafür der Begriff „Vehicle-2-Grid“ (V2G) verwendet.

Hinter den Akronymen V2L oder V2D verstecken sich die Begriffe „Vehicle-to-Load“ beziehungsweise „Vehicle-to-Device“. Zu Deutsch also Fahrzeug-zu-Last und Fahrzeug-zu-Gerät, wobei unter Last ein

elektrischer Verbraucher verstanden wird, also ein beliebiges elektrisches Endgerät. Somit stehen beide Abkürzung synonym für dieselbe Anwendungsgruppe. Beispielhaft für diese Funktionalität steht die Benutzung von elektrischen Werkzeugen oder eines Kühlschranks durch Anschluss an eine aus dem Haus bekannte Schuko-Steckdose, die entweder im Fahrzeuginnenraum verbaut ist oder durch einen Adapter direkt am Ladeanschluss eines Elektrofahrzeugs genutzt werden kann. Diese eher seltenen Anwendungsfälle werden in der vorliegenden Studie nicht näher betrachtet. Unter „Vehicle-to-Vehicle“ (V2V) also Fahrzeug-zu-Fahrzeug, versteht man die Möglichkeit, ein Elektrofahrzeug mit einem weiteren zu verbinden und zu laden bzw. zu entladen. Diese Anwendungsgruppe kann technisch auf unterschiedliche Weise umgesetzt werden, soll in diesem Bericht allerdings nicht weiter betrachtet werden.

1.3 Übersicht der betrachteten Anwendungsfälle

In dieser Studie liegt der Fokus auf insgesamt fünf relevanten Anwendungsfällen des bidirektionalen Ladens. Ein Anwendungsfall definiert dabei die Zielsetzung und den Mehrwert einer intelligenten Lade- und Entladestrategie aus Sicht der Nutzer:innen.

Tabelle 1-1: Überblick über die Fokus-Anwendungsfälle der Studie

Anwendungsfall	Optimierung mit dynamischen Stromtarifen (V2H)	PV-Eigenverbrauchs-optimierung (V2H)	Zeitliche Arbitrage (V2G)	PV-Eigenverbrauchs-optimierung mit zeitlicher Arbitrage (V2G)	Systemdienstleistungen durch Vorhaltung von Batteriekapazität (V2G)
Relevante Komponenten					
Steuerung/Umsetzung	lokal/ hinter dem Netzan- schlusspunkt	lokal/ hinter dem Netzan- schlusspunkt	zentral/ Aggregation vor dem Netzan- schlusspunkt	lokal/ hinter dem Netzananschlusspunkt und zentral/ Aggregation vor dem Netzananschlusspunkt	zentral/ Aggregation vor dem Netzanchluss- punkt
Rückspeisung ins öffentl. Stromnetz	Nein	Nein	Ja	Ja	Ja
Strombezugspreis	dynamischer Stromtarif (orien- tiert an Strombörse)	Haushaltsstrom- preis (konstant)	dynamischer Stromtarif (orien- tiert an Strombörse)	dynamischer Stromtarif (orientiert an Strom- börse)	Haushaltsstrompreis (konstant)
Kapitel	5	6	7	8	9

Darüber hinaus werden durch den Anwendungsfall die grundlegende Umsetzung der Lade- und Entladestrategie und die Zusammenhänge zwischen einzelnen beteiligten Akteuren und technischen Komponenten beschrieben.

Die fünf in dieser Studie im Detail analysierten Anwendungsfälle sind in Tabelle 1-1 kurz zusammengefasst. Sie wurden auf Grundlage ihrer Relevanz für Nutzer:innen von Elektrofahrzeugen, ihrer Umsetzbarkeit und ihrer zukünftigen Marktreife in Expert:innen-Diskussionen ausgewählt. Es handelt sich sowohl um V2H- als auch um V2G-Anwendungen, bei denen das bidirektionale Elektrofahrzeug entweder ausschließlich ins Heimnetz oder auch ins öffentliche Stromnetz einspeist. Für alle Anwendungsfälle wird angenommen, dass die bidirektional fähige Wallbox bei Nutzer:innen zuhause installiert ist und dementsprechend die Anwendungsfälle dort umgesetzt werden, auch wenn teilweise andere Ladeorte denkbar wären. Für die zwei Anwendungsfälle mit Photovoltaik (PV) wird vorausgesetzt, dass eine private PV-Anlage zuhause vorhanden ist. Der Bezug zwischen Anwendungsfällen und der entwickelten Simulationen wird in Kapitel 4 hergestellt. Die fünf Anwendungsfälle selbst werden in Kapitel 5 bis 9 im Detail beschrieben und analysiert.



Technik

2 Technik

Die Entwicklung des bidirektionalen Ladens ist technisch bereits weit fortgeschritten. Welche Eigenschaften heute schon zum Stand der Technik von Elektrofahrzeugen und Fahrzeugbatterien gehören und in welchen Normen entsprechende Branchenstandards für das Laden vereinbart werden, zeigen die Analysen dieses Kapitels.

Die Beschreibung der technischen Reife wird ergänzt um einen Marktüberblick, der die aktuelle, dynamische Entwicklung der Elektromobilität aufzeigt. Sie gibt einen Überblick über die aktuelle Elektromobilitätsstrategie der Fahrzeughersteller und die angekündigten Entwicklungsprojekte für bidirektionale Wallboxen. Abschließend wird die Frage adressiert, mit welchen Mehrkosten Nutzer:innen beim bidirektionalen Laden im Vergleich zum Direktladen rechnen müssen und wie sich diese Mehrkosten voraussichtlich mittelfristig entwickeln werden.

2.1 Stand der Technik

Im Folgenden wird der Stand der Technik anhand aktueller Entwicklungen in den Bereichen Elektrofahrzeug, Standardisierung und Normung sowie Wallboxen, die zum bidirektionalen Laden notwendig sind, beschrieben.

2.1.1 Elektrofahrzeuge

Derzeit gibt es nur eine überschaubare Anzahl Fahrzeugmodelle am Markt, die bidirektional ladefähig sind. Einen weiteren Einblick in angebotene Modelle bietet der Marktüberblick in Abschnitt 2.2. Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit den grundlegenden technischen Eigenschaften von bidirektionalen Elektrofahrzeugen.

Die **Reichweite von Elektrofahrzeugen** liegt bei aktuellen Fahrzeuggenerationen in den meisten Fällen zwischen 300 und 500 km, wobei der Durchschnittswert laut [3] bei 350 km liegt. Diese Werte hängen nicht nur von der Batteriekapazität des Fahrzeugs, sondern insbesondere auch von Witterungs- und Straßenbedingungen, dem individuellen Fahrverhalten sowie der Geschwindigkeit ab. Bei Energieverbrauchswerten von knapp unter 20 kWh/100 km liegen die

notwendigen **Batteriekapazitäten** zur Erreichung des oben angegebenen Reichweitenfensters in einem Bereich von etwa 50 kWh bis 100 kWh. Darüber hinaus gibt es auch Fahrzeuge mit kleineren oder größeren Batterien. Insbesondere große Oberklasselimousinen und SUV werden aktuell oft mit Batterien mit einer Kapazität deutlich oberhalb von 100 kWh ausgestattet. Damit stehen häufig Energiereserven im Fahrzeug zur Verfügung, die in vielen Alltagssituationen nicht gebraucht werden.

Diese Energiemengen können durch bidirektionales Laden nutzbar gemacht werden. Selbst bei kleinen Fahrzeugen mit entsprechend kleinerer Batterie wird in der Regel nur ein Bruchteil der Batteriekapazität für die meisten Fahrten im Alltag genutzt. Aus [4] geht hervor, dass die mittlere Tagesfahrstrecke eines PKW nur etwa 30 km beträgt. Das entspricht bei heute üblichen Elektrofahrzeugen der Kleinwagen-Klasse etwa 20 % der Reichweite. Darüber hinaus sind nur etwa 1 % der Fahrten in Deutschland über 100 km lang und PKW werden im Durchschnitt nur 45 Minuten pro Tag bewegt. Das entspricht einer Standzeit von etwa 97 % des Tages und bedeutet, dass nahezu jedes Fahrzeug bzw. jede Batteriegröße für bidirektionales Laden genutzt werden kann.

→ Nutzer:innen-Tipp



Bei der Nutzung bidirektionaler Anwendungsfälle des Ladens ist es essenziell, das Elektrofahrzeug so oft und so lange wie möglich an der Wallbox anzuschließen. Erst so können tageszeitliche Überschüsse einer PV-Anlage oder Preisschwankungen eines dynamischen Stromtarifs effizient genutzt werden.

Das **Design der Fahrzeugbatterie** kann je nach Fahrzeughersteller und Modell erheblich variieren. Unter den verschiedenen Rezepturen der Zellmaterialien finden sich aktuell zum Beispiel am häufigsten Batterien mit Graphitanoden und Kathoden mit den Materialmischungen Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt (NMC), Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminium (NCA) und Lithium-Eisen-Phosphat (LFP). Während NCA nur von Tesla verwendet wird, ist NMC

unter allen anderen Herstellern noch das am meisten verwendete Material. LFP rückt jedoch zunehmend in den Fokus, da es trotz geringerer Energiedichte und damit geringerer Reichweite Vorteile bei der Batterielebensdauer und der Zellsicherheit bietet [5].

Über die Materialzusammensetzung hinaus haben das Format der Zellen und die Konfektionierung zu Batteriemodulen und dem Batteriepack ebenfalls großen Einfluss auf die Reichweite, weil sie Auswirkungen auf die Energiedichte und thermale Eigenschaften der Fahrzeugbatterie haben. Zu unterscheiden sind hier die drei Zellformate Pouch-Zellen sowie prismatische und zylindrische Zellen. Bei der Konfektionierung der Zellen zu Batteriemodulen und -packs wird hauptsächlich zwischen der Modulbauweise und dem Zellendirektbau (Cell-to-Pack-Bauweise) unterschieden. Beim direkten Einbau von Zellen, ohne die vorherige Konfektionierung in Modulen, kann die Energiedichte gesteigert werden, weil auf Strukturelemente wie die Gehäusewände von Modulen verzichtet wird. Dadurch liegen alle Batteriezellen dichter aneinander und direkt im großen Gehäuse des Batteriepacks. Nachteilig könnte sich diese Bauweise auf die Wirtschaftlichkeit der Reparaturkosten der Fahrzeugbatterie im Vergleich zur Modulbauweise auswirken, weil im letzteren Fall eine Demontage und der Austausch eines defekten Moduls weniger Aufwand verursachen könnte, als die aufwändige Suche nach der defekten Zelle und deren Austausch.

Die **Batterielebensdauer** unterliegt zwei Einflussfaktoren, die in der Realität zusammenkommen und nie nur alleine auftreten:

- Die zyklische Alterung, die durch das stetige Laden und Entladen hervorgerufen wird, und
- die kalendarische Alterung, die während der gesamten Lebensdauer die Kapazität der Batterie beeinflusst.

Exkurs: Was ist ein Batterieladezyklus?

Für die Bewertung der Batterielebensdauer ist das Verständnis von Ladezyklen von zentraler Bedeutung. Ein Vollzyklus beschreibt in der Regel eine vollständige Entladung der Batterie mit anschließender vollständiger Wiederaufladung. Darüber hinaus existiert der Begriff des **äquivalenten Vollzyklus**, welcher der Situation gerecht wird, dass Batterien oft nicht ganz entladen und auch nicht immer bis 100 % ihrer Kapazität wieder aufgeladen werden (z. B. Start einer Fahrt bei 80 % und Ende der Fahrt bei 30 %, sowie anschließendes Laden auf 80 %).

Die **zyklische Alterung** einer Batterie hat mehrere Einflussfaktoren, wie die Zyklenzahl, die gewöhnliche Entladetiefe (Depth of Discharge, DoD), die Temperatur beim Laden und Entladen sowie die Stromstärke, um nur einen Teil der wichtigsten zu nennen.

Neben der zyklischen Alterung läuft zeitgleich immer die **kalendarische Alterung** in den Batteriezellen ab. Sie wird insbesondere von zwei Faktoren begünstigt. Sehr hohe Batteriefüllstände (State of Charge, SoC) von 80 % bis 100 % sowie hohe Lagertemperaturen führen zu einer schnelleren Alterung der Batterie.

Heute eingesetzte Batteriezellen in Fahrzeugbatterien erreichen eine **Zyklusfestigkeit** von 1.500 bis 3.000 Vollzyklen, bis sie 20 % ihrer ursprünglichen Kapazität eingebüßt haben (siehe [6]). Für die Anwendung im Elektrofahrzeug bedeutet dies, dass nach diesen Zyklen – im Vergleich zu einem Neuwagen – nur noch 80 % der Reichweite zur Verfügung stehen. Abhängig vom Fahrzeugnutzungsprofil sind damit Laufleistungen von mehreren 100.000 km zu erreichen. Bidirektionales Laden kann bei der Zyklusfestigkeit als virtuelle Fahrkilometer angesehen werden, da sich der Entladevorgang an der Wallbox aus Sicht der Batterie nicht vom Entladen während des Fahrbetriebs unterscheidet. In Bezug auf Gewährleistungsansprüche oder Garantiebedingungen kann bidirektionales Laden also als virtuelle Fahrkilometer bzw. zusätzliche äquivalente Vollzyklen von Fahrzeug-Herstellern berücksichtigt werden. Großen Einfluss auf die erreichbare Zyklenzahl hat die Ladeleistung. Mit steigender Ladeleistung steigt auch der Ladestrom und damit die Belastung der Batterie. Fahrzeugbatterien, die oft mit hohen Leistungen geladen werden, altern schneller als Fahrzeugbatterien, die mit geringer Leistung geladen werden.

Bidirektionale Elektrofahrzeuge können mit Wechselstrom (AC) oder Gleichstrom (DC) geladen werden

Eine allgemein anerkannte Definition des äquivalenten Vollzyklus existiert nicht. Eine mögliche Beschreibung der Kennzahl lautet: Ein äquivalenter Vollzyklus ist erreicht, wenn die Summe aus Lade- und Entladevorgängen einer vollständigen Ladung (0 % zu 100 %) und einer vollständigen Entladung (100 % zu 0 %) entspricht. Der Energiedurchfluss für einen äquivalenten Vollzyklus entspricht also der zweifachen Batteriekapazität.

Im vorangegangenen Beispiel würde die Batterie nach obiger Definition 0,5 äquivalente Vollzyklen durchlaufen.

(vgl. Exkurs auf der nächsten Seite), je nach verfügbarer Ladeinfrastruktur. Der Hauptunterschied besteht in den im Fahrzeug verbauten Komponenten. Bei AC-Ladung wird der Strom im Fahrzeug durch ein s On-board-Ladegerät in DC-Strom umgewandelt, um die Batterie aufzuladen. Dies ermöglicht das Laden an herkömmlichen AC-Wallboxen und Haushaltssteckdosen. Die meisten aktuell im Markt befindlichen Fahrzeuge verfügen jedoch über rein unidirektionale On-board-Ladegeräte. Bidirektionale Ladegeräte erfordern zusätzliche Komponenten im Fahrzeug, was die Kosten und das Gewicht des Fahrzeuges erhöhen könnte.

Beim Laden mit Gleichstrom über eine DC-Wallbox erfolgt die AC-DC-Umwandlung bereits in der Wallbox selbst, in der ein entsprechender Wandler verbaut ist (siehe Abschnitt 2.1.3). Dieses zusätzliche Bauteil ist verantwortlich für höhere Anschaffungskosten einer DC-Wallbox im Vergleich zu AC-Wallboxen (siehe Abschnitt 2.3). Viele Elektrofahrzeughersteller haben sich gegenwärtig dazu entschieden, keine bidirektionalen On-board-Ladegeräte im Fahrzeug zu verbauen, da dies die Fahrzeugkosten erhöhen würde, und stattdessen bidirektionales Laden über DC-Wallboxen zu ermöglichen.

Die **Ladeleistung** von Elektrofahrzeugen reicht mittlerweile aus, um den branchentypischen Referenzladehub von 10 % auf 80 % in etwa 30 Minuten zu erfüllen. Um diese Zeit bei großen Speichern von bis zu 100 kWh und mehr zu erreichen, werden Ladeleistungen von 200 kW und mehr in der Spitze verwendet. Beim Laden von Elektrofahrzeugen werden mehrere Leistungsklassen unterschieden. Das AC-Laden ermöglicht bei einem dreiphasigen Anschluss Ladeleistungen bis 43,6 kW. Die üblichen Leistungen beim AC-Laden sind in der Regel jedoch durch die Auslegung des On-board-Chargers oder der Wallbox begrenzt und liegen selten über 22 kW. Kleine Ladegeräte und Wallboxen liefern Ladeleistungen im Bereich von 3,7 kW bis 7,4 kW. Ab einer Leistung von 50 kW und dem Laden mit Gleichstrom (DC) spricht man vom Schnellladen. Zum Schnellladen wird auch das High Power Charging (HPC) gezählt, das ab einer Ladeleistung von 150 kW, DC beginnt und Leistungen

bis 350 kW bietet. Die Abbildung 2-1 veranschaulicht diese Einteilung der Ladeleistungsklassen.



Abbildung 2-1: Veranschaulichung Ladeleistung und Stromarten beim Laden

Bei allen Schnellladeverfahren werden die hohen Ladeleistungen kurz nach dem Anstecken an die Wallbox erreicht, jedoch nur für eine kurze Dauer gehalten. Danach wird die Ladeleistung kontinuierlich zurückgeregelt, um die Fahrzeugbatterie vor Überhitzung zu schützen. Dies betrifft vor allem das HPC-Laden. Durch die Spannungslage von etwa 400 V, wie sie bei den meisten Fahrzeugen zu finden ist, bedeutet eine Ladeleistung von 200 kW, dass ein Strom von 500 A durch das (gekühlte) Ladekabel geleitet werden muss und in den Leitungen des Akkus auf alle Batteriezellen verteilt wird. Dieser hohe Strom verursacht nicht nur Wärme in den Leitungen, sondern auch in den Batteriezellen, in denen während des Ladevorgangs der umgekehrte chemische Prozess abläuft, wie er beim Entladen und Fahren auftritt. Aus diesem Grund müssen die Batterien beim Laden gekühlt oder die Ladeleistung gesenkt werden. Viele Fahrzeuge bieten daher heute die Möglichkeit der Vorkonditionierung der Batterie. Dies beschreibt die gezielte Kühlung oder Erwärmung der Batterie, um beispielsweise das Laden bzw. das Entladen der Batterie zu beschleunigen.

Bezüglich der **Lade- und Entladeleistung des bidirektionalen Ladens** gibt es aus technischer Sicht grundsätzlich keine Einschränkungen gegenüber dem Direktladen von Elektrofahrzeugen, weil die Lade- und Batteriesysteme bereits auf hohe Ströme und damit Leistungen ausgelegt sind, wie sie beim Beschleunigen und Rekuperieren auftreten. Dementsprechend kann auch das Entladen auf identische Art umgesetzt werden. Allerdings sind sehr hohe Ladeleistungen, im

Exkurs: AC- und DC-Strom

Die Begriffe AC- und DC-Strom beziehen sich auf Wechselstrom und Gleichstrom, die die Art des Stromflusses in elektrischen Schaltkreisen beschreiben. AC steht für "Alternating Current" (Wechselstrom) und DC für "Direct Current" (Gleichstrom).

Beim Wechselstrom ändern die Ladungsträger periodisch ihre Bewegungsrichtung mit einer in europäischen Stromnetzen typischen Frequenz von 50 Hertz. Der Strom, der aus der Steckdose kommt, ist Wechselstrom. Beim Gleichstrom fließen die Ladungsträger stets in dieselbe Richtung zwischen den Polen, so wie bspw. in einer Batterie oder einer PV-Anlage.

Gegensatz zum Direktladen, für bidirektionales und auch für gesteuertes Laden häufig nicht zwingend notwendig. Steht ein Fahrzeug beispielsweise lange am Ladeort, um dort PV-Strom zu laden, so hängt die Ladeleistung maßgeblich von der zur Verfügung stehenden PV-Leistung ab, die in den wenigsten Fällen in der Größenordnung des Schnellladens liegt. Wird in einen Haushalt zurückgespeist (V2H) oder ein Gerät mit der Fahrzeugbatterie betrieben (V2D), sind ebenfalls nur geringe Leistungen für das Entladen nötig. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass für bidirektionales Laden Wallboxen mit Leistungen von 11 kW und in manchen Fällen 22 kW der Standard sein werden.

2.1.2 Normen

Damit bidirektionales Laden funktionieren kann, müssen das bidirektionale Elektrofahrzeug und die bidirektional fähige Wallbox miteinander gemäß der Norm **ISO 15118-20** kommunizieren. Diese Norm muss von beiden Komponenten umgesetzt werden. Die Norm ISO 15118-20 standardisiert die High-Level-Kommunikation zwischen Fahrzeug und Wallbox, welche es ermöglicht, komplexe Steuerbefehle zwischen beiden Geräten umzusetzen. Darunter fallen z. B. der Datenaustausch über die gewünschte Abfahrtszeit der Fahrzeugnutzer und der benötigte Batteriefüllstand bei Abfahrt, um die nächste Fahrt absolvieren zu können. Daraus ergibt sich mit dem Ansteckzeitpunkt und der verfügbaren Ladeleistung ein Betriebsfenster, welches durch die verfügbare Zeit und die zur Erreichung des gewünschten Batteriefüllstands nötige Energiemenge definiert ist. Aus diesen Informationen kann infolgedessen ein Ladeprofil (auch Fahrplan genannt) berechnet werden, mit dem die Wünsche der Nutzer zuverlässig erreicht werden und stets eine ausreichende Mobilitätsreserve sichergestellt wird. Der Datenaustausch zum Batteriefüllstand kann nach der Norm über verschiedene Wege erfolgen. Den Regelfall stellt in den meisten Lademodi die Übertragung der Energiemenge als Wert dar. Das heißt: Die Angabe eines Wertes der elektrischen Energie in Wattstunden, die zur Erreichung des Ladeziels benötigt wird. Das Versenden eines Batteriefüllstands als Prozentwert, der State of Charge, ist nach ISO 15118-20 optional und nur in manchen Lademodi obligatorisch. Neben der ISO 15118 bestehen jedoch weitere Übertragungswege für den State of Charge. Beispielsweise wird diese Information oft über die Telematikchnittstelle des Fahrzeugs an die Fahrzeug-App auf den Smartphones der Kunden übermittelt. Hier können jedoch Unterschiede zwischen verschiedenen Herstellern bestehen.

Für die Übertragung des Ladeprofils zwischen den Komponenten wird ebenso das Kommunikations-

protokoll nach ISO 15118-20 genutzt. Über die Wunschabfahrtszeit und den Batteriezielfüllstand hinaus können weitere Informationen übertragen werden, wie Details über den zu nutzenden Stromtarif oder die CO₂-Intensität des Strommixes, um das Ladeprofil beispielsweise hinsichtlich Ladekosten oder Treibhausgasemissionen zu optimieren.

Neben ISO 15118-20 existiert zudem ISO 15118-2, welche eine Vorgängervariante darstellt. Durch die Norm ISO 15118-2 werden bereits Anwendungsfälle für das gesteuerte Laden (V1G) sowie das einfache Authentisierungsverfahren „Plug and Charge“ ermöglicht. Weitere aktuelle Normen für das Laden von Elektrofahrzeugen sind DIN SPEC 70121 für das DC-Laden und IEC 61851 für das AC-Laden. Beide Normen werden zunehmend von ISO 15118 abgelöst. Für Wallboxen ist zu vermuten, dass diese weiterhin auch DIN SPEC 70121 anbieten werden, um mit älteren Fahrzeugen kompatibel zu sein (falls ein Softwareupdate nicht möglich ist).

Als Standard der Kommunikation zwischen Wallbox und der IT-Infrastruktur eines Ladestationsbetreibers (Charge Point Operator, CPO) oder anderen Akteuren hat sich das **Open Charge Point Protocol** (OCPP) etabliert. Es handelt sich um einen offenen Industriestandard, der von der Open Charge Alliance (OCA) entwickelt wird. Über OCPP können zum Beispiel auch Anbieter für die gewinnorientierte Vermarktung der Energie mehrere Fahrzeuge in n Fahrzeugpools steuern. Durch die Bündelung in solchen Pools könnten große Energiemengen am Strommarkt gehandelt werden. Darüber hinaus wäre auch ein bilanzieller Ausgleich innerhalb des Fahrzeugpools denkbar. Das bedeutet, dass zum Beispiel Nutzer:innen, die gerade ihr Fahrzeug laden möchten, den Strom durch andere Nutzer:innen im selben Pool zur Verfügung gestellt bekommen könnten. Für den einfachen Lastausgleich im Heimnetz (behind-the-meter Anwendungsfälle) wird OCPP nicht zwingend benötigt. Diese Nulllastregelung kann auch durch andere technische Einrichtungen umgesetzt werden, die keine Datenkommunikation außerhalb des Gebäudes erfordern.

Neben OCPP kann in Zukunft auch mit einer wachsenden Anzahl von Wallboxen gerechnet werden, die mit Hilfe des **EEBus** mit einem übergeordneten Heim-Energiemanagementsystem (HEMS, engl.: Home Energy Management System) verbunden werden können. Das HEMS bekommt somit die Fähigkeit, bestimmte Verbraucher im Haus zu steuern (z. B.: Wallboxen, Wärmepumpen, Waschmaschinen etc.). Der offene EEBus-Standard definiert, wie die Informationen zur Steuerung zwischen dem HEMS und den daran angeschlossenen Geräten ausgetauscht

werden. Er wird vom EEBus e. V., einer branchenübergreifenden Initiative von Unternehmen und Konzernen aus Bereichen wie z. B. Haushaltsgeräte, Automobilbau, Wallboxhersteller, Wärmepumpen, Energiedienstleistern etc., entwickelt. Ob sich langfristig bei der Steuerung des bidirektionalen Ladens OCPP oder EEBus als ein dominierender Standard durchsetzen wird, ist indes noch unklar und wird auch davon abhängen, welche Energieprodukte und -dienstleistungen in Zukunft angeboten werden.

Über die Normen zur Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Wallbox hinaus existieren noch verschiedene Steckertypen, welche in IEC/DIN EN 62196 genormt sind. Dazu zählen z. B.: Typ 1, Typ 2, CCS / Combo 2 oder CHAdeMO, für den es den eigenen CHAdeMO-Standard gibt. Bei den Ladesteckern nach Typ 1 und Typ 2 handelt es sich um Systeme für AC-Laden bis 43 kW. Der **CHAdeMO**-Standard definiert über das Steckerdesign hinaus auch das Kommunikationsprotokoll, über welches Elektrofahrzeug und Wallbox den Ladevorgang steuern. CHAdeMO ist vor allem bei asiatischen Fahrzeugherstellern verbreitet und wurde zum Beispiel in Japan schon früh für bidirektionales Laden erprobt. Aufgrund der EU-Richtlinie „EU-Verordnung zum Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ (AFIR, (EU) 2023/1804) kann der CHAdeMO-Standard in Europa als rückläufig betrachtet werden. Durch diese Regelung wird es verpflichtend, mindestens einen **CCS**-Stecker an öffentlichen DC-Ladesäulen anzubieten. Der CCS-Stecker für DC-Laden wird somit an öffentlichen Ladesäulen de jure zum Standard. CHAdeMO kann darüber hinaus optional angeboten werden. Ein Rückgang der Verbreitung des CHAdeMO-Standards wird auch durch einen Vergleich der Monitoring-Berichte der Bundesnetzagentur aus den Jahren 2018 und 2022 deutlich. In diesem Zeitraum ist die Verbreitung des CHAdeMO-Steckers an öffentlichen Ladesäulen von 6 % auf 4 % gesunken. (siehe [7], [8] und [9]) Darüber hinaus kann auch beobachtet werden, dass die Fahrzeughersteller bei ihren in Europa verkauften Modellen zunehmend auf den CCS-Standard wechseln. Beim CCS-Standard werden aktuell DC-Ladeleistungen bis zu 350 kW ermöglicht.

2.1.3 Ladeinfrastruktur

Ein Hauptunterschied zwischen unidirektionalen und bidirektionalen Wallboxen liegt in der Implementierung eines Betriebssystems, welches die Norm ISO 15118-20 umsetzt. In der Regel ist auch die Umsetzung von OCPP 2.0.x oder 2.1 obligatorisch, um die Wallbox mit (Backend-) Steuerungsservices zu verbinden. EEBus könnte sich als weitere Alternative für die Kommunikation der Wallbox mit dem technischen

Umfeld des Hauses etablieren. Eine Ausstattung von Wallboxen mit beiden Standards kann überdies als wahrscheinlich betrachtet werden. In diesem Fall bleibt es den Nutzer:innen überlassen, welcher Standard ihre Bedürfnisse am besten erfüllt.

Die meisten Wallbox-Hersteller fokussieren sich zur Zeit auf die Entwicklung und Markteinführung von Wallboxen, welche das Elektrofahrzeug über DC-Strom laden. Die verfügbaren Steckertypen sind in diesen Fällen CCS und CHAdeMO. AC-Wallboxen sind aktuell selten zu finden. Weitere Informationen hierzu befinden sich im Abschnitt 2.2.2.

Aus technologischer Perspektive unterscheiden sich DC- und AC-Wallboxen durch den Ort, an dem sich der Stromrichter befindet. Bei DC-Wallboxen befindet sich der Wechselrichter, der den aus der Fahrzeugbatterie entladenen Gleichstrom (DC) in Wechselstrom (AC) wandelt, in der Wallbox. PV-Anlagen erzeugen ebenfalls Gleichstrom, sodass in aktuellen Systemen auch ein Wechselrichter für PV-Anlagen verbaut wird, um den Strom bspw. in ein privates AC-Heimnetz zu speisen. Anstatt zwei Wechselrichter, einen in der DC-Wallbox und einen für die PV-Anlage, zu verbauen, könnte zukünftig auch ein integriertes System angeboten und verbaut werden, das mit nur einem Wechselrichter auskommt. Der durch die PV-Anlage erzeugte DC-Überschussstrom, der nicht im Haushalt verbraucht wird, würde für entsprechende Anwendungsfälle des bidirektionalen Ladens ohne zwischengeschaltete Umwandlung in Wechselstrom in die Fahrzeugbatterie geladen werden.

→ **Nutzer:innen-Tipp**



Falls in Zukunft Komplettpakete mit einem Wechselrichter für PV-Anlage und DC-Wallbox angeboten werden und über die Anschaffung von sowohl einer PV-Anlage als auch eines Elektrofahrzeugs, das auf DC-Laden ausgelegt ist, nachgedacht wird, sollte ein solches integriertes System in Betracht gezogen werden!

In diesem Fall würden der Gleichrichter (AC/DC-Wandler) und der Wechselrichter (DC/AC-Wandler) in der Wallbox durch einen Gleichspannungswandler (DC/DC-Wandler) ersetzt werden, welcher dann nur die Funktion der Spannungsangleichung zwischen der Spannungslage einer PV-Anlage und des Batteriesystems des Elektrofahrzeugs (400 V oder 800 V) übernehmen würde.

2.2 Marktüberblick

Das folgende Kapitel gibt einen Überblick über zum Zeitpunkt des Berichts verfügbare oder in Entwicklung befindliche bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge und verfügbare Wallboxen (Stand August 2023). Allgemein ist festzuhalten, dass sich sowohl der Markt für Elektrofahrzeuge als auch der Markt für dazugehörige Wallboxen hochdynamisch entwickeln. Diese Studie fasst die aktuelle Marktsituation bestmöglich zusammen. Aufgrund der Geschwindigkeit, mit der neue Produkte auf den Markt kommen, ist davon auszugehen, dass der in diesem Kapitel beschriebene Stand in kurzer Zeit durch weitere Modelle ergänzt wird.

2.2.1 Elektrofahrzeuge

Der Markt für bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge entwickelt sich ähnlich dynamisch wie der Gesamtmarkt für Elektrofahrzeuge. Die meisten Hersteller verfolgen die Technologie des bidirektionalen Ladens intensiv und sind häufig Teil von entsprechenden Forschungs- und Entwicklungsprojekten. Die Kommunikation über die Reife der Technik im eigenen Produktportfolio unterscheidet sich jedoch je nach Hersteller.

V2L/V2D und V2V

Eine Sonderkategorie wird von den Anwendungsgruppen V2L/V2D und V2V gebildet. Letztere wird hier aufgrund der geringen Zahl der angebotenen Fahrzeuge nicht betrachtet. Für V2L/V2D wird der Markt nachfolgend nur sehr kurz erklärt, denn die Technologie hat, wie zuvor beschrieben, nur begrenzte Gemeinsamkeiten mit den Anwendungen von V2H, V2G und V2B. Für die Integration in ein Stromnetz hat sie vermutlich wenig Bedeutung. Mittlerweile gibt es zahlreiche Hersteller mit Modellen, die eine V2L- bzw. V2D-Funktion anbieten. Meistens wird die Funktionalität durch 220/230-V-Schuko-Steckdosen im Innenraum oder einem AC-Adapter vom Typ 2-Stecker auf Schuko umgesetzt. Die Entladeleistung liegt dabei typischerweise zwischen 1,5-3,7 kW.

Exkurs: Was bedeutet „bidi-ready“?

Der Begriff „bidi-ready“ hat sich im Marketing der Hersteller von Elektrofahrzeugen und Wallbox-Herstellern etabliert, um dem Markt zu signalisieren, dass das verkaufte Produkt zum heutigen Zeitpunkt noch nicht in der Lage ist, bidirektionales Laden vollumfänglich umzusetzen, aber dies in Zukunft ohne zusätzliche Hardware-Einbauten ermöglichen wird.

Besonders häufig ist diese Ausstattung bei asiatischen und nicht zuletzt US-amerikanischen Herstellern zu finden, da V2L vor allem in Nordamerika nachgefragt wird. Auch die europäischen Hersteller bieten V2L in ihren Fahrzeugen an, wobei hier ebenfalls der Fokus auf dem nordamerikanischen Markt liegt. Dementsprechend ist es in Zukunft vom jeweiligen Markt abhängig, ob V2L als Sonderausstattung verfügbar sein wird oder nicht.

V2H und V2G

Die deutschen Fahrzeughersteller halten sich mit präzisen Ankündigungen bezüglich V2H- und V2G-Funktionalitäten noch weitgehend zurück. Allerdings bezeichnen fast alle Hersteller, auch aufgrund des großen öffentlichen Interesses, schon ausgewählte Modelle als für das bidirektionale Laden vorbereitet, also als „bidi-ready“ (siehe Exkurs).

Volkswagen gibt für seine Fahrzeugmodelle der ID-Reihe mit dem aktuell größten Speicher (77 kWh) an, dass diese ab einem noch unbestimmten Zeitpunkt per Fernaktualisierung der Fahrzeugsoftware (Over-the-Air-Update, OTA) mit der passenden Software ausgerüstet werden, um bidirektionales Laden umsetzen zu können („bidi-ready“ Fahrzeuge) oder ab diesem Zeitpunkt bereits mit der nötigen Software produziert werden [10]. Ein genaues Datum und die Information, welche älteren Modelljahre inkludiert sein werden, oder ob auch Fahrzeuge mit anderen Speichergrößen damit ausgerüstet werden, ist bisher nicht bekannt.

Die Elektrofahrzeuge von **Audi** fallen nicht alle unter die zuvor beim Volkswagen-Konzern beschriebene Ankündigung, da sie teilweise auf einer anderen Fahrzeugplattform basieren. Bisher sind vom Hersteller keine konkreten Angaben zu demnächst erscheinenden Fahrzeugmodellen mit bidirektionaler Ladetechnik gemacht worden. Jedoch basieren die Fahrzeugmodelle Q4 e-Tron (nur in China angeboten) und Q5 e-Tron auf der MEB-Fahrzeugplattform des VW-Konzerns. Es kann daher vermutet werden, dass

In den meisten Fällen ist angedacht, dass ein einfaches Softwareupdate ausreichen wird, um die bidirektionale Ladefähigkeit entsprechend aktueller Normen zu ermöglichen. Ein solches Softwareupdate kann über eine entsprechende Internetanbindung erfolgen. Da die entsprechende Hardware heute schon auf die kommenden Anwendungsfälle ausgelegt wird, muss der Nutzer – nach Vorstellung der Hersteller – keine Werkstatt aufsuchen, um das Update durchzuführen.

auch diese Fahrzeuge mit bidirektionaler Ladefunktionalität, jedoch unter denselben Einschränkungen wie bei VW nachgerüstet werden können oder mit entsprechenden Neufahrzeugen bereits ausgeliefert werden. Darüber hinaus arbeitet auch Audi intensiv innerhalb von Forschungs- und Entwicklungsprojekten an der Technik. In einem der Projekte wurde bidirektionales Laden mit einem Audi e-Tron erprobt. (Das Nachfolgemodell wird unter der Modellbezeichnung Q8 e-Tron angeboten.)

Die Fahrzeuge von **Porsche** teilen sich die Fahrzeugplattform mit dem oben genannten e-Tron bzw. Q8 e-Tron (PPE) oder mit dem e-Tron GT (J1-Plattform). Auch Porsche ist an Pilotversuchen zum bidirektionalen Laden beteiligt. Es kann also davon ausgegangen werden, dass die Fahrzeuge von Porsche zu einem ähnlichen Zeitpunkt das bidirektionale Laden mit ihren Fahrzeugen ermöglichen werden wie Audi und die anderen Marken der Volkswagen-Gruppe.

BMW bietet zum Zeitpunkt dieser Studie noch keine Fahrzeuge an, die bidirektional laden können. Der Hersteller arbeitet ab 2023 mit dem Energiekonzern E.ON zusammen, um Produkte für das gesteuerte Laden anzubieten. Darin sollen bereits Produktspekte für das in der Zukunft mögliche bidirektionale Laden berücksichtigt werden [11]. BMW konnte bereits Erfahrung mit bidirektionalem Laden während des durch das BMWK geförderten Projektes „Bidirektionales Lademanagement - BDL“ sammeln [12]. Es kann daher vermutet werden, dass die von BMW „Neue Klasse“, eine zur Zeit in Entwicklung befindliche Fahrzeugarchitektur, mit ihrer Einführung im Jahr 2025 das bidirektionale Laden ermöglichen wird. Bisher gab es seitens BMW noch keine weiteren Ankündigungen, ob auch frühere Fahrzeuggenerationen nachgerüstet werden könnten.

Auch **Mercedes** bietet nach aktuellem Informationsstand, außer in Japan, noch keine Fahrzeuge mit der Möglichkeit des bidirektionalen Ladens an. Dort wird dies laut Unternehmensinformationen mit dem Modell EQS und dem in Japan üblichen CHAdeMO-Steckertyp unterstützt. Darüber hinaus wurde von Mercedes noch nicht offiziell angegeben, welche Fahrzeuge die Technik zu welchem Zeitpunkt unterstützen werden. Es kann jedoch vermutet werden, dass, sobald sich das bidirektionale Laden auch in Deutschland und Europa verbreitet, auch bereits im Markt befindliche Fahrzeuge von Mercedes softwareseitig nachgerüstet werden könnten. Eine genaue Eingrenzung auf Modelle und Modelljahre kann zur Zeit nicht gegeben werden.

Im **Stellantis**-Konzern (Fiat, Peugeot, Citroen und mehr) besitzen bereits mehrere Hersteller Erfahrungen im Bereich des bidirektionalen Ladens. Die Modelle Citroen C-Zero und Peugeot iOn, welche bis 2020 produziert wurden, boten durch den CHAdeMO-Standard in Verbindung mit ausgewählten Wallboxen bereits die Möglichkeit, bidirektional zu laden. Zum aktuellen Zeitpunkt bietet der Stellantis-Konzern jedoch nur wenige Fahrzeuge an, welche bidirektionales Laden unterstützen.

Renault hat bisher als einer der wenigen Hersteller angekündigt, ein bidirektionales Bordladegerät entwickelt zu haben. Demnach wäre Renault eine der Ausnahmen beim bidirektionalen Laden, weil diese Entwicklung die Nutzung des AC-bidirektionalen Ladens implizieren würde. Grundsätzlich ist anzunehmen, dass in diesem Fall Wallboxen deutlich günstiger sein werden, denn AC-Wallboxen kommen ohne eine Leistungselektronik aus. Diese befindet sich im Fahrzeug-Onboard-Charger. Ob diese Technik im Serienumfang oder als Sonderausstattung angeboten wird, ist noch nicht bekannt. Einen ersten Hinweis darauf könnte die laut Hersteller für 2024 angekündigte Einführung des Renault 5 Elektro geben, welcher auch bidirektionales Laden unterstützen soll ([13]).

Der zum chinesischen Automobilkonzern Geely gehörende Hersteller **Volvo** plant, bidirektionales Laden mit seinem 2024 erscheinenden Modell EX 90 einzuführen. Ebenso wie Renault könnte Volvo bei seinem EX 90 das bidirektionale Laden direkt über AC-Strom aus dem Fahrzeug mit den bereits oben beschriebenen Vorteilen anbieten. Ob es sich hierbei um Sonder- oder Serienausstattung handelt, ist noch nicht bekannt. Der ebenso zum Geely-Konzern gehörende und mit Volvo verbundene Hersteller **Polestar** plant, mit seinem Modell Polestar 3, welches ab 2024 produziert werden soll, ebenfalls bidirektionales Laden anzubieten. Ebenso wie der EX 90 von Volvo wird er einen 111 kWh-Batteriespeicher haben. Es kann vermutet werden, dass auch hier bidirektionales AC-Laden zum Einsatz kommen könnte.

Nissan kann als Pionier des bidirektionalen Ladens bezeichnet werden, weil der Hersteller diese Technologie schon früh mit seinen Modellen Leaf und e-NV200 eingeführt und erprobt hat. Als japanischer Hersteller hat sich Nissan für das bidirektionale Laden mit CHAdeMO-Standard entschieden. Die Modelle sind nicht nur in Japan, sondern auch in Europa erhältlich und können mit einer kompatiblen CHAdeMO-befähigten Wallbox die bidirektionalen Anwendungsfälle V2H und V2G anbieten.

Ein ähnliches Konzept wie Nissan verfolgt auch der Hersteller **Mitsubishi**, der Teil der Allianz mit Renault und Nissan ist. Durch diese Konstellation findet ein Wissenstransfer zwischen den Herstellern statt, der sich auch beim bidirektionalen Laden zeigt. Ähnlich wie Nissan bietet Mitsubishi bereits seit geraumer Zeit die Modelle Outlander und Eclipse Cross an, die das bidirektionale Laden unterstützen. Eine Besonderheit ist, dass es sich bei diesen Modellen um Plug-in-Hybrid handelt. Basierend auf den bereits gesammelten Erfahrungen und der Zusammenarbeit mit Nissan und Renault kann davon ausgegangen werden, dass auch zukünftige rein elektrische Fahrzeuge von Mitsubishi mit bidirektionalem Laden ausgestattet sein werden.

Auch der in Japan ansässige Hersteller **Toyota** befindet sich wahrscheinlich in den kommenden Jahren vor einer Einführung des bidirektionalen Ladens. Toyota hat bereits Forschungsprojekte in Japan durchgeführt, um diese Technologie zu testen. Das Elektrofahrzeugmodell bZ4X soll die Fähigkeit zum bidirektionalen Laden haben, jedoch sind noch wenige technische Details bekannt. Es wurde noch nicht veröffentlicht, ob das bidirektionale Laden bereits zum Zeitpunkt der Auslieferung oder durch ein späteres Softwareupdate des Fahrzeugs verfügbar sein wird. Ebenso ist noch unklar, wann Toyota diese Funktion außerhalb Japans anbieten wird.

Honda bietet mit dem Modell Honda e ebenfalls ein Fahrzeug an, das bidirektional laden kann. Der Hersteller ist derzeit in Forschungs- und Entwicklungsprojekten engagiert, um dieses Modell über einen CCS-Stecker mit DC-Strom bidirektional laden zu können. Durch die Verwendung einer entsprechenden Wallbox sollen V2H (Vehicle-to-Home) und V2G (Vehicle-to-Grid) Anwendungen ermöglicht werden, wie dies bereits in einem Schweizer Forschungsprojekt getestet wird (siehe [14]). Laut Aussage von Wallboxherstellern ist dieses Fahrzeug in der Schweiz bereits für die oben genannten Anwendungen zugelassen.

Hyundai und Kia, die beide zum Konzern Hyundai Motor Group gehören, bieten zum heutigen Stand noch keine vollständig bidirektional ladefähigen Fahrzeuge, sondern lediglich Fahrzeuge die V2L-fähig sind. Jedoch befinden sich auch Fahrzeuge von Hyundai in Pilotversuchen. Da die Fahrzeuge von Kia weitestgehend auf derselben Fahrzeugplattform (E-GMP) aufbauen, ist davon auszugehen, dass beide Marken mehr oder weniger zeitgleich bestehende Modelle mit bidirektionalem Laden nachrüsten könnten oder die Funktion mit bald erscheinenden Modellen einführen. Für Fahrzeuge der Marke Genesis dürfte das oben beschriebene weitestgehend auch zutreffen, da die Marke im Hyundai-Konzern das

Oberklasse- und Luxussegment adressiert. Eine genaue Marktstartplanung für bidirektionales Laden aller Marken des Konzerns ist aktuell nicht bekannt.

Auch die **chinesischen Hersteller**, wie Zeekr, BYD, MG oder NIO, arbeiten intensiv an der Einführung des bidirektionalen Ladens. Noch hat keiner der Hersteller ein Fahrzeug auf dem deutschen Markt veröffentlicht, das über V2L-Anwendungen hinausgeht. Die Hersteller befinden sich in Pilotprojekten, wie zum Beispiel BYD mit der Erprobung von Vehicle-to-Grid bei Elektrobussen in London (siehe [15]). Es kann also damit gerechnet werden, dass dieses Wissen auch in Kürze in den Elektrofahrzeugen eingesetzt wird und damit Modelle auf dem deutschen Markt angeboten werden.

Einige **Amerikanische Hersteller** bewerben ihre Fahrzeuge für den nordamerikanischen Markt bereits damit, dass diese das bidirektionale Laden beherrschen. Dabei unterscheiden sich die Meldungen hinsichtlich der möglichen Anwendungen. In manchen Fällen handelt es sich dabei nur um die Umsetzung von den bereits oben beschriebenen V2L-Anwendungen, während andere Modelle mindestens V2H-fähig (z. B. Ford, Lucid und GMC) sein sollen. Zu beachten ist allerdings, dass sich die Angaben häufig nur auf den nordamerikanischen Markt beziehen und die Fahrzeuge teilweise auch nur dort und nicht in Europa verkauft werden.

→ **Nutzer:innen-Tipp**



Nutzer:innen sollten bei Neukauf eines Elektrofahrzeugs darauf achten, dass dieses bidirektionales Laden beim Kauf bereits ermöglicht oder in Zukunft nach einem Softwareupdate durch den Fahrzeughersteller (Stichwort "bidi-ready") umsetzen kann.

Dies gilt ungeachtet der aktuellen Verfügbarkeit bidirektional fähiger Wallboxen. Es ist zu erwarten, dass sich deren Angebotssituation gleichförmig mit bidirektionalen Elektrofahrzeugen entwickelt.

Der Hersteller **Tesla** hat das Thema bidirektionales Laden nicht vollständig ignoriert. Obwohl es den Anschein hat, dass Tesla die Einführung des bidirektionalen Ladens aus strategischen Gründen verlangsamen möchte, um die Vermarktung ihrer Heimspeicherlösung "Powerwall" zu fördern, wurde bei der Untersuchung eines Tesla Model 3 ein Onboard-Ladegerät entdeckt, das grundsätzlich für V2G vorbereitet ist, wie in [16] dargestellt. Daher kann vermutet

werden, dass Tesla schnell in den Markt einsteigen wird, sobald sich V2G etabliert.

Zusammenfassung

Der Markt für bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge entwickelt sich hochdynamisch. Fast alle Hersteller arbeiten intensiv an der Technologie des bidirektionalen Ladens und nehmen an Forschungsprojekten teil. Aktuell ist noch nicht abzusehen, welche der beiden Varianten (AC- oder DC-Laden) sich beim bidirektionalen Laden final durchsetzen wird, weil dies von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängt. Einige Hersteller verkaufen bereits Modelle mit bidirektionalem Laden. Jedoch wird davon in Deutschland zum heutigen Stand noch sehr wenig angeboten. Die Marktverfügbarkeit ist noch weitestgehend auf Japan und die USA beschränkt.

Die genaue Verfügbarkeit und Funktionalität von bidirektionalem Laden kann demzufolge heute noch je nach Hersteller und Markt variieren. Insbesondere werden V2H- und V2G-Funktionalitäten gegenwärtig nur in Einzelfällen oder Pilotprojekten technisch ermöglicht. Der überwiegende Teil der Hersteller, die noch keine bidirektional ladefähigen Fahrzeuge zum Kauf anbieten, wird dies wahrscheinlich mit der jeweils nächsten Generation seiner Elektrofahrzeugserien umsetzen. Ab Ende 2024 ist davon auszugehen, dass einige Fahrzeugmodelle auf dem Markt verfügbar sein werden, die mindestens „bidi-ready“, wenn nicht vollständig bidirektional ladefähig sind. Die Verfügbarkeit weiterer Modelle wird sich in den nächsten fünf Jahren erheblich vervielfachen.

2.2.2 Wallboxen

In diesem Abschnitt wird ein kurzer Überblick über die Marktsituation von Wallboxen gegeben, die von verschiedenen Herstellern für das Laden und Entladen von bidirektionalen Elektrofahrzeugen entwickelt und angeboten werden. In Tabelle 2-1 werden Geräte und ihre wichtigsten Daten zusammengefasst, zu denen gegenwärtig Informationen verfügbar sind. Dazu gehören die Wallbox *Quasar* und Wallbox *Quasar 2* sowie die *sospeo&charge* von *Evtec* und die *ambi-CHARGE* von *Ambibox*. Weitere namhafte Unternehmen, wie *Ford* und *Siemens (Charge Station Pro)*, haben ebenfalls angekündigt, bidirektional ladende Wallboxen auf den Markt zu bringen. Auch für Photovoltaik-Hersteller, wie *Kostal*, *SMA*, *Fronius*, *E3DC* usw. könnten bidirektional fähige Wallboxen in Zukunft ein wichtiger Geschäftsbereich werden.

Wie der Fahrzeugmarkt entwickelt sich auch dieser Markt sehr schnell mit einer Vielzahl an Herstellern und teilweise nicht öffentlich angekündigten Entwicklungsprojekten. Die Anzahl neuer Wallboxmodelle

und deren Erscheinungsdatum sind daher schwer abzuschätzen. Aktuell gilt, dass die Auswahl an verfügbaren oder zeitnah verfügbaren Modellen gering ist. Zudem ist die Preisspanne der bidirektionalen Wallboxen derzeit noch enorm groß (siehe „Wallbox-Anschaffungskosten“ in Abschnitt 2.3.1). Da davon ausgegangen werden kann, dass das Angebot an bidirektionalen Wallboxen zeitnah signifikant zunehmen wird, sollte die untenstehende Tabelle nur als Momentaufnahme gesehen werden. Zu beachten ist auch, dass die Normen zur Gewährleistung der Interoperabilität einer Wallbox mit unterschiedlichen Fahrzeugmodellen noch in Arbeit sind, sodass momentan spezifische Lösungen für bestimmte Fahrzeuge den Markt prägen.

2.3 Mehrkosten von bidirektionalem Laden

Die Kosten für bidirektionales Laden können von verschiedenen Faktoren abhängen und je nach Gegebenheiten vor Ort, gewählttem Anwendungsfall und spezifischer Hardware variieren. Im Folgenden werden die zentralen Komponenten für und Unterschiede zwischen Direktladen und bidirektionalem Laden erläutert, die die Kosten beeinflussen können.

Der Hauptunterschied zwischen Direktladen und bidirektionalem Laden liegt darin, dass beim bidirektionalen Laden Strom aus der Batterie des Elektrofahrzeugs in das Heimnetz oder das öffentliche Stromnetz zurückgespeist werden kann. Wie in Abschnitt 2.2.1 erklärt, gibt es noch keine eindeutige Tendenz einer Vorreiterstellung unter bidirektionalem Laden mit AC-Strom oder DC-Strom. Jedoch scheint sich nach aktuellem Marktüberblick ein Großteil der deutschen Fahrzeughersteller dazu entschlossen zu haben, das bidirektionale Laden vorerst nur mit einer DC-Wallbox zu ermöglichen. In diesem Fall erfolgt die Stromumwandlung zum Laden und Entladen in der Wallbox. Bei dieser Variante entstehen keine signifikanten Mehrkosten für das Elektrofahrzeug, jedoch fallen die Preise für die Wallbox höher aus. Dies bedeutet, dass zum jetzigen Zeitpunkt keine verlässliche Aussage darüber getroffen werden kann, ob bidirektionales Laden mit einer AC- oder DC-Wallbox kostengünstiger sein wird. Um die hier erstellte Kostenaufstellung konsistent zu halten, wird von einer DC-Wallbox ausgegangen. In Bezug auf die Fahrzeug-Hardware entstehen bei dieser Variante also keine nennenswerten Mehrkosten für bidirektionales Laden. Allerdings wird die Batterie des Elektrofahrzeuges durch das bidirektionale Laden je nach Anwendungsfall stärker beansprucht als beim Direktladen, da durch das zusätzliche Entladen mehr Energie durch die Batterie

fließt. Die Auswirkungen einer höheren Anzahl von äquivalenten Vollastzyklen auf die Fahrzeugbatterien (siehe zyklische Alterung, Abschnitt 2.1.1) und damit auf den Restwert des Fahrzeuges werden derzeit in diversen Pilotprojekten untersucht, können aktuell jedoch noch nicht genau beziffert werden. Klar ist, dass zusätzliche zyklische Alterung durch Anwendungsfälle des bidirektionalen Ladens stattfindet und dass sie indirekt mit in eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einbezogen werden sollte. In der konkreten Aufstellung der Mehrkosten für bidirektionales Laden wird dies jedoch nicht berücksichtigt.

Komponenten, deren Mehrkosten (bidirektionales Laden im Vergleich zu Direktladen) derzeit konkret beziffert werden können, sind:

- Wallbox-Anschaffungskosten
- Wallbox-Installationskosten
- Einbau und Betrieb von Messtechnik
- Zusätzliche Energiemanagement-Hardware

Tabelle 2-1: Übersicht über am Markt erhältliche oder angekündigte bidirektional fähige Wallboxen

Hersteller	Bezeichnung	Firmensitz	Steckertyp	Max. Leistung	Preis (brutto)
Wallbox	Quasar 1	Spanien	CHAdeMO	7,4 kW	3.538 €
Wallbox	Quasar 2	Spanien	CCS 2	12,8 kW	vsl. 4.000 €
EATON	Green Motion DC 22	Irland	CCS 2 / CHAdeMO	22 kW	Auf Anfrage
EATON	Green Motion DC 44/66	Irland	CCS 2 / CHAdeMO	44/66 kW	Auf Anfrage
Sun2wheel / EVTEC	two-way-digital / sospeso&charge	Schweiz	CCS 2 / CHAdeMO	10 kW	Ab 13.518,65 € ¹
Webasto	DC Wallbox	Deutschland	CCS 1 / 2 / CHAdeMO	22 kW	Auf Anfrage
Ambibox	ambiCharge	Deutschland	CCS 1 / 2	11 kW	Auf Anfrage
Ford/Siemens	Charge Station Pro ²	USA	CCS 1	19,2 kW	Ab 1.193,49 € ³
Lucid	Connected Home Charging Station	USA	CCS 1 / 2	19,2 kW	1.093,27 € ⁴
dcbel	r16 ³	UK	CCS 1	15,2 kW	6.969,10 € ⁴

¹ 0,9613 EUR/CHF (01.08.23)

² Nur US-Markt

³ 1,0976 EUR/USD (01.08.23)

⁴ 0,8605 EUR/GBP (01.08.23)

Abbildung 2-2 fasst die minimalen und maximalen Mehrkosten für bidirektionales Laden im Vergleich zu ungesteuertem Direktladen unter Berücksichtigung dieser Kostenkomponenten zusammen. Die Angaben für das Jahr 2024 basieren dabei vornehmlich auf aktuellen Marktpreisen (Stand: August 2023). Die für 2030 angenommenen Preise sind Annahmen basierend auf Experten-Einschätzungen. Die nachfolgenden Abschnitte erläutern die Mehrkosten je Komponente im Detail.

2.3.1 Wallbox-Anschaffungskosten

Wie in Tabelle 2-1 zu sehen und in Abschnitt 2.2.2 beschrieben ist, sind bereits einige Wallboxen erhältlich oder zeitnah erhältlich, die bidirektionales Laden unterstützen. Derzeit sind große Preisspannen am Markt zu beobachten. Gründe dafür sind die spezifischen Eigenschaften der Wallbox, der Funktionsumfang und die installierte Leistung aber auch das Geschäftsmodell der jeweiligen Anbieter. Die folgenden Angaben basieren auf Durchschnittswerten einer Marktanalyse des Jahres 2023 verbunden mit Experteninterviews. Herkömmliche Wallboxen ohne Internetverbindung und damit ohne die Möglichkeit zum gesteuerten Laden sind bereits ab 280 € am deutschen Markt erhältlich. Jedoch reicht auch hier die Preisspanne bis über 1.500 €. Im ADAC-Wallbox-Test 2023 wurden unterschiedliche Wallboxen miteinander verglichen und ein Durchschnittswert von 500 € als Anschaffungskosten einer unidirektionalen Wallbox ohne Steuerungsmöglichkeiten ermittelt [17]. Eine Steuerbarkeit ist mit Mehrkosten von 300 € bis 600 € im Vergleich zur herkömmlichen Wallbox verbunden. Zukünftig werden die Preise voraussichtlich weiter fallen. Ab 2030 kann auch für steuerbare Wallboxen von einem Preis von ca. 500 € ausgegangen werden.

Für bidirektional fähige Wallboxen ist es realistisch, dass diese ab Ende 2024 für Preise von ca. 3.000 bis 5.000 € erhältlich sein werden, je nach Hersteller,

Leistung und Steckertyp. Preise unterhalb dieser Größenordnung sind aktuell für die Anbieter nicht kostendeckend, sondern sind das Ergebnis herstellereinspezifischer Geschäftsmodelle zur Kundenbindung. Durch die zu erwartende steigende Nachfrage und Skalierungseffekte könnte der Preis einer bidirektionalen Wallbox ab ca. 2030 voraussichtlich im Bereich von 1.200 € - 2.000 € liegen. Daraus ergeben sich für die Jahre 2024 bis 2030 Mehrkosten von 2.500 € bis 4.500 €. Ab 2030 werden sich die Mehrkosten auf 1.000 – 1.800 € reduzieren.

2.3.2 Wallbox-Installationskosten

Für den Anschluss einer Wallbox muss ein Elektrofachbetrieb beauftragt werden. Besonders bei älteren Bestandsgebäuden und/oder wenn Elektrofahrzeuge in Kombination mit einer Photovoltaikanlage genutzt werden, steigen die Anforderungen an die Hauselektrik und Sicherung. Eine individuelle Begutachtung des Heimnetzes ist daher erforderlich, um die genauen Mehrkosten für die Anbindung an neue Zähler, den Internetzugang und die Verkabelung zu ermitteln. In einem Einfamilienhaus ab Baujahr 2000 können die Installationskosten für das Direktladen zwischen etwa 300 € und 1.200 € variieren. Bei Neubauten werden häufig bereits Leerrohre für den zukünftigen Einbau einer Wallbox oder anderer Verbraucher verlegt, wodurch sich die Installationskosten auf 400 € bis 500 € belaufen. Wenn das Haus noch keine ausreichende Verkabelung zum vorgesehenen Stellplatz hat, können die Installationskosten für alle Wallbox-Arten 1.000 € übersteigen und bis zu 10.000 € betragen, sofern Wanddurchbrüche und Umbauten der Stromleitung nötig sein sollten.

Mehrkosten für eine gesteuerte oder bidirektional fähige Wallbox entstehen bei der Installation nicht zwangsläufig, sondern sind davon abhängig, welche Gegebenheiten am Installationsort der Wallbox vorherrschen. Am günstigsten ist der Einbau, wenn

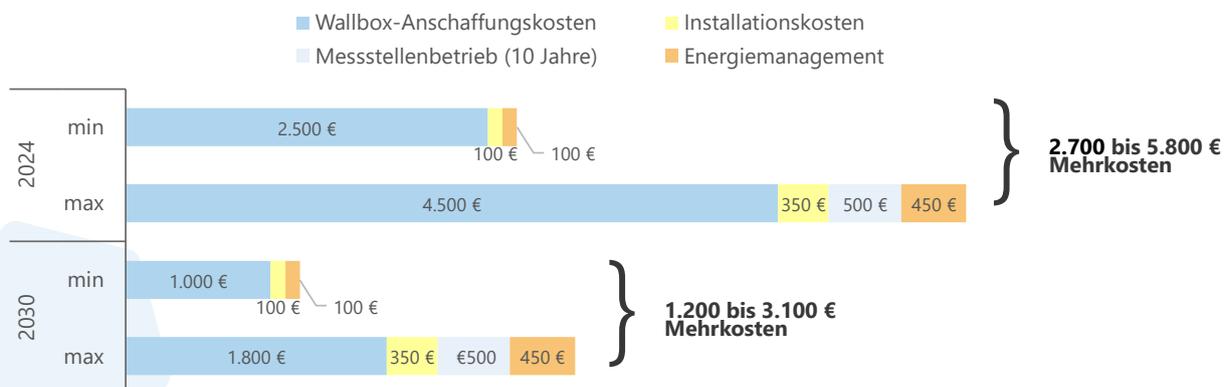


Abbildung 2-2: Minimale und maximale Mehrkosten für bidirektionales Laden im Vergleich zu ungesteuertem Direktladen

bereits entsprechende Kabel am vorgesehenen Stellplatz existieren. Mit Mehrkosten von 100 € durch einen erhöhten Montageaufwand sollte für gesteuerte und bidirektional fähige Wallboxen gerechnet werden. Sollte die Notwendigkeit eines zusätzlichen Netzkabels und somit eines zusätzlichen Leerrohrs zum vorgesehenen Stellplatz bestehen, steigen die Mehrkosten auf bis zu 350 € an.

2.3.3 Einbau und Betrieb von Messtechnik

Je nach Anwendungsfall kann zu Abrechnungszwecken ein separater digitaler Stromzähler direkt an der Wallbox notwendig werden, der gegenwärtig mit Kosten von 20 €/Jahr vom zuständigen Messstellenbetreiber eingebaut und betrieben wird. Zudem planen Messstellenbetreiber, gegebenenfalls eine zusätzliche Steuerbox für flexible Erzeuger und Verbraucher zu verbauen, die jährliche Kosten von 10 € bis 30 € verursachen würde. Über eine Nutzungsdauer von 10 Jahren ergeben sich damit Mehrkosten von bis zu 500 € für aus Netzbetreibersicht notwendige Messtechnik. Diese Kosten ergeben sich aus gesetzlichen Vorgaben, welche sich innerhalb der Nutzungsdauer ändern können.

→ Nutzer:innen-Tipp



Bei der erstmaligen Installation von digitalen Stromzählern und Messtechnik sollte ein interoperables, erweiterbares Messkonzept direkt in Erwägung gezogen werden. So werden Nutzer:innen in der Wahl des Anwendungsfalles nicht eingeschränkt.

Die hier ausgewiesenen Kosten wurden ohne zeitliche Veränderung berechnet. Je nach Haushalt und Anwendungsfall ist es jedoch auch möglich, dass keine Mehrkosten im Vergleich zum Direktladen entstehen. Zwar kann es Fälle geben, in denen durch das bidirektionale Laden der Einbau eines intelligenten Messsystems (iMSys, siehe Exkurs) notwendig wird, allerdings ist je nach Höhe des Gesamtstromverbrauchs eines Haushalts (inkl. Strom zum Laden des Elektrofahrzeugs) ein solches System in Zukunft ohnehin verpflichtend. Da der Einbau eines iMSys für viele Haushalte verpflichtend sein wird, sind die zusätzlichen Einbaukosten nicht explizit als Mehrkosten für bidirektionales Laden ausgewiesen.

2.3.4 Zusätzliche Energiemanagement-Hardware

Je nach Anwendungsfall wird für die Steuerung der Wallbox und für die Kommunikation mit Dienstleistern/Vermarktern oder dem Netzbetreiber ein

Energiemanagementsystem benötigt. Dies ist für das Direktladen nicht notwendig und führt dementsprechend zu Mehrkosten. Hier kann von Kosten zwischen 100 bis 450 € ausgegangen werden, wobei es sich nicht unbedingt nur um eine Hardware-Komponente sondern, gegebenenfalls um ein Dienstleistungsangebot des jeweiligen Anbieters handelt und monatlich abgerechnet oder mit den Erlösen des Anwendungsfalles verrechnet wird [18].

→ Nutzer:innen-Tipp



Ein Energiemanagementsystem sollte trotz zusätzlicher Anschaffungskosten immer berücksichtigt werden. Es ermöglicht die Umsetzung vieler Anwendungsfälle und die Einbindung von Komponenten unterschiedlicher Hersteller (bspw. auch Wärmepumpen oder stationäre Batteriespeicher). Persönliche Datenschutzansprüche sollten bei der Wahl eines Herstellers mit einbezogen werden!

2.3.5 Fazit Mehrkosten für bidirektionales Laden

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass ab 2024 die Anschaffung und Installation der Wallbox sowie der Messstellenbetrieb und das Energiemanagement zu Mehrkosten in Höhe von etwa 2.700 bis 5.800 € gegenüber dem Direktladen führen. Die Wallbox-Anschaffung stellt dabei den mit Abstand größten Kostenfaktor dar (75 % bis 92 % der Mehrkosten). Die Mehrkosten werden im Laufe der kommenden Jahre signifikant sinken, was auf die erwartete Kostendegression des Anschaffungspreises der Wallbox zurückzuführen ist. 2030 werden sich die Mehrkosten dadurch auf voraussichtlich 1.200 bis 3.100 € belaufen.

Bei einer zeitnahen Investition in bidirektionales Laden und einem geplanten Amortisationszeitraum von zehn Jahren bedeutet dies, dass sich Kostenersparnisse in Höhe von 300 € bis 600 € pro Jahr durch die bidirektionale Ladestrategie einstellen müssten, um die Anschaffung finanziell zu rechtfertigen. Bei einer Investition ab 2030 könnten jährliche Kostenersparnisse von ca. 100 € bis 300 € für den Nutzenden das bidirektionale Laden bereits profitabel machen.

2.3.6 Vergleich zu Heimspeichern

Nutzer:innen können sich bei der Entscheidung über eine Investition in bidirektionales Laden auch der Abwägung stellen, ob ein bidirektional ladefähiges Elektrofahrzeug eine mögliche Ergänzung zu einem

Exkurs: Smart-Meter-Gateway (SMGW), intelligentes Messsystem (iMSys) und steuerbare Verbrauchseinrichtungen (steuVE) nach §14a EnWG

Neben der modernen Messeinrichtung (mME), die als geeichter digitaler Stromzähler die Messung verbrauchter Energie übernimmt, ist das **Smart-Meter-Gateway (SMGW)** die zentrale Komponente für intelligente Messtechnik, die zukünftig einen aktiven Kommunikationsaustausch zwischen Verbrauchern, Vermarktern und Netzbetreibern ermöglichen soll. Das SMGW ermöglicht dabei die Erhebung, Zeitstempelung, Verarbeitung, Übermittlung, Speicherung und Löschung von Messwerten und zugehöriger Daten, wobei hohe Ansprüche an Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität gestellt werden. Die Kombination aus mME und SMGW wird **intelligentes Messsystem (iMSys)** genannt. [19].

Der flächendeckende Einbau von iMSys in Deutschland verläuft derzeit deutlich langsamer als geplant.

Das im April 2023 beschlossene Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) hat zum Ziel, bis Ende 2030 95 % der geplanten Einbauten abgeschlossen zu haben [20].

Aus Sicht der deutschen Stromverteilnetzbetreiber ist der flächendeckende Einbau von iMSys vor allem für die effiziente Netzbetriebsführung sowie für den erfolgreichen Umbau des Verteilnetzes notwendig. Den Netzbetreibern wird in diesem Zusammenhang der **§14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)** an die Hand gegeben. Dieser ermöglicht primär die Steuerbarkeit von flexiblen, ansteuerbaren Verbrauchern in den untersten Netzebenen mit dem Ziel, den notwendigen Netzausbau zu reduzieren. Die im Januar 2024 in Kraft getretenen Regelungen sehen in Zukunft die temporäre Leistungsreduktion r steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (u. a. nicht-öffentliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge) durch den Netzbetreiber vor. Im Gegenzug erhalten Anschlussnehmer eine finanzielle Entschädigung.

Heimspeicher darstellt. Besonders, wenn ohnehin die Anschaffung eines Elektrofahrzeuges geplant ist und eine PV-Anlage vorhanden ist, kann dank eines bidirektional ladefähiges Elektrofahrzeugs ein deutlich kleinerer Heimspeicher gewählt werden. Nachfolgende Analysen zeigen, dass bei durchschnittlichem Fahrverhalten (Mischung aus Pendlern und Nicht-Pendlern) mit einem bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeug bereits große Mengen an eigenerzeugtem PV-Strom zum späteren Eigenverbrauch zwischengespeichert werden können (siehe Kapitel 6).

100 kWh und werden vermutlich ab Ende 2024 mit Mehrkosten von bis zu 5.800 € verbunden sein (knapp die Hälfte der erwähnten Kosten eines Heimspeichers). Damit kombinieren bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge Mobilität und Stromspeicherung und können deshalb als sinnvolle Ergänzung zum Heimspeicher angesehen werden. Bei einer solchen Überlegung sollten Nutzende allerdings stets das eigene Mobilitätsverhalten bzw. die Standzeiten des Fahrzeugs am Haushalt gegen den gewünschten Nutzen des Batteriespeichers abwägen.

→ **Nutzer:innen-Tipp**



Wenn Nutzer:innen vor der Entscheidung stehen einen Heimspeicher zu kaufen, sollten sie immer auch einen möglichen zeitnahen Fahrzeugwechsel berücksichtigen. Falls die Anschaffung eines bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeuges geplant ist, kann ein kleinerer Heimspeicher gewählt werden oder dieser in Zukunft komplett weggelassen werden.

Die meisten Heimspeicher weisen laut Zahlen aus dem Jahr 2022 im Durchschnitt eine Kapazität von 8,8 kWh und Kosten von etwa 1.200 € pro kWh auf [21]. Daraus ergeben sich Anschaffungskosten von 10.560 € für einen 8,8 kWh Heimspeicher im Jahr 2022. Bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge verfügen über weitaus höhere Kapazitäten von 14,5 bis



3

Energierrecht

3 Energierecht

Das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen wird durch den regulatorischen Rahmen geprägt, insbesondere durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) nebst den darauf basierenden Rechtsverordnungen und Festlegungen der Bundesnetzagentur, das Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) sowie das Stromsteuergesetz (StromStG). Zudem sind die Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zu beachten, falls Photovoltaikanlagen einbezogen werden. Bei den hier beleuchteten Anwendungsfällen dynamische Stromtarife (V2H), PV-Eigenverbrauchsoptimierung (V2H), zeitliche Arbitrage (V2G) und der Kombination aus PV-Eigenverbrauchsoptimierung und zeitlicher Arbitrage (V2G) kommt dem Strombezug eine besondere Bedeutung zu.

3.1 Stromlieferverträge

Der Bezug von Strom erfolgt im Rahmen eines **Stromliefervertrages als zivilrechtlicher Kaufvertrag**. Der Stromliefervertrag ist ein gegenseitiger und auf Dauer angelegter Austauschvertrag. Der Pflicht des Stromlieferanten zur Stromlieferung steht die Pflicht der Kund:innen zur Bezahlung gegenüber. Das Energiewirtschaftsgesetz kennt **zwei Arten von Stromlieferverträgen**: Solche innerhalb und solche außerhalb der Grundversorgung. Grundversorgung meint die Stromlieferung an Haushaltskunden zu allgemeinen, d. h. insbesondere wettbewerbsfähigen und diskriminierungsfreien Preisen, die im Internet zu veröffentlichen sind und einer kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht unterliegen. Erfolgt die Stromlieferung außerhalb der Grundversorgung, spricht man von Sonderkundenverträgen.

Bei **Sonderkundenverträgen** besteht Vertragsfreiheit. Sonderkundenverträge können auch von Haushaltskund:innen abgeschlossen werden. Es steht den Parteien frei, ob, mit wem und zu welchen Bedingungen sie einen Stromliefervertrag abschließen. Es gilt der im Europarecht verankerte Grundsatz, dass alle Kund:innen die Freiheit haben, Strom vom Stromlieferanten ihrer Wahl zu beziehen. Veranlasst durch die **unionsrechtlichen Vorgaben zum**

Verbraucherschutz beinhaltet das EnWG inhaltliche Anforderungen an die Ausgestaltung von Stromlieferverträgen mit Letztverbrauchern. Diese müssen einfach und verständlich sein sowie bestimmte Mindestangaben enthalten. Preisänderung durch den Stromlieferanten unterliegen formalen und zeitlichen Vorgaben. Zudem greift die zivilrechtliche Inhaltskontrolle der §§ 305 ff. BGB.

Stromlieferverträge mit Privatkunden sind in aller Regel als **All-inclusive-Stromlieferverträge** ausgestaltet. Die Leistung des Stromlieferanten beinhaltet nicht nur die Stromlieferung als solche, sondern zudem die Netznutzung und den Messstellenbetrieb. Der Stromlieferant schließt mit dem Netzbetreiber einen Lieferantenrahmenvertrag und mit dem Messstellenbetreiber einen Messstellenvertrag ab. Dies stellt eine Vereinfachung für den Letztverbraucher dar, da er nur einen Vertragspartner hat und es die praktische Abrechnung der Netz- und Messentgelte erleichtert.

Es bleibt abzuwarten, wie sich die **Vertragsverhältnisse im Bereich des bidirektionalen Ladens** entwickeln werden. Das Energiewirtschaftsrecht eröffnet Letztverbrauchern die Möglichkeit, Dienstleistungen hinsichtlich von Mehr- oder Mindererzeugung sowie von Mehr- oder Minderverbrauch elektrischer Arbeit, unabhängig von einem bestehenden Stromliefervertrag gegenüber Dritten (Aggregator) über einen anderen Bilanzkreis zu erbringen (§§ 41d f. EnWG). Gleichwohl steht zu erwarten, dass das bidirektionale Laden bei Privatkunden meist als **Annex zum Stromliefervertrag** geregelt und in die Leistungsbeziehung mit einem Stromlieferanten integriert werden wird.

3.2 Bestandteile des Strompreises

Strom wird auf spezialisierten Märkten gehandelt, wobei zwischen dem Großhandelsmarkt und dem Einzelhandelsmarkt unterschieden wird. Die Höhe des Strompreises am **Großhandelsmarkt**, d. h. an den Strombörsen und im außerbörslichen Handel, wird regulatorisch nicht beschränkt. Er bildet sich nach wettbewerblichen Grundsätzen aus einem Vergleich von Angebot und Nachfrage. Das kann im Rahmen einer Auktion oder in Form eines kontinuierlichen

Handels erfolgen. Beim Day-Ahead-Markt für Strom handelt es sich um einen Auktionsmarkt; hingegen wird der Intraday-Markt in Form des kontinuierlichen Handels betrieben. Dabei wird die nachgefragte Strommenge für eine bestimmte Viertelstunde ermittelt. Im Anschluss werden - ausgehend vom niedrigsten Angebotspreis - solange die nächstteueren Gebote hinzugenommen, bis die nachgefragte Strommenge erreicht ist. Maßgeblich für den sogenannten Markträumungspreis ist das Kraftwerk mit den teuersten Grenzkosten. Auf Bilanzkreisebene spielt sich der Großhandel über Fahrplangeschäfte ab.

Die vom Stromlieferanten am Großhandelsmarkt zu zahlenden Preise fließen in die Preisbildung auf dem **Einzelhandelsmarkt** ein. Die Stromlieferung am Einzelhandelsmarkt erfolgt im Unterschied zum Großhandelsmarkt nicht bloß virtuell; der Strom wird physikalisch geliefert und an einer Entnahmestelle aus dem Stromnetz entnommen. Bei All-Inclusive-Stromlieferverträgen müssen folglich die Netz- und die Messentgelte Eingang in die Preiskalkulation ggü. dem Letztverbraucher finden, denn die Netzinfrastruktur ist Voraussetzung für die Stromlieferung. Weiter hat der Stromlieferant die staatlich induzierten Preisbestandteile (SIP) bei der Kalkulation zu berücksichtigen, d. h. Abgaben, Umlagen und Steuern.

Veranlasst durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine wurde die sogenannte **Strompreisbremse** eingeführt, mittels derer der Strompreis durch staatliche Zuschüsse gedeckelt wird. Mit Blick auf die zeitliche Befristung bis Ende Dezember 2023 wird dieser Punkt im Text nicht weiter thematisiert.

3.2.1 Energiepreis

Als Energiepreis berechnen Stromlieferanten die **Beschaffungskosten** weiter, wobei sich diese nach der jeweiligen Beschaffungsstrategie unterscheiden. Stromlieferanten können den Strom mittels eigener Anlagen erzeugen, über sogenannte *Power-Purchase-Agreements (PPA)* langfristig von Anlagenbetreibern beziehen oder am Großhandelsmarkt, d. h. bilateral mittels standardisierter Handelsprodukte (Over-the-counter) oder an der Strombörse, einkaufen. Bei der Kalkulation des Energiepreises muss der Stromlieferant zudem die **Vertriebskosten**, d. h. die Verwaltungs- und Personalkosten, berücksichtigen. Schließlich findet die angestrebte **Marge** Eingang in die Preiskalkulation, die im Regelfall zwischen ca. 6 % und ca. 13 % liegt.

3.2.2 Netzentgelte

Netzbetreiber haben Zugang zu ihren Netzen auf der Basis **transparenter und diskriminierungsfreier Netzentgelte** zu gewähren. Die kapitalintensive

Kostenstruktur von Stromversorgungsnetzen hat zur Ausgestaltung einer **zweiteiligen Entgeltstruktur** geführt - bei Entnahmestellen bis zu 100.000 kWh bestehend aus einem verbrauchsunabhängigen Grundpreis pro Jahr und einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis. Die **Abrechnung der Netzentgelte** erfolgt im Verhältnis zwischen dem Netzbetreiber und den Netznutzer:innen. Das können Anschlussnutzer:innen oder, bei All-inclusive-Stromlieferverträgen, der Stromlieferant sein. Auch beim bidirektionalen Laden wird die Abrechnung im Regelfall vom Stromlieferant vorgenommen werden.

Nach dem Urteil des Europäischen Gerichtshofes vom 02.09.2021 - C-718/18, in dem die normenbasierte Netzentgeltregulierung in der Bundesrepublik Deutschland für unvereinbar mit dem Europarecht erklärt wurde, entscheidet die **Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde** eigenverantwortlich über die Ausgestaltung der Methoden der Netzentgeltberechnung. Dabei ist sie allein den unionsrechtlichen Vorgaben verpflichtet. Eine Einflussnahme durch die nationalstaatliche Politik wird erheblich beschränkt.

Relevanz erlangt die neue Entscheidungskompetenz der Bundesnetzagentur hinsichtlich der Netzentgelte bei der **netzorientierten Steuerung von Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzan-schlüssen nach § 14a EnWG**. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen (steuVE) sind **Ladepunkte für Elektrofahrzeuge**, die keine öffentlichen Ladepunkte im Sinne des § 2 Nr. 5 LSV sind, Wärmepumpenheizungen, Anlagen zur Raumkühlung sowie Stromspeicher. Damit sind auch bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge in die gesetzlichen Regelung von § 14a EnWG eingeschlossen. Die Steuerung soll durch die Netzbetreiber mittels externer Steuersignale über die Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur erfolgen. Sowohl bei dynamischen Stromtarifen (V2H) als auch bei der zeitlichen Arbitrage (V2G) kann es hier zu Wechselwirkungen mit durch den Letztverbraucher:innen oder Dritte veranlassten Steuereingriffen kommen. Betreiber:innen von steuVE sollen zwischen einer pauschalen Netzentgeltreduzierung (**Modul 1**) und, eine separate Messung vorausgesetzt, einer prozentualen Reduzierung des Netzarbeitspreises (**Modul 2**) wählen können. Fällt die Wahl auf Modul 1, kann ergänzend ein Modul mit zeitlich variablen Netzentgelten (**Modul 3**) gewählt werden.

Für den Abschluss einer Vereinbarung über die netzorientierte Steuerung gilt für alle Netzbetreiber und Betreiber:innen von steuVE mit einer technischen Inbetriebnahme nach dem 31.12.2023 eine **Teilnahmeverpflichtung** (BK6-22-300, 3.1). Es besteht folglich

Exkurs: Neuregelung § 14a EnWG

Durch die Neuregelung von § 14a EnWG ist es Verteilnetzbetreibern fortan gestattet, neu installierte steuerbare Verbrauchseinrichtungen („**steuVE**“), also Wallboxen und Wärmepumpen, bei einer hohen Auslastung ihres Netzes von sich aus abzuregeln. Diese Anschlussdrosselung geschieht nach klar definierten Regeln, welche die Nutzungseinschränkungen der Anlagen für deren Betreiber:innen auf ein Minimum reduzieren sollen. Im Gegenzug für diese potenzielle Nutzungseinschränkungen erhalten Betreiber:innen eine finanzielle Kompensation in Form von reduzierten Netzentgelten.

Gegenstand der Regelung: Was ist betroffen?

Gegenstand der vorgelegten Regelungen zur Anschlussdrosselung sind alle steuVE, konkret nicht-öffentliche Ladepunkte (Wallboxen), Wärmepumpen, Klimaanlage und Stromspeicher, welche eine Netzanschlussleistung von mehr als 4,2 kW aufweisen. Als Regelungsbereich gelten alle deutschen Verteilnetze. Zur Teilnahme an der netzorientierten Steuerung verpflichtet die neue Regelung nicht nur die Betreiber:innen von steuVE, also bspw. Haushalte mit einer Wallbox, welche fortan für die Einhaltung der technischen Vorgaben für die Anschlussdrosselung verantwortlich sind. Vielmehr fordert die Regelung auf der anderen Seite auch die Verteilnetzbetreiber auf, in ihrem Netzbereich und für ihre Kund:innen hinreichende Rahmenbedingungen für die Steuerbarkeit zu schaffen. Dieser Aspekt ist aus Sicht der Nutzer:innen wichtig, da es zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Regelung Anfang 2024 noch keine definierten Steuerungsprozesse für die Abregelung von steuVE gab. Diese werden derzeit (Stand März 2024) erst erarbeitet und müssen laut gesetzlicher Regelung bis zum Oktober 2024 feststehen. Solange diese nicht feststehen und auch die Netzüberwachung im Verteilnetz nicht den Ansprüchen genügt, welche für einen sinnvollen Netzbetrieb mittels Anschlussdrosselung nötig wären, sind Betreiber:innen von Wallboxen in Teilen von ihrer Bringschuld in der Anschlussdrosselung entlastet.

Dieser Mechanismus mag zwar kurzfristig für Nutzer:innen vorteilhaft wirken, ist aber mittelfristig aus Sicht der Nutzer:innen als nachteilig einzustufen. Grund hierfür ist, dass die Steuerungsprozesse zur Anschlussdrosselung individuell je Netzanschlussgebiet festgelegt werden. Zwar ist trotz der fast 900 Verteilnetzbetreiber in Deutschland davon auszugehen, dass sich im Markt einige wenige Standards auf beiden Seiten, dem Netz und der Verbrauchseinrichtung, etablieren werden, dennoch birgt diese Vorgehensweise in der zeitlichen Umsetzung der

Regulierung die Gefahr, dass Nutzer:innen sich heute eine Wallbox kaufen, die vielleicht den erforderlichen Standards des lokalen Netzbetreibers in der Zukunft nicht entspricht. Nutzer:innen können dann nur eingeschränkt die für sie vorteilhaften Funktionalitäten der Anschlussdrosselung (bspw. die schrittweise Drosselung) nutzen.

Inhalt der Regelung: Wie wird gesteuert?

Im Falle einer Netzüberlastung kann der Verteilnetzbetreiber auf zwei Arten die Ansteuerung einer steuVE in einem Haushalt vornehmen. Diese wird dabei angewiesen, ihren Leistungsbezug aus dem öffentlichen Stromnetz zu drosseln. Welche Ansteuerungsart dabei genutzt wird, entscheiden die Betreiber:innen der steuVE.

Direktansteuerung

Hierbei kann der Netzbetreiber bspw. die Wallbox direkt ansteuern und drosseln.

Ablauf: Die vom Netzbetreiber ausgegebene Leistungsvorgabe wird unmittelbar an die Verbrauchseinrichtung weitergegeben, der Ansteuerungsbefehl führt unmittelbar zur Reduktion des Leistungsbezugs der Anlage.

Vorteil Kund:innen: Kostenersparnis für Anlagenbetreiber:innen durch Wegfall zusätzlicher Steuerungstechnik

Anwendungsfälle: Wenn hinter dem Netzanschluss nur ein bis zwei steuVE liegen (Wallbox, Wärmepumpe) und keine Eigenerzeugung erfolgt.

Steuerung mittels Energiemanagementsystems (EMS)

In dieser Variante gibt der Netzbetreiber einen gesamthaften Sollwert für den Strombezug an einem Netzanschlusspunkt vor, welcher vom EMS intern an Wallbox und Wärmepumpe etc. „verteilt“ wird.

Ablauf: Die vom Netzbetreiber ausgegebene Leistungsvorgabe (sog. maximaler netzirksamer Leistungsbezug) wird für alle steuVE kombiniert angegeben und hängt von der Anzahl der steuVE ab. Der ersten steuVE stehen dabei mindestens 4,2 kW zur Verfügung. Für jede weitere steuVE reduziert sich schrittweise die im Fall einer Drosselung zur Verfügung stehende Leistung pro steuVE um einen so genannten Gleichzeitigkeitsfaktor. Anlagenbetreiber:innen können mittels eines EMS den von allen steuVE aus dem öffentlichen Stromnetz maximal beziehbaren Strom selbstständig den einzelnen steuVE innerhalb der Kundenanlage frei zuteilen und zusätzlich Strom aus Eigenerzeugung, bspw. aus einer PV-Anlage oder einem Heimspeicher, nutzen ohne damit den netzirksamen Leistungsbezug aller steuVE zu überschreiten. Der sonstige Haushaltsstromverbrauch wird somit separat vom netzirksamen Leistungsbezug der steuVE bilanziert.

Vorteil Kund:innen: Die selbstbestimmte Verteilung von Energie über das EMS erlaubt die Priorisierung von einzelnen Verbrauchseinrichtungen (Lastmanagement) wie auch die unbeschränkte Nutzung eigenerzeugten Stroms (quasi als „Beimischung“).
Anwendungsfälle: Komplexere Anlagen mit mehreren steuVE, insbesondere in Kombination mit Stromeigenerzeugung (PV, Heimspeicher)

Offen ist in beiden Fällen, wie zunächst einmal die Netzbetreiber einen Netzengpass in den vielerorts noch nicht hinreichend digitalisierten Verteilnetzen erkennen und wie anschließend die Steuerbefehle technisch auszugestalten sind, um auf die steuVE zuzugreifen. Um ein Mindestmaß an Mobilität und Wärmeerzeugung für alle Anschlussbetreiber:innen sicherzustellen, gewährt der Gesetzgeber jeder steuVE eine Mindestleistung. Mit 4,2 kW können Wärmepumpen weiter betrieben und Elektrofahrzeuge in aller Regel in zwei Stunden für 50 km Strecke nachgeladen werden. Ferner müssen steuVE keinen eigenen Stromzähler aufweisen, vielmehr ist für den Empfang des Steuerbefehls vom Netzbetreiber bei Anschlussbetreiber:innen ein „intelligentes Messsystem“ („iMSys“, auch Smart Meter genannt) erforderlich.

lediglich ein Wahlrecht hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung im Sinne des vorstehenden Absatzes.

Die **pauschale Netzentgeltbefreiung (Modul 1)** kann unabhängig davon gewählt werden, ob der Verbrauch der steuVE über einen separaten Zählpunkt erfasst wird oder nicht. Die Höhe der pauschalen Netzentgeltreduzierung soll durch jeden Netzbetreiber netzbezogen festgelegt werden. Im Gebiet von München ergibt sich bei einem Jahresverbrauch von 3.750 kWh eine pauschale Netzentgeltreduzierung in Höhe von 145 € brutto.

Verfügt die steuVE über einen separaten Zählpunkt, können sich Betreiber:innen alternativ für eine **prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises der Netzentgelte (Modul 2)** entscheiden. Bundesweit wurde eine Reduzierung auf 40 % des Arbeitspreises für Entnahmen ohne Lastgangmessung in der Niederspannung festgelegt.

Schließlich sollen Netzbetreiber verpflichtet werden, Letztverbrauchern, die eine pauschale Netzentgeltreduzierung nach Modul 1 gewählt haben, komplementär ein **zeitvariables Netzentgelt (Modul 3)** anzubieten. Das zeitvariable Netzentgelt muss aus drei Preisstufen bestehen. Die Ausgangsbasis bildet das allgemeine Netzentgelt (ST-Preisstufe), zudem muss eine Preisstufe für Hochlasttarife (HT-Preisstufe)

Diese werden in Deutschland sukzessive nachgerüstet. Bis 2032 sollen die Smart Meter flächendeckend in Haushalten und Unternehmen zum Einsatz kommen (laut „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“). Neue Anschlüsse und Bestandsanschlüsse mit einem höheren Stromverbrauch werden vorher ausgerüstet.

Ein weiterer nutzerfreundlicher Aspekt bei der Umsetzung der Regelung zur Anschlussdrosselung ist die Verpflichtung der Netzbetreiber, fortan allen Anschlussbegehren für steuVE zu entsprechen. Bislang konnten Genehmigungen für den Anschluss einer Wallbox mit Verweis auf die fehlende Kapazität im Verteilnetz durch den Netzbetreiber versagt werden. Mit der bestehenden Möglichkeit der Anschlussdrosselung kann der Netzbetreiber sich nun nicht mehr darauf berufen und muss die beantragten Anlagen genehmigen. Ebenso ist der Netzbetreiber verpflichtet, in den Gebieten seines Verteilnetzes, in dem er Anschlüsse drosselt, ab dem ersten Steuerungseingriff seinen Netzausbau in diesem Stromnetzabschnitt zu intensivieren und zu priorisieren.

und eine für Niederlasttarife gebildet werden (NT-Preisstufe).

Anschlussdrosselung

Für Stromkund:innen ist beim Thema Anschlussdrosselung wichtig zu wissen, dass ihnen als Anschlussnutzer:innen ein unbegrenzter, nicht gedrosselter Strombezug für den Stromverbrauch jener Verbräuche zusteht, die nicht den steuVE zuzuordnen sind. Welche Strommengen unter ‚unbegrenzt‘ zu verstehen sind, regeln die technischen Leistungsvorgaben des jeweiligen Anschlusses (die im Strombezugsvertrag einmalig festgelegt werden). Konkret können Licht, Fernseher oder Kühlschrank also auch während einer Anschlussdrosselungsphase ohne Einschränkungen betrieben werden, während Wallbox oder Wärmepumpe auf ihren minimalen Leistungsbezug (4,2 kW) reduziert werden müssen. Diese Drosselung der steuVE ist durch den oder die Anschlussnutzer:in sicherzustellen.

Die HT-Preisstufe darf die ST-Preisstufe um höchstens 100 % übersteigen. Die NT-Preisstufe muss im Korridor zwischen 10 % und 40 % der ST-Preisstufe liegen. Das Zeitfenster für Hochlasttarife muss täglich mindestens zwei Stunden betragen. Die Festlegung der

Zeitfenster und Preisstufen soll kalenderjährlich zum jeweils 15.10. des Vorjahres erfolgen und für das Netzgebiet des Netzbetreibers gelten (BK8-22/010-A).

3.2.3 Messentgelte

Mit den Messentgelten werden die Kosten für den Messstellenbetrieb gedeckt. Bei konventionellen Messeinrichtungen werden die Messentgelte auf Grundlage der festgelegten Erlösobergrenze berechnet. Bei **intelligenten Messsystemen (iMSys)**, d. h. modernen Messeinrichtungen, die mittels eines Smart-Meter-Gateways in ein Kommunikationsnetz eingebunden sind, bestimmen sich die Messentgelte nach gesetzlichen Preisobergrenzen, die sich nach der Art der Verbrauchseinrichtung und dem Jahresverbrauch unterscheiden. Die Preisobergrenzen wurden durch das **Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende** neu festgelegt und sind zwischen Netzbetreiber und Anschlussnutzer:in aufzuteilen.

Für Messstellen an **Zählpunkten mit einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung** oder an steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG dürfen nicht mehr als 130,00 € brutto jährlich in Rechnung gestellt werden, davon nicht mehr als 80,00 € brutto jährlich dem Netzbetreiber sowie 50,00 € brutto jährlich dem oder der Anschlussnutzer:in (§ 30 Abs. 1 Nr. 5 MsbG). Für die Bereitstellung einer Steuerbox kommen 30,00 € brutto jährlich hinzu (§ 35 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 MsbG). Bei All-inclusive-Stromlieferverträgen werden die Messentgelte als verbrauchsunabhängige Preisbestandteile als monatliche Abschläge weiterberechnet.

3.2.4 SIP (Abgaben / Umlagen / Steuern)

Die Lieferung von Strom an den Letztverbraucher ist mit Abgaben, Umlagen und Steuern belastet, genauer mit der Konzessionsabgabe, der Umlage des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG), der § 19 Stromnetzentgeltverordnung-Umlage (StromNEV), der Offshore-Netzumlage, der Stromsteuer und der Umsatzsteuer.

Konzessionsabgaben werden von Kommunen gegenüber Netzbetreibern als Entgelt für die Einräumung der Wegenutzungsrechte erhoben und den Letztverbrauchern weiterberechnet. Die Konzessionsabgabenverordnung (KAV) unterscheidet zwischen Tarif- und Sondervertragskunden. Bei Tarifkunden bestimmt sich die Höhe nach der Anzahl der Einwohner:innen und beträgt bei über 500.000 Einwohner:innen 2,39 Cent/kWh. Bei Schwachlasttarifen beträgt die Konzessionsabgabe 0,61 Cent/kWh. Für Sondervertragskunden gilt eine höchstzulässige Konzessionsabgabe in Höhe von 0,11 Cent/kWh. Zu beachten ist die Tarifkundenfiktion. Stromlieferungen gelten als Lieferung an Tarifkunden, außer die

Leistung überschreitet in mindestens zwei Monaten des Jahres 30 kW und der Jahresverbrauch beträgt mehr als 30.000 kWh.

Mit der **KWKG-Umlage** ist der als Aufschlag auf die Netzentgelte erhobene Betrag zur Deckung des KWKG-Finanzierungsbedarfs gemeint (§ 2 Nr. 6 EnFG). Unter KWKG-Finanzierungsbedarf ist der finanzielle Bedarf der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz für ein Kalenderjahr zu verstehen (§ 2 Nr. 5 EnFG).

Mit der **§ 19 StromNEV-Umlage** werden die Kosten ausgeglichen, die den Übertragungsnetzbetreibern aus deren Verpflichtung entstehen, nachgelagerten Netzbetreibern entgangene Erlöse zu erstatten, die aus deren Verpflichtung resultieren, bestimmten Letztverbrauchern mit atypischem Verbrauchsverhalten oder besonders hohem Stromverbrauch individuelle Netzentgelte anzubieten. Die § 19 StromNEV-Umlage beträgt seit dem 01.01.2024 0,403 Cent/kWh.

Die **Offshore-Netzumlage** meint den als Aufschlag auf die Netzentgelte erhobenen Finanzierungsbetrag der Offshore-Anbindungskosten (§ 2 Nr. 11 EnFG). Unter Offshore-Anbindungskosten verstehen sich jene Kosten, die Übertragungsnetzbetreibern wegen Entschädigungszahlungen an Betreiber von Offshore-Windenergieanlagen bei Störung oder Verzögerung der Netzanbindung sowie den Offshore-Anbindungsleitungen entstehen. Seit dem 01.01.2024 beträgt die Offshore-Netzumlage 0,656 Cent/kWh.

Die Lieferung von Strom unterliegt der **Stromsteuer** als Verbrauchssteuer. Die Stromsteuer entsteht, wenn Strom aus dem Versorgungsnetz entnommen wird.

Wer ausschließlich zu versteuernden Strom bezieht und über eine Ladeinfrastruktur an ein Elektrofahrzeug eines Dritten leistet, gilt nicht als Versorger, sondern als Letztverbraucher (§ 5 Abs. 1 S. 1 StromStG). Die Stromsteuer beträgt 2,05 Cent/kWh.

Die Lieferung von elektrischem Strom unterliegt der **Umsatzsteuer**. Die Umsatzsteuer beträgt für jeden steuerpflichtigen Umsatz 19 % der Bemessungsgrundlage, d. h. der Summe der sonstigen Preisbestandteile.

3.2.5 Privilegierungen für Stromspeicher und Ladepunkte für Elektromobile

Mit dem am 01.01.2023 in Kraft getretenen Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) wurden die Befreiungs- und Privilegierungstatbestände für Stromspeicher neu geregelt. Zudem erfolgte eine **Erweiterung auf**

Elektrofahrzeuge (im Gesetzestext: Elektromobil) an Ladepunkten als Stromspeicher.

Die mit der Speicherung von Strom einhergehende Problematik der „**Doppelbelastung**“ folgt aus dem Umstand, dass alle in das öffentliche Stromnetz eingespeisten Strommengen andernorts wieder entnommen werden und hierfür die Umlagen in voller Höhe zu zahlen sind. Wird der aus dem öffentlichen Stromnetz entnommene, mit den Umlagen belastete Strom gespeichert, eingespeist und dann von einem anderen Letztverbraucher abermals entnommen, fallen in der Konsequenz für die (bilanziell) selben Strommengen die Umlagen doppelt an.

Um dem entgegenzuwirken, sieht § 21 Abs. 1 EnFG eine **Saldierung** der entnommenen und zeitgleich im Stromspeicher verbrauchten Strommengen sowie der mit dem Stromspeicher erzeugten und zeitgleich in das Netz eingespeisten Strommengen vor. Für die gespeicherten und wieder eingespeisten Strommengen fallen damit keine Umlagen an. Die Umlagenpflicht trifft nur Letztverbraucher, die Strommengen aus dem Netz beziehen und endgültig verbrauchen. Das ist besonders für den Anwendungsfall der zeitlichen Arbitrage (V2G) relevant, denn die Erlöse werden so nicht durch zu zahlende Umlagen geschmälert.

Die Umlagenbefreiung gilt für Ladepunkte für Elektrofahrzeuge mit der Maßgabe, dass Ladepunkte Stromspeichern gleichzusetzen sind (§ 21 Abs. 3 EnFG). Der Verbrauch von über einen Ladepunkt bezogenem Strom in einem Elektrofahrzeug gilt als in dem Ladepunkt verbraucht. Der aus dem Elektrofahrzeug in das öffentliche Stromnetz eingespeiste Strom gilt als in dem Ladepunkt erzeugt. Gemeint sind Fälle, in denen der mit der Antriebsbatterie erzeugte Strom nicht nur zur Deckung der Betriebsverbräuche eingesetzt wird, sondern (teilweise) in das Netz rückgespeist wird. Das Fahrzeug wird also wie ein Stromspeicher eingesetzt.

Als **Ladepunkt** ist eine Einrichtung zu verstehen, an der gleichzeitig nur ein Elektrofahrzeug aufgeladen oder entladen werden kann und die geeignet und bestimmt ist zum Aufladen oder zum Auf- und Entladen von Elektrofahrzeugen (§ 2 Nr. 2 LSV). Die Anwendung des Stromspeicherprivilegs auf Ladepunkte dient der praxistauglichen Umsetzung. Für die Abwicklung muss nicht unterschieden werden, ob der Ladepunkt von einem oder von mehreren Elektrofahrzeugen genutzt wird.

Bezieht Fahrzeug A 100 kWh und speist Fahrzeug B 50 kWh im selben Kalenderjahr über den selben Ladepunkt in das Stromnetz ein, kann die Einspeisung im

Umfang von 50 kWh angerechnet werden, so dass 50 kWh des Strombezugs von Umlagen befreit werden. Der **Anwendungsfall der zeitlichen Arbitrage (V2G)** kann damit losgelöst von einem konkreten Elektrofahrzeug umgesetzt werden.

Beim **Einsatz für Mobilitätsw Zwecke** greift die Umlagenbefreiung nicht. Die Elektrofahrzeuge sind dann vielmehr als „geschlossene Verbrauchsgeräte mit Akku“ zu betrachten. Der Stromverbrauch für das Laden wird ohne Gefahr einer Doppelbelastung wie jeder andere Letztverbrauch abgerechnet. Ausweislich § 21 Abs. 2 EnFG verringern sich die Umlagen für **Stromspeicherverluste** ebenfalls auf null. Die Privilegierung gilt jedoch nicht für Speicherverluste in Elektrofahrzeugen, da sich diese nicht von der für das Fahren genutzten Energie abgrenzen lassen. (BT-Drs. 20/1630, S. 220). Die Inanspruchnahme der Umlagenbefreiung erfordert, dass sämtliche in Ansatz gebrachten Strommengen **mess- und eichrechtskonform** erfasst oder abgegrenzt werden müssen (§ 21 Abs. 4 EnFG). Von der Umlagen-Privilegierung umfasst sind die **KWKG-Umlage** und die **Offshore-Netzumlage** (§ 2 Nr. 17 EnFG) sowie die **§ 19 StromNEV-Umlage** (§ 19 Abs. 2 StromNEV, der auf § 21 EnFG verweist).

Die **Befreiungsmöglichkeiten der Stromsteuer** werden im Stromsteuergesetz geregelt. Zwar qualifiziert das Stromsteuergesetz stationäre Batteriespeicher als Teil des Stromnetzes (§ 5 Abs. 4 StromStG). Dies gilt jedoch nur für stationäre Batteriespeicher, die „dazu dienen, Strom vorübergehend zu speichern und anschließend in ein Versorgungsnetz für Strom einzuspeisen“ (§ 5 Abs. 4 StromStG). Es werden keine Befreiungsmöglichkeiten von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge dargelegt.

Die Übergangsregelung für die **Befreiung von den Netzentgelten** gilt für „nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ (§ 118 Abs. 6 EnWG). Diese Übergangsregelung gilt aktuell befristet für eine Inbetriebnahme der Anlage bis zum Jahr 2029. Stand heute ist danach eine Befreiungsmöglichkeit von Netzentgelten für Speicher nicht gegeben. Im § 118 Abs. 6 EnWG wird grundsätzlich nicht auf Ladepunkte für Elektrofahrzeuge eingegangen, so dass davon ausgegangen werden kann, dass diese keine Befreiung von Netzentgelten erhalten können.

3.3 Stromtarife

Unter **Stromtarif** sind im geltenden Energiewirtschaftsrecht die auf die Preisgestaltung bezogenen

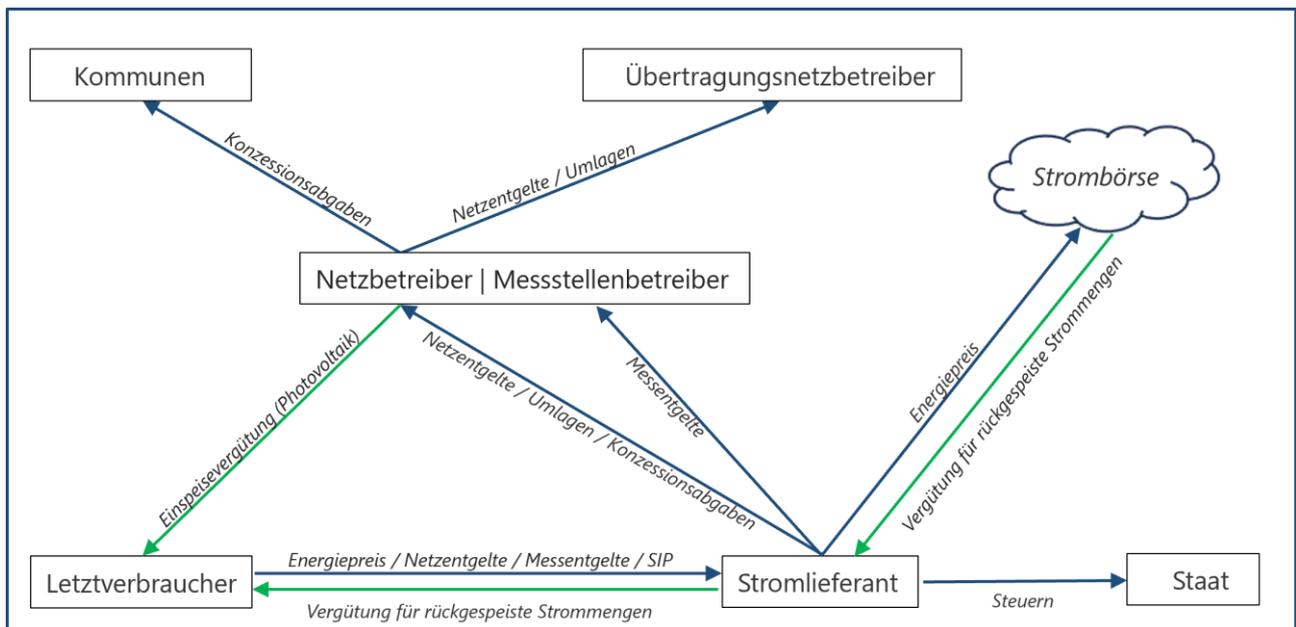


Abbildung 3-1: Zahlungsflüsse im Strommarkt (Einzelhandel) / Dynamischer All-inclusive-Stromliefervertrag + ANNEX zeitliche Arbitrage (V2G)

Bestimmungen eines Stromliefervertrages zu verstehen, die in aller Regel allgemeine Geschäftsbedingungen (AGB) des Stromlieferanten darstellen. Sollen weitere Merkmale der Stromlieferung hervorgehoben werden, wie etwa virtuelle Eigenschaften des gelieferten Stroms (Ökostrom, Regionalstrom), empfiehlt es sich von einem **Stromprodukt** zu sprechen.

Die **Ausgestaltungsmöglichkeiten** von Stromtarifen sind vielseitig. Dabei haben die Stromlieferanten betriebswirtschaftliche Grundsätze und rechtliche Vorgaben zu beachten. Betriebswirtschaftlich besteht das Interesse des Stromlieferanten darin, seine jeweilige Kostenstruktur mit der Erlösstruktur in Einklang zu bringen (siehe Abbildung 3-1). Handelt es sich um einen All-inclusive-Stromliefervertrag, muss er die Netz- und Messentgelte an die Letztverbraucher weiterberechnen.

Vereinfacht kann zwischen statischen Stromtarifen und nicht-statischen Stromtarifen unterschieden werden. Beim **bidirektionalen Laden von Elektrofahrzeugen** werden nicht-statische Stromtarife benötigt, vor allem für den Anwendungsfall dynamische Stromtarife (V2H) und zeitliche Arbitrage (V2G). Die Ausnahme bildet der Anwendungsfall PV-Eigenverbrauchsoptimierung. Hier ist die Umsetzung des Anwendungsfalls auch mit einem statischen Stromtarif möglich.

Bei **statischen Stromtarifen**, die man mit Blick auf die Marktdurchdringung auch als klassische Stromtarife bezeichnen mag, handelt es sich um verbrauchs-

abhängige zweiteilige Stromtarife, deren Erlösbestandteile (Grund- und Arbeitspreis) über einen Zeitabschnitt nur einen Zustand kennen. Mit Blick auf den **Dauerschuldcharakter von Stromlieferverträgen** besteht das Bedürfnis und die wirtschaftliche Notwendigkeit, deren Höhe regelmäßig anzupassen. Stromlieferverträge sehen daher in den allermeisten Fällen **Preis Anpassungsrechte** vor. Ändert der Stromlieferant in Ausübung eines vertraglichen Preis anpassungsrechts den Strompreis, kann der Letztverbraucher den Stromliefervertrag zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Änderung kündigen, was nicht im Interesse des Stromlieferanten liegt.

Um dem entgegenzuwirken, haben sich in der Vertragspraxis **separierte Preissysteme** etabliert, in denen die verschiedenen Strompreisbestandteile einzeln an die Letztverbraucher weiterberechnet werden. Der Letztverbraucher zahlt nicht einen Grundpreis und einen Arbeitspreis, sondern die verschiedenen Strompreisbestandteile werden gesondert, sozusagen 1:1, in der jeweils geltenden Höhe abgerechnet. Ändert sich etwa die Höhe der Netzentgelte oder der SIP, wirkt sich die Änderung unmittelbar im Verhältnis zwischen Stromlieferant und Letztverbraucher aus, was im Interesse der Letztverbraucher liegen kann, da diese von einem Absinken unmittelbar profitieren.

Nicht-statische Stromtarife zeichnen sich dadurch aus, dass die verbrauchsabhängige Erlösbestandteile (Arbeitspreis) während eines bestimmten Zeitabschnitts der Vertragslaufzeit mehr als nur einen Zustand, d. h. mehr als eine betragsmäßige Höhe,

kennt. Der Wechsel des Zustands kann an die Zeit, etwa die Jahreszeit, den Wochentag oder die Tageszeit (Zeitfunktion), die Last (Lastfunktion) oder den Verbrauch (Verbrauchsfunktion) gekoppelt werden.

Bei **dynamischen Stromtarifen** variieren die Arbeitspreise nach der Tageszeit (siehe Abbildung 3-2). Die Preisstufen werden kurzfristig festgelegt, z. B. einen Tag oder eine Stunde im Voraus. Anknüpfungspunkt ist meist ein Börsenpreis. Das Energiewirtschaftsgesetz definiert einen Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen als „*einen Stromliefervertrag mit einem Letztverbraucher, in dem die Preisschwankungen auf den Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead- und Intraday-Märkte, in Intervallen wiedergespiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen*“ (§ 3 Nr. 31d EnWG).

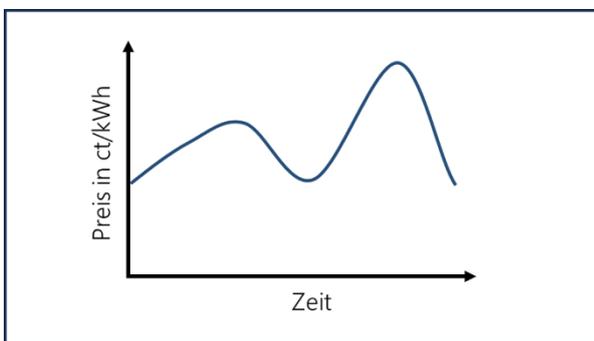


Abbildung 3-2: Preis / Zeitfunktion bei dynamischen Stromtarifen

Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende verfolgt der Gesetzgeber eine **Beschleunigung der Einführung dynamischer Stromtarife**. Damit soll es den Letztverbrauchern ermöglicht werden, ihren Strombezug in kostengünstigere Zeiten mit hoher Erzeugung zu verlagern. Da intelligente Messsysteme (iMSys) die technische Basis hierfür böten und ihr Einbau mit einer Überführung in eine viertelstundengenaue Bilanzierung einhergehe, würden dynamische Stromtarife und Rollout der iMSys sich gegenseitig beschleunigen. § 41a Abs. 2 EnWG wurde dahingehend angepasst, dass ab dem Jahr 2025 **sämtliche Stromlieferanten verpflichtet sind, allen Letztverbrauchern mit iMSys dynamische Stromtarife anzubieten**. Die ursprünglich bestehende de-minimis-Schwelle für Stromlieferanten, die mehr als 100.000 Letztverbraucher beliefern, wurde abgeschafft.

3.4 Monetarisierung der Flexibilität

Um einer Überlastung der Netze entgegenzuwirken, müssen die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge an die fluktuierende Erzeugung aus den erneuerbaren Energien gekoppelt werden. Zur **Anreizsetzung auf Seiten der Nutzer:innen von Elektrofahrzeugen** gilt es, Gestaltungsoptionen aufzuzeigen, um die durch die Zwischenspeicherung bereitstellbare Flexibilität der Elektrofahrzeuge zu monetarisieren.

Im Rahmen einer **Systematisierung der Gestaltungsoptionen** zur Monetarisierung der Flexibilität (siehe Abbildung 3-4) kann auf erster Ebene zwischen einer Monetarisierung der Flexibilität und sonstigen Zielsetzungen unterschieden werden. Letztere beinhalten Anreize, die nicht auf monetäre Vorteile abzielen. Auf zweiter Ebene wird zwischen einer Reduktion der Bezugskosten und einer Erlösgenerierung durch die Vermarktung von (netzdienlicher) Flexibilität differenziert.

Die Reduktion der **Bezugskosten** kann durch eine Verbrauchsreduktion oder eine Preisreduktion erreicht werden. Für die Preisreduktion kann entsprechend der Strompreisbestandteile jeweils ein anderer Anknüpfungspunkt gewählt werden: Der Energiepreis, die Netzentgelte oder die SIP. Bei der **Reduktion des Energiepreises** werden die Entwicklungen an den Strombörsen an die Letztverbraucher weitergegeben. Ziel ist es, die Ladevorgänge in **Niedrigpreisphasen** zu verschieben. Zudem können gespeicherte Strommengen in **Hochpreisphasen rückgespeist** werden und die erzielten Gewinne mit den Bezugskosten verrechnet werden. Der Anwendungsfall zeitliche Arbitrage (V2G) kann in rechtlicher Hinsicht als **Annex zum Stromliefervertrag** erfolgen. Die Vermarktung erfolgt dann durch den Stromlieferanten über dessen Bilanzkreis.

Alternativ können die rückgespeisten Strommengen über einen Aggregator (§ 3 Nr. 1a EnWG) vermarktet werden (siehe Abbildung 3-3). Der Aggregator tritt als Dienstleister des Letztverbrauchers auf. Stromlieferanten müssen Letztverbrauchern **Aggregatormodelle** ermöglichen (§ 41d Abs. 1 EnWG). Die rückgespeisten Strommengen bleiben dem Bilanzkreis des Stromlieferanten zugeordnet. Folglich sind bilanzielle Fahrplangeschäfte zwischen dem Stromlieferanten und dem Aggregator notwendig. Der Letztverbraucher erhält vom Aggregator eine Vergütung. Der Stromlieferant kann vom Letztverbraucher ein angemessenes Entgelt als Ausgleich für die an den Aggregator bilanziell gelieferten Strommengen verlangen.

Die Netzentgelte betreffend wird zwischen einem verbrauchsunabhängigen Grund- oder Leistungspreis und einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis differenziert. Dabei können Fälle unterschieden werden, in welchen eine **externe Steuerung** der Flexibilität möglich ist und solche, in denen die Flexibilität indirekt an ein **netzentgeltspezifisches Preissignal** gekoppelt wird (zeitvariable Netzentgelte). Vorliegend sind die Vorgaben der Bundesnetzagentur zur netzorientierten Steuerung von Verbrauchseinrichtungen in die Systematisierung implementiert.

Die **pauschale Reduktion des Netzarbeitspreises** entspricht dem Modul 1 der Bundesnetzagentur. Im Gegenzug für die (verpflichtende) Gewährung eines Steuerzugriffs erhalten die Letztverbraucher eine pauschale Netzentgeltreduktion. Vorausgesetzt, die steuVE verfügt über einen separaten Zählpunkt, kann sich der Letztverbraucher gemäß dem Modul 2 für eine **prozentuale Reduktion des Netzarbeitspreises** entscheiden. In dem als Modul 3 formulierten Konzept **zeitvariabler Netzentgelte** tritt neben die externe Steuerung eine indirekte Steuerung durch ein Preissignal, durch das zusätzliche Lastverschiebungen in Niederlastphasen angereizt werden sollen.

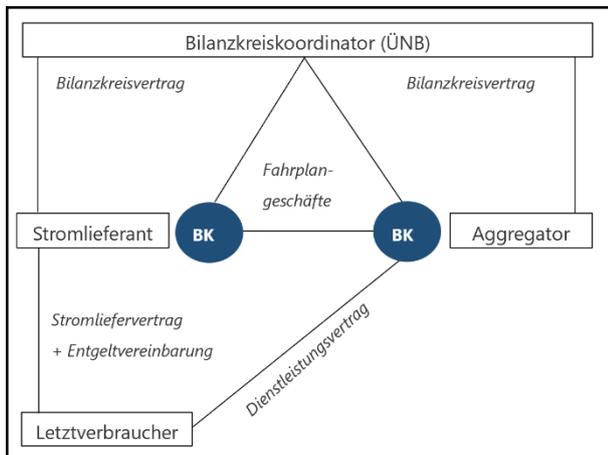


Abbildung 3-3: Leistungsbeziehungen im Aggregatorenmodell

Der Vollständigkeit halber sei auf den Anwendungsfall der **Spitzenlastglättung** hingewiesen, mittels derer die maximal abgerufene Leistung im Kalenderjahr reduziert und in der Konsequenz eine Absenkung des Leistungspreises erreicht werden kann. Die Spitzenlastglättung kommt erst ab Strommengen von mehr als 100.000 kWh (RLM) in Betracht.

Für eine **Reduktion der SIP** werden die Ladevorgänge bei Verfügbarkeit von variablen SIP zeitlich verlagert. Da es derzeit keine variablen SIP gibt, kann dieser Anwendungsfall (noch) nicht umgesetzt

werden. Genutzt werden kann jedoch die **Umlagenbefreiung für rückgespeiste Strommengen**. Durch prozentual an den Energiepreis gekoppelte SIP könnten die Anreizwirkungen künftig verstärkt werden.

3.4.1 Ableitungen aus Verbrauchersicht

Der regulatorische Rahmen hat eine **Komplexität** erreicht, die von Letztverbrauchern kaum nachvollzogen werden kann. Das EnWG sieht zwar umfangreiche Transparenzpflichten vor, gleichwohl bleibt es den Stromlieferanten überlassen, **Stromtarife zu entwickeln, welche die bestehenden Gestaltungsmöglichkeiten optimal ausnutzen und die Vorteile an die Letztverbraucher weitergeben**. Die Stromlieferverträge bzw. Stromtarife sind das Band, mittels dessen das Verbrauchsverhalten der Letztverbraucher an den Strommarkt geknüpft wird. Die Verfügbarkeit verbraucherfreundlicher Stromtarife ist entscheidend.

Es bleibt abzuwarten, wie sich die von der Bundesnetzagentur konzeptionierte Netzentgeltsystematik für steuVE und die dynamische Kopplung des Energiearbeitspreises an den Strombörsen **wechselseitig beeinflussen**. Es darf nicht dazu kommen, dass sich die Effekte gegenseitig neutralisieren.

V2G-Anwendungsfälle sind nicht vollständig von Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten befreit. Das gilt für die Netzentgelte, die Konzessionsabgaben und die Stromsteuer sowie ebenso für Umlagen auf die Verluste der Zwischenspeicherung in einem bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeug. Mit Blick auf das von der Bundesnetzagentur entwickelte Modul 2 ist nunmehr eine Reduzierung der Netzentgelte um 60 % denkbar. Dennoch bleibt es bei einer Belastung durch Steuern, Abgaben und Umlagen auf in bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeugen zwischengespeicherten Strom. Die Belastung durch Steuern, Abgaben und Umlagen auf zwischengespeicherten Strom in bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeugen kann folglich dazu führen, dass Anwendungsfälle mit aktiver Strommarktteilnahme in Zukunft für bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge nicht rentabel sind. In der aktuellen Situation bietet daher die bloße Ausnutzung des strombörsengekoppelten Energiepreissignals im Vergleich den verlässlicheren wirtschaftlichen Vorteil. Daraus ergibt sich ein fehlender Anreiz für V2G Anwendungsfälle, was den Besitz eines bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeugs, sofern der Fokus nicht auf PV-Eigenverbrauchsoptimierung liegt, weniger attraktiv macht.

Die Konzessionsabgaben betreffend ist es denkbar, dass die **Kommunen freiwillig auf die (höchstzulässige) Konzessionsabgaben für steuVE verzichten**; denn es besteht keine Verpflichtung der Kommunen,

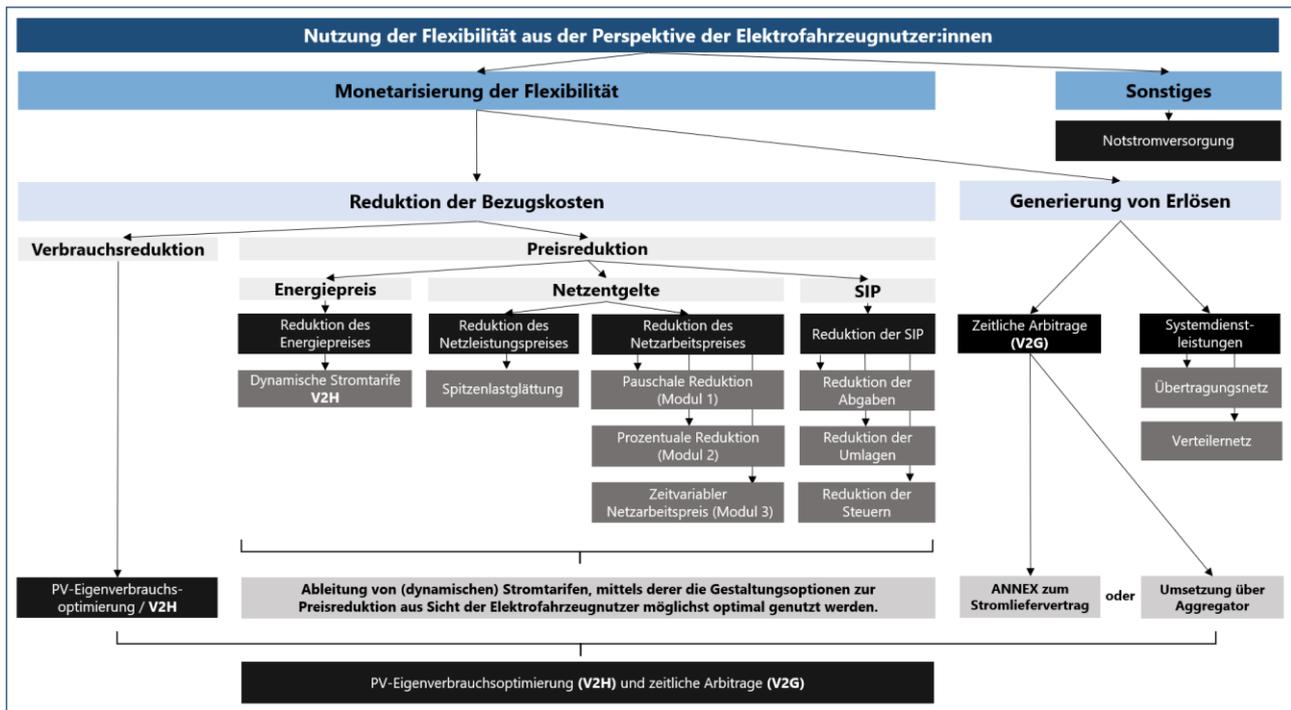


Abbildung 3-4: Systematische Einordnung der Monetarisierung der Flexibilität unter Berücksichtigung der Netzentgeltkonzeption der Bundesnetzagentur

überhaupt Konzessionsabgaben zu erheben. Hinsichtlich der Stromsteuer sollte **das Privileg für stationäre Batteriespeicher, die dazu dienen, Strom vorübergehend zu speichern und anschließend in ein Versorgungsnetz für Strom einzuspeisen (§ 5 Abs. 4 StromStG), auf Ladepunkte für Elektrofahrzeuge** erweitert werden. Ob sich dynamische Stromtarife mittel- bis langfristig durchsetzen werden, hängt im Wesentlichen davon ab, welche Akzeptanz dem von Verbraucherseite entgegengebracht wird. Um Vertrauen aufzubauen, hat der Gesetzgeber die Einrichtung von **Vergleichsinstrumenten bei Energielieferungen** vorgesehen (§ 41c EnWG). Dies können z. B. Online-Vergleichsportale sein, falls die Voraussetzungen des § 41c eingehalten werden. Ein Vergleichsinstrument, in dem optimierte und transparente Stromtarife für das Laden von Elektrofahrzeugen gelistet sind, würde voraussichtlich zu einer höheren Marktdurchdringung führen, da den Letztverbrauchern auf diese Weise negative Erfahrungen erspart blieben. Falls derartige Vergleichsinstrumente im Markt nicht angeboten werden oder ein Vertrauenszeichen hierfür nicht beantragt wurde, **muss die Bundesnetzagentur die Leistung ausschreiben** (§ 41c EnWG).



4

Simulationen

4 Simulationen

Neben der Aufbereitung von aktuellen technischen und rechtlich-regulatorischen Entwicklungen werden in dieser Studie auch potenzielle Kostenersparnisse und weitere Vorteile, die sich durch bidirektionales Laden ergeben, analysiert. Zu diesem Zweck wurden Simulationen aufgesetzt und durchgeführt, die repräsentativ die optimierte Nutzung von bidirektionalen Fahrzeugen darstellen.

Die Simulationen umfassen vier der fünf in Abschnitt 1.3 aufgelisteten Anwendungsfälle, die eine Auswahl der für Nutzer:innen vorteilhaftesten Anwendungsfälle darstellen. Durch Simulationen verschiedener Einzelfälle wird der Mehrwert des bidirektionalen Ladens herausgestellt.

4.1 Grundlagen der Simulationen

Das verwendete Modell, in dem Nutzer:innen- und Ladeverhalten repräsentativ abgebildet werden, ist im Anhang A.1 im Detail beschrieben. In dem Modell wird ein Privathaushalt mit einem Elektrofahrzeug und wahlweise einer PV-Anlage auf dem Dach betrachtet. Es wird weder ein stationärer Hausbatteriespeicher noch eine Wärmepumpe simuliert, um den Fokus der Analysen auf das Elektrofahrzeug zu legen. Für jeden Simulationslauf wird die Lade- und Entladestrategie des Elektrofahrzeugs unter Berücksichtigung aller geltenden Randbedingungen für ein ganzes Jahr optimiert. Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Strombezugskosten aus dem Stromnetz. Je nach Anwendungsfall herrschen unterschiedliche Randbedingungen. Jeder Simulationslauf liefert folgende Ergebnisse:

- Die über das Jahr aus dem Stromnetz bezogene Energiemenge für Haushalt und Fahrzeug
- Die über das Jahr direkt aus der PV-Anlage bezogene Energiemenge für Haushalt und Fahrzeug
- Die über das Jahr aus dem Fahrzeug und aus der PV-Anlage in das Stromnetz zurückgespeiste Energiemenge
- Die Leistungen, mit denen Energie geladen und entladen wird

- Die Lade- und Entladeverluste in Abhängigkeit von der Lade-/ Entladeleistung (siehe Exkurs auf S. 39)
- Die Kosten für den Strombezug aus dem Netz
- Die Erlöse für PV-Einspeisung und aus dem Fahrzeug entladenen Strom in das öffentliche Stromnetz. Hierbei wird eine mögliche Aggregatortvergütung nicht berücksichtigt.

Die gewonnenen Ergebnisse ermöglichen u. a. Auswertungen zu den verbrauchten und rückgespeisten Energiemengen, den Eigenverbrauchsanteilen und den über das Jahr entstandenen Stromkosten.

Für jeden Anwendungsfall werden in den Simulationen verschiedene Einzelfälle untersucht. Für jeden dieser Simulationsläufe wird ein spezifisches Verhalten der Nutzer:innen hinterlegt, das in spezifischen Fahrzeugnutzungsprofilen und Haushaltlastgängen resultiert (siehe Erklärung im Anhang). Je nach Einzelfall werden 200 oder 100 einzelne Simulationsläufe durchgeführt. 200 einzelne Simulationsläufe werden durchgeführt, wenn alle potenziellen Nutzer:innen betrachtet werden sollen. Dafür werden zu gleichen Teilen je 100 Pendler und 100 Nicht-Pendler simuliert. Pendler sind durch ein bestimmtes Fahrverhalten charakterisiert, nämlich dass sie im Laufe des Morgens von zuhause abfahren und erst ab nachmittags wieder am Haushalt eintreffen. Alle anderen Fahrverhalten werden als Nicht-Pendler beschrieben (bspw. Personen im Homeoffice, im Ruhestand, Erwerbslose, etc.). Die Anwesenheit der Nutzer:innen am Haushalt wirkt sich dabei nicht nur auf das Fahrverhalten und damit die Fahrzeugnutzungsprofile, sondern auch auf das Haushaltlastgangprofil aus. Bei allen 200 Profilen (Pendler und Nicht-Pendler) variiert der Haushaltsstromverbrauch im Modell von 1.225 kWh bis zu 7.440 kWh pro Jahr. Für die Teilmenge der 100 Nicht-Pendler liegt der jährliche Haushaltsstromverbrauch zwischen 1.605 kWh und 5.735 kWh.

Bezüglich der Fahrzeugnutzungsprofile, die zum Einsatz kommen, ist in Abbildung 4-1: dargestellt, zu welchen Zeitpunkten der Woche im Durchschnitt wie viele Fahrzeuge zuhause verfügbar sind und wie viele unterwegs bzw. am Fahren sind. Für die gesamte Menge der 200 Profile in der oberen Grafik zeigt sich,

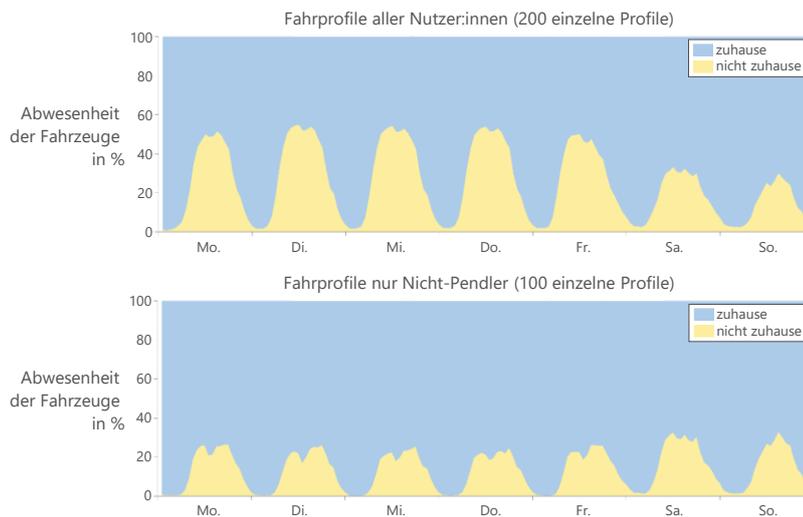


Abbildung 4-1: Darstellung der durchschnittlichen Fahrzeugverfügbarkeit für die 200 Profile von Pendlern und Nicht-Pendlern (oben) und die 100 Profile ausschließlich für Nicht-Pendler (unten) über die Wochentage

dass über 40 % der Fahrzeuge im Durchschnitt zu jeder Tageszeit zuhause und damit für bidirektionales Laden verfügbar sind (maximal 60 % der Fahrzeuge sind gleichzeitig unterwegs). In Spitzenzeiten sind über 95 % der Fahrzeuge zuhause. Es ergibt sich eine durchschnittliche Verfügbarkeit je Fahrzeug von 80 %. Für die Teilmenge der 100 Nicht-Pendler in der unteren Grafik gilt, dass knapp 65 % der Fahrzeuge im Durchschnitt zu jeder Tageszeit zuhause und damit für bidirektionales Laden verfügbar sind (maximal 35 % der Fahrzeuge sind gleichzeitig unterwegs). In Spitzenzeiten sind 99 % der Fahrzeuge an den Haushalten. Es ergibt sich eine durchschnittliche Verfügbarkeit je Fahrzeug von 91 %. Diese Zahlen zeigen, dass die Fahrzeuge im Modell im Durchschnitt für viele Stunden des Jahres für bidirektionales Laden am Haushalt zur Verfügung stehen. Zu beachten ist, dass im Modell angenommen wird, dass die Fahrzeuge, wenn sie am Eigenheim stehen, auch immer mit der Wallbox verbunden sind und für bidirektionales Laden zur Verfügung stehen.

4.2 Annahmen und verwendete Zahlenwerte

Eine entsprechende Festlegung der Einzelfälle ermöglicht den Vergleich der unterschiedlichen Anwendungsfälle. Alle Einzelfälle basieren auf gleichen Grundannahmen, aus denen die Eingangsparameter für die Simulation generiert werden. Wichtige Grundannahmen sind:

- Die Nutzer:innen wohnen in einem Einfamilienhaus oder einer Doppelhaushälfte mit durchschnittlichem Haushaltsstromverbrauch.

- Für Anwendungsfälle, bei denen eine PV-Anlage notwendig ist, befindet sich auf dem Dach der Nutzer:innen eine PV-Anlage von durchschnittlicher Größe für Privatpersonen in Deutschland.
- Die Nutzer:innen bidirektionalen Ladens besitzen ein durchschnittlich großes Elektrofahrzeug, das sie bei sich zuhause mit einer entsprechenden Wallbox laden bzw. entladen können.
- Die Nutzer:innen weisen ein Fahrverhalten wie typische private Fahrzeugnutzer auf.
- Die Nutzer:innen stecken ihr Elektrofahrzeug immer sobald sie nach Hause kommen an die private Wallbox an.
- Die Nutzer:innen definieren eine minimale Reichweite, auf die das Fahrzeug bis zur geplanten Abfahrt geladen sein muss.
- Die Nutzer:innen fahren immer zur geplanten Abfahrt wieder von zuhause los.

Je nach relevantem Anwendungsfall wird zunächst der Basisfall simuliert, in dem Durchschnitts- bzw. Standardwerte für das bidirektionale Laden verwendet werden. Die konkreten Parameterwerte, die für den **Basisfall** verwendet werden, sind in der nachfolgenden Tabelle 4-1 aufgelistet. Als Basisjahr wird das Jahr 2021 festgelegt. 2021 ist das aktuellste Jahr, für das alle notwendigen Daten vorliegen und für das die Börsenstrompreise nicht nennenswert durch die Gaspreiskrise beeinflusst wurden. Für Anwendungsfälle, in denen aus dem Elektrofahrzeug in das öffentliche Netz zurückgespeist wird, wird im Basisfall die aktuell geltende Regulatorik angenommen (sehr geringe Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen, siehe Abschnitt 3.2). Strom, der durch die eigene PV-Anlage erzeugt und in das öffentliche Netz eingespeist wird, wird in Höhe der PV-Einspeisevergütung vergütet. Der Vergütungssatz wird je nach Anlagengröße und

Inbetriebnahmezeitpunkt im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt, das dem Ausbau und der Förderung erneuerbarer Energien dient. Daher wird auch häufig von der PV-Einspeisevergütung gesprochen und so wird es im Folgenden auch in dieser Studie bezeichnet.

Neben dem Basisfall können drei weitere Einzelfälle je Anwendungsfall simuliert werden, die als **Varianten** bezeichnet werden. Je nach Variante ergeben sich 100 bzw. 200 zusätzliche Simulationsläufe (für alle 100 oder 200 Nutzer:innen), in dem sich einer oder mehrere der im Basisfall definierten Parameterwerte verändern. Die Varianten tragen die Bezeichnung:

- Variante 2022
- Variante Nicht-Pendler
- Variante Umlagenbefreiung

Für die **Variante 2022** werden Preise und Vergütungssätze des Jahres 2022 verwendet. Für 2022 liegen ebenfalls alle benötigten Daten vor, allerdings ist für dieses Jahr ein großer Einfluss der Gaspreiskrise auf die Börsenstrompreise und dadurch indirekt auch auf den Haushaltsstrompreis zu erkennen. Das Preisniveau an den Strombörsen war im Jahr 2022 grundlegend höher als 2021. Zudem waren höhere Preisschwankungen zu beobachten. Daher wird 2022 als eine der relevanten Varianten mit berücksichtigt.

Neben der Analyse des Jahres 2022 wird die Beschränkung der Nutzer:innen auf ausschließlich Nicht-Pendler als **Variante Nicht-Pendler** berücksichtigt. Das Elektrofahrzeug von Nutzer:innen der Nicht-Pendler ist häufiger tagsüber am betrachteten Ladeort, dem Eigenheim, verfügbar (siehe Abbildung 4-1:). Durch diese Variante wird analysiert, wie groß die

Tabelle 4-1: Parameterwerte für die Simulationen im Basisfall

Parameter-Bezeichnung	Wert	Kommentar
Nutzerprofil	200 private Nutzerprofile	Typische Privatpersonen (Pendler und Nicht-Pendler)
Elektrofahrzeug	60 kWh Batteriekapazität, min. 100 km Reichweite jeder Zeit, min. 200 km Reichweite bei der Abfahrt	Durchschnittliches Fahrzeug heute mit ca. 320 km max. Reichweite
Wallbox/ Ladestation	11 kW Ladeleistung (AC- bzw. DC-seitig), 92,5 % nom. Ladewirkungsgrad, 92 % nom. Entladewirkungsgrad	Erwartungsgemäßer Standard für bidirektionales Laden
Haushaltsstromverbrauch	~ 3.100 kWh/a	Durchschnitt (Einfamilienhaus, 3-4 Personen)
PV-Anlagengröße	7 kWp (nom. Leistung)	Durchschnittswert aller aktuell in Deutschland installierten privaten Dachanlagen < 20 kWp
Haushaltsstrompreis	32,2 ct/kWh	Mittlerer Wert 2021
PV-Einspeisevergütung nach EEG	8,2 ct/kWh	Inbetriebnahme Jan. 2021
Börsenstrompreise	Historische Werte 2021	Reale Börsenstrompreise (kontinuierlicher Intraday-Markt)
Umlagenbefreiung (Rückspeisung)	1,1 ct/kWh	Aktuelle Regelung für Elektrofahrzeuge, Befreiung von KWK-Umlage, StromNEV und Offshore-Netzumlage
Beschränkung der maximalen zusätzlichen äquivalenten Vollzyklen	max. 20 Zyklen pro Jahr	Einschränkung für das bidirektionale Laden, um zyklische Alterung zu beschränken und ggf. Garantiebedingungen einzuhalten

Exkurs: Variable Verluste bei variierenden Lade- und Entladeleistungen

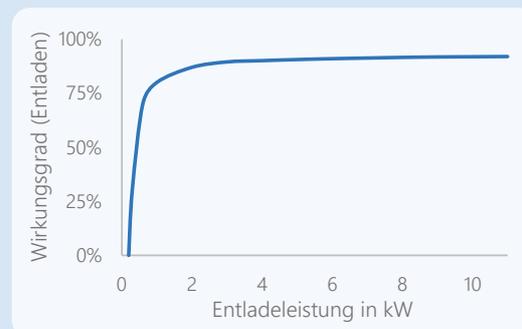
Im Normalfall wird vom Hersteller einer Wallbox ein Wirkungsgrad für das Laden bzw. im bidirektionalen Fall auch für das Entladen des Elektrofahrzeugs angegeben, der die Energieverluste beschreibt, die beim Laden/Entladen entstehen (in den Simulationen 92,5 % bzw. 92 %). Bei diesem Wirkungsgrad handelt es sich um den η nominellen Wirkungsgrad, der bei nomineller Lade-/Entladeleistung erreicht wird. Die nominelle Lade-/Entladeleistung ist die Leistung, für die die Wallbox ausgelegt ist und die häufig auch der Maximalleistung entspricht (in dieser Studie 11 kW).

Für viele Anwendungsfälle des gesteuerten und bidirektionalen Ladens kommt es vor, dass nicht mit nomineller Leistung sondern mit einer geringeren Leistung geladen oder entladen wird. Bspw. wenn Strom für den eigenen Haushalt bei geringer Leistung aus dem Elektrofahrzeug rückgespeist wird. Für dieses Laden oder Entladen mit geringerer Leistung als der nominellen Leistung verringert sich der Wirkungsgrad. Das bedeutet, dass die Lade-/Entladeverluste bei geringerer Leistung ansteigen.

Unterschiede der Ergebnisse zwischen einer gemischten, durchschnittlichen Gruppe von Nutzer:innen und reinen Nicht-Pendlern sind.

Bei einer Rückspeisung aus dem Fahrzeug in das öffentliche Stromnetz ergibt sich eine weitere Variante, bei der eine weitreichende Befreiung von Abgaben und Umlagen angenommen wird. Dieser Einzelfall wird im Rahmen der Studie als **Variante Umlagenbefreiung** bezeichnet. Wie in Abschnitt 3.2.5 erläutert wird, sind bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge gegenwärtig nur von einem Bruchteil der Abgaben und Umlagen befreit (für 2021 sind es 6 % aller staatlich induzierten Strompreisbestandteile, siehe Tabelle 4-1). Um eine potenziell realistische, geänderte Regelung zu analysieren, wird für diese Variante eine Befreiung auf aus dem Fahrzeug rückgespeisten Strom gemäß der geltenden Regelung für stationäre Batteriespeicher bei maximal möglicher Befreiung angenommen (lediglich die Konzessionsabgabe ist auf den ins Netz rückgespeisten Strom zu zahlen). Dies entspricht einer Befreiung von 17,1 ct/kWh für 2021 (91 % aller staatlich induzierten Strompreisbestandteile).

Dieser Anstieg der Verluste ist auf die Umwandlung von Wechselstrom auf Gleichstrom beim Laden bzw. von Gleich- auf Wechselstrom beim Entladen zurückzuführen. Da beim bidirektionalen Laden oft mit geringen Leistungen entladen wird, ist hier der Wechselrichter, der Gleichstrom aus der Fahrzeugbatterie in Wechselstrom umwandelt, relevant. Exemplarisch zeigt diese Grafik die Abhängigkeit des Wirkungsgrads von der Entladeleistung:



Da der Wirkungsgrad bei kleinen Leistungen so dramatisch abnimmt, wird diese Abhängigkeit im Modell mit berücksichtigt. Es ergeben sich also variable Verluste je nach Ladestrategie. Zusätzlich zu den variablen Verlusten beim Laden/Entladen werden im Modell Standby-Verluste berücksichtigt, die auftreten, wenn das Fahrzeug weder lädt noch entlädt [22].

Zusätzlich zu diesen drei bis vier Einzelfällen können für die relevanten Anwendungsfälle weitere Simulationsläufe durchgeführt werden, die so genannten **Garantiefälle**. In diesen Fällen werden – im Gegensatz zu den Standard-Einzelfällen – die Anzahl an durch bidirektionales Laden zusätzlich möglichen Vollzyklen der Fahrzeugbatterie **auf 20 Zyklen pro Jahr begrenzt** und alle vier bis fünf Einzelfälle (Basisfall und drei bis vier Varianten) erneut simuliert. Die Garantiefälle werden zusätzlich immer dann simuliert, wenn in einem der Standard-Einzelfälle der Grenzwert von 20 zusätzlichen Vollzyklen pro Jahr überschritten wird. Es ist also je nach Anwendungsfall unterschiedlich, ob die Garantiefälle zusätzlich simuliert werden.

Der Begrenzung der zusätzlichen Vollzyklen auf 20 Zyklen pro Jahr liegt die Annahme zugrunde, dass Fahrzeughersteller zukünftig ihre Garantiebedingungen der Fahrzeugbatterie anpassen bzw. auf bidirektional genutzte Fahrzeuge erweitern könnten. Beispielsweise könnte ein Hersteller die Garantie an die insgesamt durch die Batterie geflossene Energiemenge innerhalb eines bestimmten Zeitraums koppeln, um einer übermäßigen zyklischen Alterung vorzubeugen (siehe Abschnitt 2.1.1). Wenn mehr als

die definierte Energiemenge innerhalb des Zeitraums durch die Batterie fließen würde, würde die Garantie in diesem Beispiel erlöschen. Solche oder ähnliche Szenarien werden durch die Vollzyklenbegrenzung der Garantiefälle berücksichtigt. Eine solche Vollzyklenbegrenzung kann auch als Begrenzung „virtueller Fahrkilometer“ interpretiert werden, die durch das bidirektionale Laden zusätzlich entstehen. Die 20 Zyklen pro Jahr entsprechen einem Energiedurchsatz durch die Fahrzeugbatterie von 12.000 kWh über einen Zeitraum von 10 Jahren. Es handelt sich um einen Schätzwert basierend auf Expertenmeinungen, da gegenwärtig kein Hersteller eine Begrenzung des Energiedurchsatzes oder der Vollzyklen öffentlich kommuniziert hat.

4.3 Ergebnisdarstellung

In den nachfolgenden Kapiteln werden die Ergebnisse der Simulationen für jeden Anwendungsfall aller relevanten Einzelfälle aufbereitet und analysiert. Es werden dazu drei unterschiedliche Ladestrategien verglichen:

- **Direktladen:** Das Elektrofahrzeug wird, sobald es zuhause ankommt, an der Wallbox angeschlossen und direkt mit nomineller Leistung auf den gewünschten Füllstand geladen.
- **Gesteuertes Laden:** Das Elektrofahrzeug wird, sobald es zuhause ankommt, an der Wallbox angeschlossen. Nun wird je nach Zielsetzung des Anwendungsfalls optimiert geladen, bspw. wenn eigenerzeugter PV-Strom zum Laden verfügbar ist.
- **Bidirektionales Laden:** Das Elektrofahrzeug wird, sobald es zuhause ankommt, an der Wallbox angeschlossen. Nun wird je nach Zielsetzung des Anwendungsfalls optimiert ge- und entladen. Bspw. wird, wenn eigenerzeugter PV-Strom zum Laden verfügbar ist, PV-Strom in die Fahrzeugbatterie geladen, dort zwischengespeichert und später wieder entladen.

Die Ladestrategie Direktladen dient als Referenzfall, an dem die Mehrwerte des gesteuerten und bidirektionalen Ladens gemessen werden. Es wird also immer der Vergleich zu einem Haushalt mit ungesteuertem Laden des Elektrofahrzeugs gezogen. Das gesteuerte Laden wurde mit in die Betrachtung einbezogen, da diese Ladestrategie zukünftig vermehrt in privaten Haushalten Verbreitung finden wird und somit in Konkurrenz zum bidirektionalen Laden steht.

Die Simulationsergebnisse werden in Form von Abbildungen dargestellt. Zunächst werden jeweils die

Energieverbräuche des Basisfalls für ein gesamtes Jahr visualisiert (siehe Beispiel in Abbildung 4-2). Es werden Durchschnittswerte aller 200 Simulationsläufe abgebildet. Für die beiden Stromverbraucher Haushalt und Fahrzeug werden die verbrauchten Energiemengen jeweils nach der Stromherkunft unterschieden. Die Herkunft kann dabei entweder das öffentliche Stromnetz (Netz) oder die eigene PV-Anlage (PV) sein. Für die Darstellung des bidirektionalen Ladens kann zudem auch das Fahrzeug den Haushalt mit Strom versorgen, der in der Fahrzeugbatterie zwischengespeichert wurde (Stromherkunft = Fzg.). Für das Elektrofahrzeug werden zusätzlich die Energiemengen, die zwar beim Laden verbraucht, aber aufgrund der Wirkungsgradverluste nicht genutzt werden können, als Verluste ausgewiesen. Durch die so dargestellten Energiemengen können auch weitere Kennwerte, wie bspw. der PV-Eigenverbrauchsanteil, ausgewiesen werden.

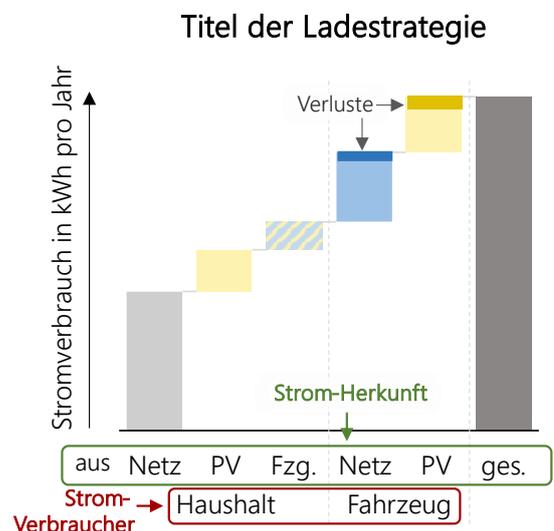


Abbildung 4-2: Exemplarische Darstellung der Ergebnisdarstellung für verbrauchte Energiemengen pro Jahr

Neben der Darstellung der Energieverbräuche werden auch die jährlichen Stromkosten aus Stromeinkäufen sowie je nach Anwendungsfall mögliche Erlöse aus Stromverkäufen visualisiert (siehe Beispiel in Abbildung 4-3).

Bei den anfallenden Kosten für den Strombezug aus dem öffentlichem Netz wird zwischen Haushalt und Fahrzeug unterschieden. Die Kosten für diesen Strom ergeben sich je nach Anwendungsfall aus dem konstanten Haushaltsstrompreis oder aus variablen Strompreisen, orientiert an den realen, historischen Strommarktpreisen. Erlöse aus Stromverkäufen sind zum einen durch den Verkauf von eigenerzeugtem PV-Strom in Höhe der PV-Einspeisevergütung möglich. Zum anderen kann in manchen Anwendungs-

fällen auch Strom aus dem Elektrofahrzeug in das Stromnetz gespeist und dort zu aktuellen Strommarktpreisen verkauft werden. Beide Arten des Stromverkaufs verringern die Kosten der Nutzer:innen, so dass sich ein reduzierter Gesamtbetrag für die Stromkosten ergeben kann (siehe Abbildung 4-3 in dunkelgrau dargestellt).

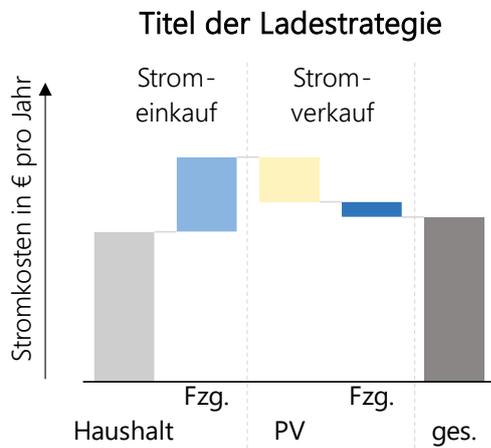


Abbildung 4-3: Exemplarische Darstellung der Ergebnisdarstellung für Stromkosten pro Jahr

Zusätzlich zu den beiden Darstellungen des Basisfalls werden die Energieverbräuche und Stromkosten aller Fälle (Basisfall plus Varianten) als Säulendiagramme je Anwendungsfall dargestellt. Dabei werden die einzelnen Energieverbräuche bzw. Kosten nicht nebeneinander, sondern übereinander gestapelt visualisiert. Diese Darstellungen, die sehr ähnlich zu den Abbildungen des Basisfalls aufgebaut sind, dienen dem Vergleich der Varianten zum Basisfall, um mögliche relevante Einflussfaktoren zu identifizieren. Die Interpretation aller beschriebenen Darstellungen ermöglicht schließlich die Ableitung von allgemeingültigen Erkenntnissen zum Mehrwert des bidirektionalen Ladens je nach Anwendungsfall. Dabei werden auch die in Abschnitt 2.3 beschriebenen Mehrkosten für bidirektionales Laden berücksichtigt.



5

Dynamische Stromtarife

5 Dynamische Stromtarife (V2H)

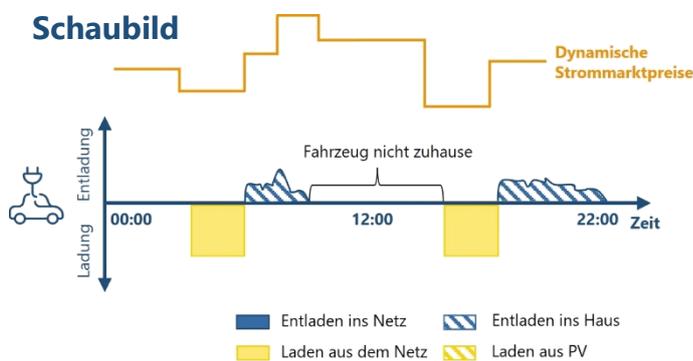
Nutzung dynamischer Stromtarife gemäß §41a EnWG ohne Rückspeisung ins Netz



Beschreibung

Nutzer:innen schließen einen dynamischen Stromtarif ab, bei dem die Strompreise auf Basis von Börsenstrompreisen variieren. Die Ladevorgänge werden anhand dieser dynamischen Stromtarife optimiert. Das Elektrofahrzeug lädt somit zu Zeitpunkten niedriger Strompreise aus dem Netz. Es wird entladen, um den Verbrauch im Haushalt zu decken. In das öffentliche Stromnetz wird nicht entladen. Durch die Lade- und Entladestrategie können die Strombezugskosten verringert werden.

Schaubild



Anwendungskategorie V2H

Ladeort



Steuerung



Anreiz



Mehrwert für Nutzer:innen



Simulationen

- Die Gesamtstromkosten werden durch bidirektionales Laden gesenkt, obwohl das Preisniveau der dynamischen Stromtarife in den Simulationen höher ist als der herkömmliche Haushaltsstrompreis.
- 12 % bis 27 % des Haushaltsstromverbrauchs können aus der Fahrzeugbatterie gedeckt werden.
- Wichtige Einflussfaktoren sind die Preisspannen des dynamischen Stromtarifs, der Preisunterschied zwischen dynamischem Stromtarif und Haushaltsstrompreis sowie der Haushaltsstromverbrauch.
- In allen Varianten entstehen weniger als 20 zusätzliche Vollzyklen pro Jahr durch bidirektionales Laden.



Wichtige Parameter: Haushaltsverbrauch: ~ 3.100 kWh/a ; statischer Strompreis: 32 ct/kWh



Aktueller Stand und Herausforderungen

- Für die zeitlich hochaufgelöste Abrechnung wird ein digitaler Stromzähler und entsprechende Expertise des Stromlieferanten benötigt.
- Technisch gibt es nur noch kleineren Entwicklungsbedarf (bspw. Energiemanagement).
- Aufgrund von hoher Ladegleichzeitigkeit (viele Fahrzeuge, die gleichzeitig laden) bei niedrigen Strompreisen sind kurzfristig Netzengpässe zu erwarten. Eine Anpassung der dynamischen Stromtarife kann dem entgegenwirken.
- Regulatorisch ist der Fall bereits heute grundsätzlich umsetzbar (keine Rückspeisung ins Stromnetz).



Am Eigenheim



Arbeitsplatz/
Mehrfamilienhaus



Öffentlich



Lokal



Fernwirk-
technisch



Netz



Markt



Ökologische
Nachhaltigkeit



Finanzieller Mehrwert

5.1 Beschreibung

Bei der Nutzung dynamischer Stromtarife für bidirektionales Laden wird die Ladestrategie der Elektrofahrzeuge auf Basis von sich über die Zeit verändernden Strompreisen optimiert. Da keine eigene PV-Anlage genutzt wird, erfolgt der Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz (Netzbezug). Das Ziel ist es, zu Zeiten niedriger Preise zu laden und in Zeiten hoher Preise das Laden zu vermeiden. Das Elektrofahrzeug kann dann entladen werden, um den lokalen Verbrauch des Haushaltes zu Zeiten hoher Strompreise zu decken. Eine Rückspeisung in das öffentliche Stromnetz ist in diesem Anwendungsfall nicht vorgesehen.

Durch die Verbindung der bidirektional fähigen Wallbox mit einem intelligenten Heim-Energiemanagementsystem (HEMS) können die Strompreise in Echtzeit, meist in Form von n Preistabellen, verarbeitet werden. Das System soll die Ladevorgänge entsprechend steuern, um den Netzbezug des Elektrofahrzeugs auf Zeiten mit niedrigeren Preisen zu verschieben. Dazu müssen die Nutzer:innen den zu erwartenden Abfahrtszeitpunkt im System hinterlegen (bspw. durch eine App).

Die tatsächliche Ausgestaltung von dynamischen Stromtarifen kann in der Praxis stark variieren. Allgemein gilt, dass sich die Preise, die die Ladestrategie bestimmen, an den Strompreisen der Strombörse orientieren. In Zeiten geringer Nachfrage und hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien sind die Börsenstrompreise generell niedrig, während sie zu Zeiten hoher Nachfrage und/oder bei geringer Verfügbarkeit erneuerbarer Energien deutlich höher sein können. Diesen Preisunterschied macht sich die intelligente Ladesteuerung zu Nutze. Es ist wichtig zu beachten, dass ein dynamischer Stromtarif von einem variablen Stromtarif zu unterscheiden ist (siehe Exkurs). Wie genau der Tarif für die Nutzer:innen ausgestaltet wird, ist

Teil des Geschäftsmodells der Anbieter solcher Stromtarife und muss nicht zwangsläufig den zur Optimierung verwendeten Preisen entsprechen. D. h. die Börsenstrompreise können bspw. direkt oder indirekt an Nutzer:innen weitergegeben werden oder aber es werden vereinfachte Tarifmodelle verwendet, durch die die eingesparten Stromkosten pauschaliert an Nutzer:innen weitergegeben werden.

Aktuell reicht das Angebot von einfachen Hochtarif/Niedertarif-Angeboten, bei denen ein höherer Strompreis tagsüber und ein niedrigerer Strompreis nachts gilt, bis hin zu dynamischen Stromtarifen, die stündliche Börsenstrompreise weitergeben. Die Nutzer:innen werden bereits am Vortag über die Stundenpreise des Folgetages informiert und können so ihren Verbrauch planen. Im Verlauf der Tages ändern sich diese Preise nicht mehr.

Einzelne Anbieter bieten überdies auf stündlichen Börsenstrompreisen basierende Tarife an, bei denen Nutzer:innen durch eine Preisobergrenze vor hohen Börsenstrompreisen geschützt sind. D. h. auch bei sehr hohen Börsenstrompreisen zahlen die Nutzer:innen nie mehr als die Preisobergrenze. Dadurch wird das börsliche Preisrisiko gemindert und die Berechenbarkeit der Stromkosten für Nutzer:innen steigt.

Die Nutzung dynamischer Stromtarife beim bidirektionalen Laden ermöglicht somit eine optimierte und kostengünstige Nutzung des Stroms, die aktive Auseinandersetzung mit dem eigenen Stromverbrauch und die Stärkung der Rolle der Nutzer:innen. Ein zusätzlicher positiver Nebeneffekt ist, dass dynamische Strompreise häufig dann günstig sind, wenn viel erneuerbare Energie ins Netz eingespeist wird. Indirekt können durch dynamische Stromtarife also auch die Emissionen des bezogenen Stroms reduziert werden.

Exkurs: Variable und dynamische Stromtarife

Variable Stromtarife bieten Sicherheit in Bezug auf zukünftige Preisentwicklungen, da die zu zahlenden Preise im Vorhinein bekannt sind. Es werden unterschiedliche Preisniveaus für bestimmte Zeitfenster festgelegt. Die Zeitfenster der Festlegung sind variabel. Häufig sind diese nicht tagspezifisch, sondern werden monatsweise oder für das gesamte Jahr einheitlich definiert. Die Tarife orientieren sich an typischen Charakteristiken der Börsenstrompreise, bilden diese aber nicht exakt ab.

Dynamische Stromtarife bieten weniger Sicherheit in Bezug auf die zukünftige Preisentwicklung. Die Börsenstrompreise werden direkt oder indirekt (durch einen Aggregator) an den Haushalt weitergegeben, wobei die tatsächlich zu zahlenden Preise je nach Tarif nur wenige Stunden im Vorhinein bekannt sind. Dem Nutzer ist mittelfristig nicht klar, wie sich der Tarif entwickeln wird, wobei kurzfristige Prognosen der Börsenstrompreise bereits heute relativ zuverlässig sind. Je nach Ausgestaltung kann eine Preisobergrenze tariflich festgelegt werden, um Nutzer vor Preisspitzen zu schützen.

5.2 Ergebnisse der Simulationen

Durch dynamische Stromtarife können insbesondere flexible Nutzer:innen profitieren. In den Simulationen wird die Ladestrategie direkt auf Basis von realen, historischen Börsenstrompreisen optimiert. Bei der Optimierung im Modell ist eine perfekte Voraussicht der Entwicklung der Börsenstrompreise gegeben (das bedeutet, dass die Preise des gesamten Jahres im Vorhinein bekannt sind). Des Weiteren verhalten sich die simulierten Nutzer:innen immer den Modellvorgaben entsprechend. In der Realität kann es vorkommen, dass Börsenstrompreise sich nicht wie prognostiziert entwickeln oder dass Nutzer:innen ihr Ladeverhalten nicht wie geplant umsetzen können. So kann es vorkommen, dass ein früheres Abstecken erforderlich ist, als geplant. Die Simulationsergebnisse sind entsprechend als optimistisch einzuordnen.

Für diesen Anwendungsfall ist zu beachten, dass der Vergleichsfall (Direktladen, siehe Abschnitt 4.3), der als Referenz (in den Abbildung „Ref“ genannt) für die Berechnung der jeweiligen Kostenersparnisse des gesteuerten und des bidirektionalen Ladens dient, unter der Annahme eines konstanten Haushaltsstrompreises und nicht eines dynamischen Stromtarifes gerechnet wurde. Dies gilt sowohl für das Laden des Elektrofahrzeuges als auch den Haushaltsstromverbrauch. Grund hierfür ist, dass ein dynamischer Stromtarif nur für Nutzer:innen interessant ist, die auch in ihrem Verbrauch flexibel sind. Nutzer:innen, die ungesteuert laden (Direktladen), verbrauchen Strom unabhängig von den geltenden Strompreisen. Hierdurch können im Mittel höhere Kosten als bei einem Tarif mit konstantem Haushaltsstrompreis entstehen. Da Nutzer:innen, die keine flexiblen Verbraucher oder Erzeuger in ihrem Haushalt haben, immer einen Tarif mit konstantem Haushaltsstrompreis bevorzugen werden, wird für die Berechnungen des Direktladens dieses Anwendungsfalles ein konstanter Haushaltsstrompreis zu Grunde gelegt. Für gesteuertes und bidirektionales Laden gelten jedoch die dynamischen Stromtarife für den Haushaltsstromverbrauch und das Laden des Elektrofahrzeuges.

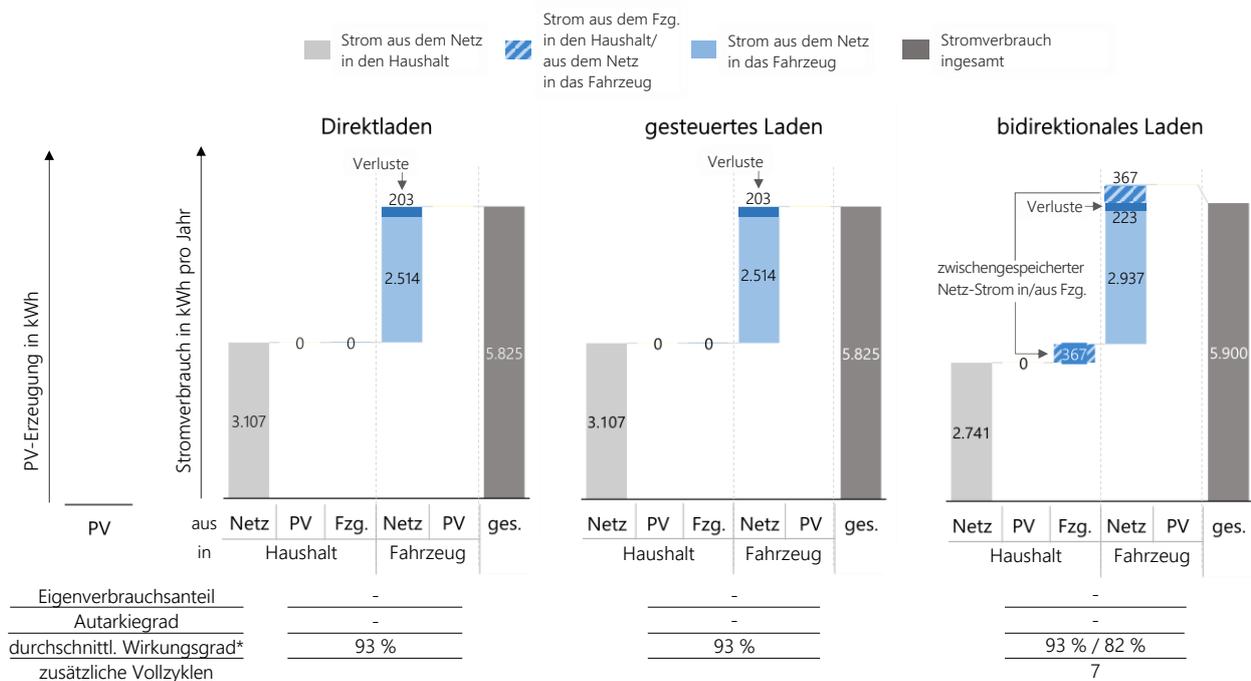
Basisfall

In Abbildung 5-1 sind die jährlich umgesetzten Energiemengen für den Basisfall im oberen Teil dargestellt. Da es keine PV-Anlage am Haushalt gibt, wird sowohl der Haushaltsstromverbrauch (hellgrau) als auch der Bedarf zum Laden des Elektrofahrzeuges (hellblau) für die Fälle des Direktladens und des gesteuerten Ladens komplett aus dem Netz gedeckt. Im Gegensatz zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung wird in diesem Fall auch beim gesteuerten und bidirektionalen Laden zu Zeiten geringer Strompreise mit hohen Leistungen

geladen, wodurch die Ladeverluste verhältnismäßig gering ausfallen. Beim **bidirektionalen Laden** wird das Elektrofahrzeug zu Zeiten günstiger Strompreise über den eigentlichen Bedarf hinaus zusätzlich geladen (blau schraffiert, aus Netz in Fahrzeug), um zu Zeiten höherer Strompreise den Haushaltsstromverbrauch zu decken (blau schraffiert, aus Fahrzeug in Haushalt) und so den Netzbezug zu diesen Zeiten zu reduzieren. Der Netzbezug für den Haushaltsstromverbrauch kann so im Basisfall um 12 % reduziert werden (reduzierte hellgraue Fläche in der Grafik rechts oben). Durch die verlustbehaftete Zwischenspeicherung der Energie im Elektrofahrzeug erhöht sich zwar der Gesamtstromverbrauch, was sieben zusätzliche äquivalente Vollzyklen für die Fahrzeugbatterie zur Folge hat. Der Grenzwert von 20 zusätzlichen Vollzyklen wird nicht erreicht. Es ist also nicht nötig, einen zusätzlichen Garantiefall zu berechnen.

Aufgrund der zeitlich differenzierten Strompreise lässt sich von den umgesetzten Energiemengen nicht direkt auf die Kosten schließen. Der untere Teil der Abbildung 5-1 zeigt die entsprechenden Kosten für den Stromeinkauf. Beim Direktladen summieren sich die Kosten des Haushaltsstromverbrauchs (hellgrau, links) und des Ladens des Elektrofahrzeuges (hellblau, links) auf über 1.800 € bei konstanten Haushaltsstrompreisen. Durch gesteuertes Laden können die Kosten zum Laden des Elektrofahrzeuges bereits um 19 % und damit die jährlichen Gesamtstromkosten (dunkelgrau, Mitte) um 6 % gesenkt werden. Die Kosten für den Haushaltsstromverbrauch erhöhen sich leicht. Dies liegt an den unterschiedlichen Preisen, die für Direktladen und gesteuertes Laden für den unflexiblen Haushalt hinterlegt sind. Im Fall des gesteuerten Ladens wird der Haushaltsstromverbrauch durch dynamische Strompreise bedient, was im Mittel über das Jahr höhere Kosten als für die konstanten Haushaltsstrompreise des Direktladens bedeutet (Vergleich hellgrau, Mitte zu links).

Durch **bidirektionales Laden** erhöhen sich die Kosten zum Laden des Elektrofahrzeuges (hellblau, rechts) im Vergleich zum gesteuerten Laden geringfügig. Grund dafür ist, dass obwohl das Elektrofahrzeug zu Zeiten günstiger Strompreise geladen wird, insgesamt deutlich mehr Energie zur Zwischenspeicherung geladen wird. Im Vergleich zum Direktladen sind die Ladekosten jedoch durch die Nutzung der dynamischen Strompreise geringer (Vergleich hellblau, rechts zu links). Durch den in Folge des bidirektionalen Ladens reduzierten Netzbezug des Haushalts sinken die Kosten zur Deckung des Haushaltsstromverbrauchs (hellgrau, rechts) um knapp 12 % im Vergleich zum gesteuerten Laden bzw. um 6 % im Vergleich zum



* im bidirektionalen Fall sind Lade-/Entlade-Wirkungsgrad dargestellt

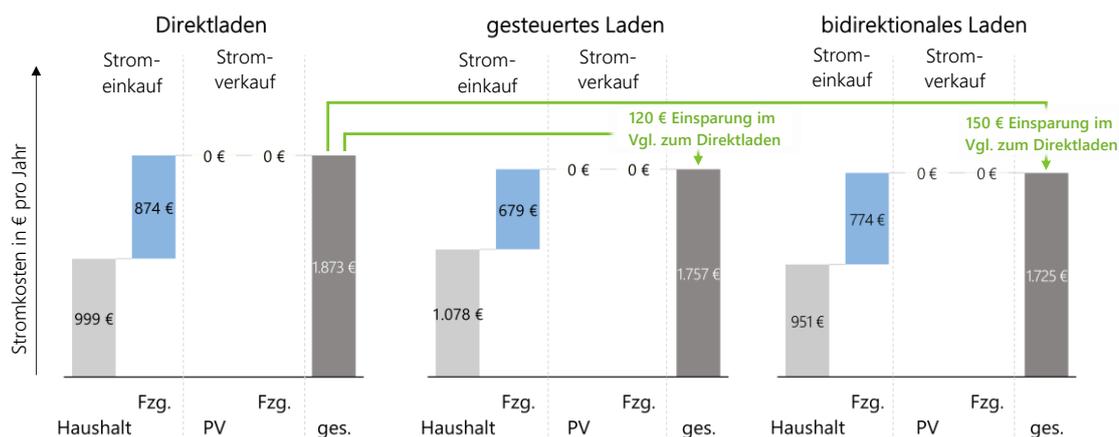


Abbildung 5-1: Ergebnis Basisfall, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf

Direktladen. Trotz Mehrenergiebedarf reduzieren sich die jährlichen Gesamtstromkosten (dunkelgrau, rechts) um 8 % bzw. 150 € aufgrund des dynamischen Stromtarifs.

Varianten

In Abbildung 5-2 sind Basisfall und Varianten für den Anwendungsfall dargestellt. Die Haushalts- und Börsenstrompreise aus dem Jahr 2022 (**Variante 2022**) haben keinen Effekt auf die verbrauchten Energiemengen beim Direktladen und gesteuerten Laden (oben, Grafik Mitte). Beim bidirektionalen Laden erhöht sich die geladene Energiemenge des Elektrofahrzeugs deutlich im Vergleich zum Direktladen (hellblau). Dieser Anstieg ist um gute 700 kWh höher als für das bidirektionale Laden im Basisfall. Das liegt daran, dass die Zwischenspeicherung von Energie in der

Fahrzeuggatterie (blau-straftiert, aus Netz in Fahrzeug) für die dynamischen Tarife (Börsenstrompreise 2022) finanziell deutlich attraktiver ist als für 2021er Preise. Im Haushaltsstromverbrauch werden 850 kWh mit in dem Elektrofahrzeug zwischengespeicherten Strom gedeckt (blau straffiert, aus Fahrzeug in Haushalt), was mehr als doppelt so viel ist wie im Basisfall. Dies entspricht 18 zusätzlichen äquivalenten Vollzyklen.

Die hohen konstanten Haushaltsstrompreise aus dem Jahr 2022 haben einen großen Einfluss auf die Kosten (siehe Abbildung 5-2 unten, Grafik Mitte). Die jährlichen Gesamtstromkosten (dunkelgrau) beim Direktladen erhöhen sich um 20 % im Vergleich zum Basisfall mit 2021er Haushaltsstrompreisen. Das gesteuerte Laden kann die jährlichen Gesamtstrom-

Exkurs: Dynamische Stromtarife im Gesetz zum Neustart der Digitalisierung

Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende wurde die Pflicht zum Angebot von dynamischen Stromtarifen mit Wirkung zum 01.01.2025 auf sämtliche Stromlieferanten erweitert. Die Preisschwankungen beschränkt sich allerdings auf den Energiepreis als solchen; unberührt bleiben die weiteren Strompreisbestandteile, d. h. Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern. Handelt es sich um steuVE, kommen bei den Netzentgelten jedoch die Privilegierungen des § 14a EnWG in Betracht.

Elektrofahrzeuge durch die Fahrzeugnutzungsprofile der Nicht-Pendler häufiger stehen und damit eine höhere zeitliche Verfügbarkeit aufweisen. Allerdings ist durch die geringere Fahrleistung auch der Verbrauch geringer. Infolgedessen kann auch weniger geladen werden, was das Einsparungspotenzial begrenzt.

Fazit

Insgesamt werden für den Anwendungsfall in allen berechneten Fallunterscheidungen durch bidirektionales Laden Stromkosten eingespart. Der finanzielle Mehrwert ist für Nutzer:innen zwar geringer als in anderen Anwendungsfällen, allerdings ist der Anwendungsfall insbesondere für Nutzer:innen ohne eigene PV-Anlage interessant. Mögliche Kostenersparnisse des gesteuerten Ladens sind geringer als für das bidirektionale Laden und vor allem durch die Menge an Energie, die geladen werden kann, eingeschränkt.

Zieht man die Mehrkosten von bidirektionalem und gesteuertem Laden in Betracht, so ergibt sich ein ambivalentes Bild. Für bidirektionales Laden ist fraglich,

Da mit dem Einsatz von dynamischen Stromtarifen nicht nur wirtschaftliche Chancen, sondern auch wirtschaftliche Risiken einhergehen, haben die Stromlieferanten die Nutzer:innen über die Kosten sowie die Vor- und Nachteile eines solchen Tarifs umfassend zu unterrichten, vgl. § 41a Abs. 2 EnWG.

Ungeachtet der gesetzlichen Transparenzpflichten liegt es gleichwohl im Verantwortungsbereich der Stromlieferanten, Stromtarife zu entwickeln, welche die durch dynamische Tarife erzielbaren Vorteile möglichst optimal ausnutzen und an die Nutzer:innen weitergeben.

ob die jährlich zu erwartenden Kostenersparnisse ausreichen werden, um die Mehrkosten der Technologie zu rechtfertigen, insbesondere bei zeitnaher Investition in bidirektionales Laden, solange die Kostendegression noch nicht eingetreten ist. Da für gesteuertes Laden geringere Mehrkosten anfallen, sind dynamische Stromtarife für diese Ladestrategie trotz geringerer Ersparnisse beim Stromeinkauf potenziell attraktiver.

Der Anwendungsfall wird maßgeblich von den Preisschwankungen der Strompreise beeinflusst. Aufgrund von Lade- und Entladeverlusten bei der Zwischenspeicherung des Stroms im Elektrofahrzeug bedarf es ausreichend großer Preisschwankungen zwischen niedrigem und hohem Strompreis, damit sich das Zwischenspeichern in der Fahrzeugbatterie lohnt. Je höher das allgemeine Strompreinsniveau an den Strombörsen ist, desto höher sind die Stromkosten für unflexible Verbraucher (in den Simulationen der Haushalt). Neben den Preisschwankungen der Börsenstrompreise ist das Verhältnis von konstantem Haushaltsstrompreis zum dynamischen Tarif

Dynamische Stromtarife (V2H)

Welchen Mehrwert bietet der Anwendungsfall?

Insbesondere für gesteuertes Laden kann der Anwendungsfall finanziell rentabel sein. Für bidirektionales Laden müssen die Preisunterschiede des Tarifs ausreichend hoch sein, um anfallende Mehrkosten bei der Anschaffung zu rechtfertigen.

entscheidend: Für die Jahre 2021 und 2022 ist der Haushaltsstrompreis im Vergleich zum durchschnittlichen Börsenstrompreis geringer. Falls sich dieses Verhältnis ändert, wird der Anwendungsfall deutlich attraktiver.

5.3 Rechtliche Anforderungen und Regulatorik

Der Anwendungsfall basiert auf einem Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen. Dabei handelt es sich gemäß § 3 Nr. 31d EnWG um einen Stromliefervertrag mit einem Letztverbraucher, in dem die Preisschwankungen der Strombörse inkl. der Day-Ahead- und Intraday-Märkte in Intervallen wiedergespiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen.

Der Anwendungsfall ist in regulatorischer Hinsicht nicht nur zulässig, sondern vom Gesetzgeber ausdrücklich gewünscht (siehe Exkurs oben). Bereits seit dem Jahr 2022 sind Stromlieferverträge mit dynamischen Tarifen von allen Stromlieferanten, die zum 31.12. eines Jahres mehr als 100.000 Letztverbraucher beliefern, verpflichtend anzubieten, vgl. § 41a EnWG.



PV- Eigenverbrauchsoptimierung

6 PV-Eigenverbrauchsoptimierung (V2H)

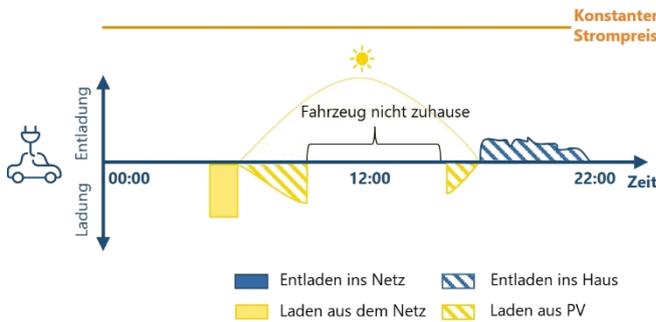
Kostensparnisse durch bidirektionales Laden von eigenerzeugtem PV-Strom



Beschreibung

Lade- und Entladevorgänge des Elektrofahrzeugs maximieren den Eigenverbrauch von eigenerzeugtem PV-Strom. Überschussstrom aus der eigenen PV-Anlage, der nicht direkt verbraucht werden kann, wird in der Fahrzeugbatterie zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt zur Versorgung des Haushalts genutzt. So wird Netzbezug vermieden, wodurch sich Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad erhöhen und Strombezugskosten (bei konstantem Strompreis) reduzieren.

Schaubild



Anwendungs-kategorie V2H (Eigenoptimierung)

Ladeort



Steuerung



Anreiz

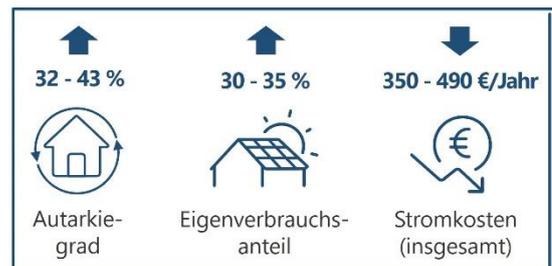


Mehrwert für Nutzer:innen



Simulationen

- Bidirektionales Laden kann in allen Varianten Kosten senken und Eigenverbrauchsanteil sowie Autarkiegrad erhöhen.
- Zwischen 350 und 490 €/Jahr an Stromkosten können durch bidirektionales Laden gespart werden.
- Wichtige Einflussfaktoren sind der Preisunterschied zwischen Haushaltsstrompreis und PV-Einspeisevergütung sowie das Fahrverhalten der Nutzer:innen.
- In allen Varianten entstehen weniger als 20 zusätzliche Vollzyklen pro Jahr durch bidirektionales Laden.



Wichtige Parameter: Haushaltsverbrauch: ~ 3.100 kWh/Jahr; PV-Anlage: 7 kWp; statischer Strompreis: 32 ct/kWh; PV-Einspeisevergütung: 8 ct/kWh



Aktueller Stand und Herausforderungen

- Technisch gibt es nur noch kleineren Entwicklungsbedarf (bspw. Energiemanagement).
- Regulatorisch ist der Fall bereits heute umsetzbar (da keine Rückspeisung ins Stromnetz).
- „Beständiger Anwendungsfall“, d. h. verhältnismäßig geringe Abhängigkeit von Einflussgrößen wie Haushaltsstrompreis, PV-Einspeisevergütung, PV-Anlagengröße, Haushaltgröße, Nutzung und Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs.

6.1 Beschreibung

Bei der PV-Eigenverbrauchsoptimierung wird der Anteil von eigenerzeugtem PV-Strom, der nicht in das Stromnetz eingespeist wird, sondern selbst im Haushalt oder zum Laden des Elektrofahrzeugs verbraucht wird (PV-Eigenverbrauch), erhöht und hat damit die Erhöhung des Autarkiegrads (siehe Exkurs) und damit die Einsparung von Stromkosten zum Ziel. Dies erfolgt durch die Optimierung des Zusammenspiels von PV-Erzeugung und Stromverbrauch durch eine Zwischenspeicherung des PV-Stroms. Die Fahrzeugbatterie wird hier als Speicher eingesetzt, um Überschussstrom (Strom, der nicht direkt im Haushalt verbraucht wird) aus der eigenen PV-Anlage zu einem späteren Zeitpunkt im Haushalt nutzen zu können (V2H). Durch die Zwischenspeicherung und spätere Nutzung des günstigen eigenerzeugten Stroms wird der Kauf von teurerem Strom aus dem öffentlichen Stromnetz (Netzbezug) vermieden. Voraussetzung dafür ist, dass das bidirektional ladefähige Elektrofahrzeug sowohl zu Zeiten von Überschussstrom als auch zu Zeiten eines erhöhten Haushaltsstromverbrauchs zuhause an der Wallbox angeschlossen ist.

Die Abbildung im Steckbrief veranschaulicht die PV-Erzeugung und den Verbrauch eines Haushaltes über einen repräsentativen Tag. In diesem Beispiel wird das Elektrofahrzeug morgens zunächst aus dem öffentlichen Netz auf einen Mindestbatteriefüllstand geladen (gelber Balken). Tagsüber wird viel PV-Strom erzeugt. Der Haushaltsstromverbrauch kann in Zeiten, in denen die Sonne scheint, durch eigenerzeugten Strom gedeckt werden. Am Vormittag wird der PV-Überschussstrom in das Elektrofahrzeug geladen (gelb schraffiert). Mittags ist das Fahrzeug unterwegs und PV-Überschussstrom wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist und mit der PV-Einspeisevergütung vergütet. Ab dem Nachmittag ist das Elektrofahrzeug wieder an der Wallbox des Hauses angeschlossen, so dass das Elektrofahrzeug erneut mit dem PV-

Überschussstrom geladen werden kann. In den Abendstunden bis zum Sonnenaufgang am nächsten Tag steht kein eigenerzeugter PV-Strom zur Verfügung. Nun kann das mit PV-Strom geladene Elektrofahrzeug bis zu einer vorher festgelegten Grenze entladen werden, um den Haushalt mit Strom zu versorgen (blau schraffiert). Falls zusätzlich Strom benötigt wird, kann dieser aus dem Stromnetz bezogen werden.

6.2 Ergebnisse der Simulationen

Durch den Anwendungsfall PV-Eigenverbrauchsoptimierung lassen sich nicht nur Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad erhöhen, sondern auch Stromkosten sparen. Im verwendeten Modell ist daher als Optimierungsziel die Minimierung der Stromkosten hinterlegt. Die Kostenersparnis wird möglich, weil der Haushaltsstrompreis für private Nutzer:innen in Deutschland in der Vergangenheit immer deutlich höher war als die Vergütung für das Einspeisen des eigenerzeugten PV-Stroms in das öffentliche Stromnetz.

Es lohnt sich grundsätzlich, eigenerzeugten PV-Strom direkt privat zu verbrauchen, anstatt ihn zu verkaufen und Strom zum Haushaltsstrompreis zu beziehen. Bei der Zwischenspeicherung von PV-Strom sind dabei die Speicherverluste zu berücksichtigen, die zusätzlich entstehen. Dennoch lohnt sich in den meisten Fällen auch die Zwischenspeicherung von eigenerzeugtem PV-Strom für private Haushalte. Auch in Zukunft wird die PV-Einspeisevergütung aller Voraussicht nach geringer als der Haushaltsstrompreis sein. Der Eigenverbrauch des eigenen PV-Stroms ist demnach auch zukünftig immer rentabler als die Einspeisung in das Stromnetz. Aus energiesystemischer Sicht hat die private Eigenverbrauchsoptimierung jedoch einen tendenziell negativen Effekt. Durch die Optimierung des eigenen Haushalts wird der PV-Strom vermehrt

Exkurs: Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil

Der Autarkiegrad gibt an, inwieweit ein Haushalt seinen Energiebedarf unabhängig von der öffentlichen Stromversorgung deckt. Die Kennzahl weist den Anteil der eigenerzeugten Strommenge, die im Haushalt verbraucht wird, im Verhältnis zum Gesamtstromverbrauch aus. Ein höherer Autarkiegrad bedeutet, dass ein größerer Teil des Strombedarfs aus eigener Erzeugung gedeckt wird.

Der Eigenverbrauchsanteil, auch als Eigenverbrauchsquote bezeichnet, ist ein Maß dafür, wie viel des eigenerzeugten Stroms tatsächlich im Haushalt verbraucht wird. Die Kennzahl berechnet sich aus der eigenerzeugten Strommenge, die im Haushalt verbraucht wird, geteilt durch die Gesamtmenge des erzeugten PV-Stroms. Der Anteil ist somit abhängig vom Stromverbrauch, der PV-Anlagen-Leistung und dem Vorhandensein eines Stromspeichers oder flexibler Verbraucher. Die Kennzahl zeigt an, inwieweit der Haushalt von der eigenen PV-Anlage profitiert.

lokal gespeichert und steht daher nicht mehr für eine Einspeisung in das Stromnetz und damit nicht zur Optimierung des Gesamtsystems zur Verfügung. Das heißt, auch wenn der PV-Strom im Haushalt zu einem Zeitpunkt nicht benötigt wird, es aber im System einen erheblichen Bedarf für den PV-Strom gibt, dieser aufgrund der Zwischenspeicherung im Elektrofahrzeug nicht für den Strombedarf im öffentlichen Netz genutzt werden kann. Zudem ist die lokale Speicherung mit kleinen Leistungsströmen teils verlustbehafteter.

Basisfall

Abbildung 6-1 (oben) zeigt die durchschnittlichen jährlichen, jeweils dem Netzbezug (hellgrau), der PV-Anlage (gelb) und dem Elektrofahrzeug (hellblau) zuzuordnenden Energiemengen für den Basisfall. Die jährlich durch die 7 kWp PV-Anlage erzeugte Strommenge beträgt durchschnittlich 7.438 kWh (gelber Balken, links). Für die Umsetzung der Ladestrategie des Direktladens zeigt sich, dass sowohl der Strombedarf des Haushalts (hellgelb, aus PV in Haushalt) als auch der Strombedarf des Elektrofahrzeugs (dunkelgelb, aus PV in Fahrzeug) zu ca. 23 % durch die PV-Eigenerzeugung gedeckt werden können. Der Eigenverbrauch findet zu Zeitpunkten statt, in denen PV-Strom erzeugt wird und direkt im Haushalt verbraucht oder in das Elektrofahrzeug geladen werden kann. Für Haushalt und Fahrzeug insgesamt liegt der Eigenverbrauchsanteil damit bei 18 % und der Autarkiegrad bei 23 %. Bei gesteuertem Laden bleibt der direkt im Haushalt genutzte Anteil der PV-Erzeugung gleich, da der Haushaltsstromverbrauch unflexibel ist. Aufgrund der optimierten Steuerung des Ladevorgangs können 67 % des Strombedarfs des Elektrofahrzeuges aus eigenerzeugtem PV-Strom gedeckt werden. Der Netzbezug (blau) sinkt und die in das Elektrofahrzeug geladene Menge PV-Strom (dunkelgelb) steigt, wodurch sich der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad fast verdoppeln. Durch das Steuern des Ladevorgangs wird das Elektrofahrzeug nicht immer mit maximaler Leistung geladen. Deshalb ergeben sich erhöhte Ladeverluste (siehe Abbildung 6-1), die in einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 89 % resultieren (Hintergrund: Siehe Exkurs zu Ladeverlusten, S. 43).

Durch **bidirektionales Laden** fungiert die Batterie des Elektrofahrzeuges in diesem Anwendungsfall als Zwischenspeicher für den eigenerzeugten PV-Strom. Neben dem PV-Strom, der direkt im Haushalt über das Jahr hinweg verbraucht wird, können nun fast 500 kWh zusätzlich im Haushalt genutzt werden. Diese Energie wird zu unterschiedlichen Zeiten in die Fahrzeugbatterie geladen, dort zwischengespeichert und zeitversetzt in den Haushalt zurückgespeist. So wird der Netzbezug zur Deckung der Haushaltslast

um 20 % reduziert. Der Eigenverbrauchsanteil erhöht sich durch das bidirektionale Laden um 30 Prozentpunkte im Vergleich zum Direktladen, der Autarkiegrad um 36 Prozentpunkte. Durch das beim bidirektionalen Laden zusätzliche und zeitversetzte Ein- und Ausspeichern von PV-Strom in die Fahrzeugbatterie erhöht sich deren Abnutzung leicht. Im vorliegenden Anwendungsfall entstehen 13 zusätzliche Vollzyklen jährlich. Damit wird die in der Studie für den Garantiefall gesetzte Grenze von 20 zusätzlichen Vollzyklen nicht erreicht. Für den Basisfall wird also nicht so viel Energie zwischengespeichert, dass etwaige Garantiezusagen erlöschen würden. Das gesteuerte Laden aber, vor allem auch das gesteuerte Entladen des Fahrzeugs findet häufig mit geringer Ladeleistung statt, da sich die Entladung am zu deckenden Haushaltsstromverbrauch orientiert. Aus diesem Grund sind deutlich höhere Verluste für das bidirektionale Laden zu erwarten (entspricht 88 % Lade- und 60 % Entladewirkungsgrad). Zusammenfassend zeigt sich im Basisfall, dass durch bidirektionales Laden und die damit verbundenen höheren Lade- und Entladeverluste der Gesamtstrombedarf steigt. Allerdings steigert das bidirektionale Laden den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad deutlich.

Ebenso wie die Energiemengen werden auch die Stromkosten pro Jahr durch die genutzten Ladestrategien beeinflusst (Abbildung 6-1, unten). Da es zwischen Direktladen und gesteuertem Laden keinen Unterschied bezüglich der Energiemengen, die aus dem Netz zur Deckung des Haushaltsstromverbrauchs benötigt werden, gibt, sind die Stromkosten für den Haushalt in beiden Fällen identisch (770 € pro Jahr). Die Kosten zum Laden des Elektrofahrzeuges reduzieren sich um 56 %. Da im Falle des gesteuerten Ladens deutlich mehr eigenproduzierter PV-Strom für das Laden des Elektrofahrzeuges genutzt wird, reduziert sich der Anteil, der davon in das Stromnetz eingespeist und vom Netzbetreiber vergütet wird. Die Erlöse aus der PV-Einspeisung ins Stromnetz nehmen im Vergleich zum Direktladen ab. Da die PV-Einspeisungsvergütung für den eingespeisten PV-Strom in den vergangenen Jahren stets deutlich geringer war als der Haushaltsstrompreis, entsteht in Summe aber ein monetär positiver Effekt. Die jährlichen Gesamtstromkosten reduzieren sich beim gesteuerten Laden im hier berechneten Beispielfall im Vergleich zum Direktladen um 270 €.

Durch das **bidirektionale Laden** sinken die Stromkosten für die Deckung des Haushaltsstromverbrauchs um 20 %, da ein Teil des Haushaltsstromverbrauchs durch zwischengespeicherten Strom aus dem Elektrofahrzeug gedeckt wird. In das Elektrofahrzeug wird zwar insgesamt über das Jahr hinweg mehr

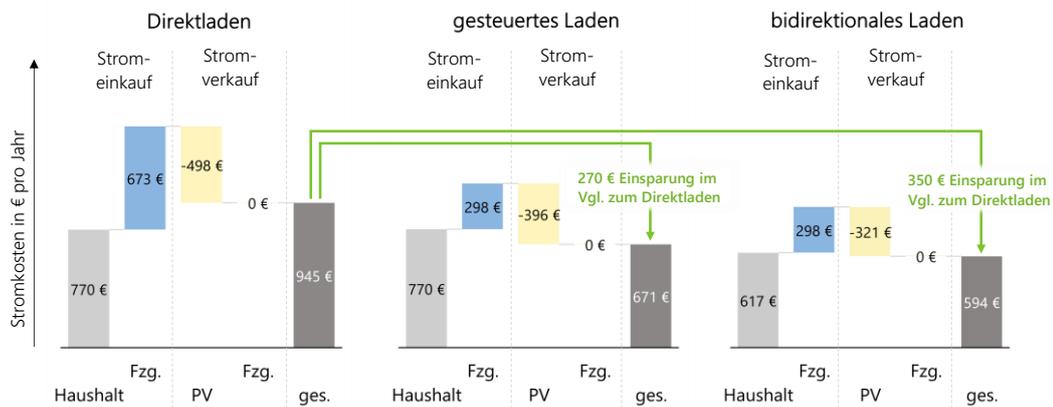
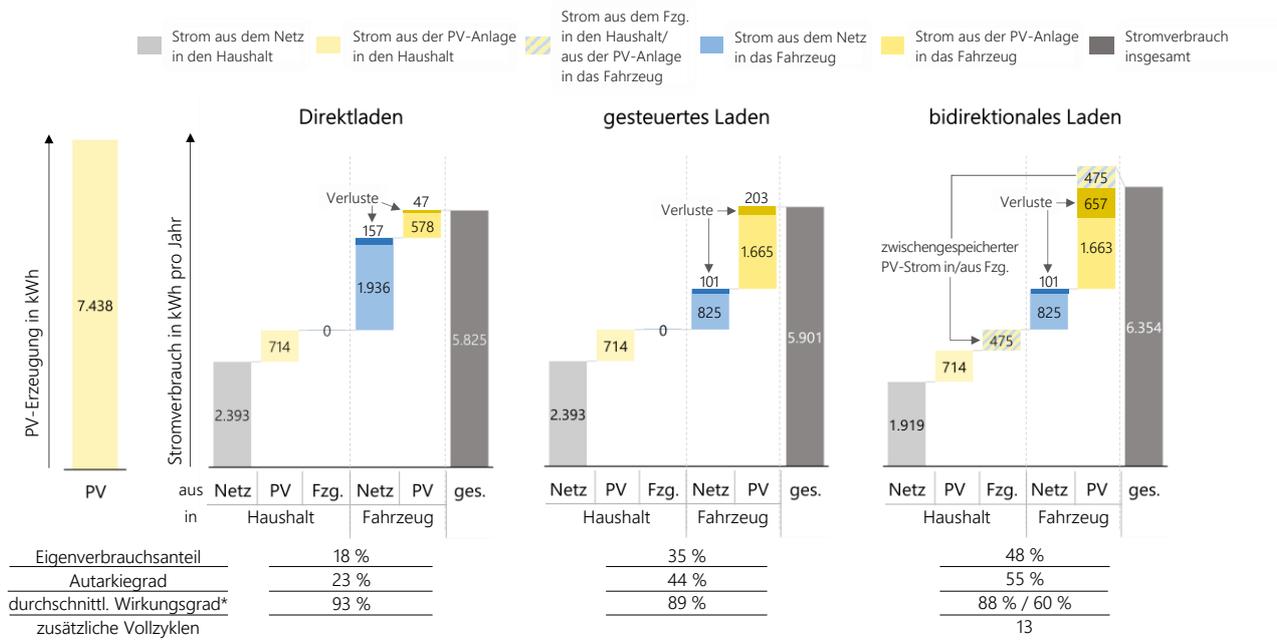


Abbildung 6-1: Ergebnis Basisfall, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf

Strom geladen, allerdings kommt ein Großteil dieses Stroms aus der eigenen PV-Anlage. Die Kosten für geladenen Strom aus dem Stromnetz sind deshalb, wie auch beim gesteuerten Laden, um 56 % geringer als für das Direktladen. Da insgesamt mehr PV-Strom in das Fahrzeug geladen wird, wird weniger PV-Strom in das Stromnetz zurückgespeist und somit sinken die Erlöse aus der PV-Einspeisevergütung. Insgesamt führt das bidirektionale Laden im Beispiel zu einer weiteren Senkung der Gesamtstromkosten um 80 € im Vergleich zum gesteuerten Laden. Dies entspricht einer jährlichen Einsparung von 350 € im Vergleich zum Direktladen.

Varianten

In einem zweiten Schritt werden die Ergebnisse aus dem Basisfall (siehe oben) mit leicht veränderten Eingangswerten neu berechnet. Damit lässt sich abschätzen, wie hoch jeweils der Einfluss von Strompreis oder Fahrverhalten auf die Kostenersparnisse ist. In

Abbildung 6-2 werden der Basisfall und die Varianten (Strompreise und Einspeisevergütung aus dem Jahr 2022 und Fahrzeugnutzungsprofil nur von Nicht-Pendlern) verglichen.

Legt man der Simulation die Haushaltsstrompreise aus dem Jahr 2022 (**Variante „2022“**) zugrunde, bleiben Energiebedarf sowie Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad im Vergleich zum Basisfall nahezu identisch. Lediglich beim bidirektionalen Laden erhöht sich die Anzahl der zusätzlichen Vollzyklen von 13 auf 14, da etwas mehr Energie in der Fahrzeugbatterie zwischengespeichert wird. Sowohl der Haushalt als auch das Elektrofahrzeug werden etwas mehr durch den eigenerzeugten PV-Strom versorgt. Insgesamt handelt es sich nicht um signifikante Änderungen. Es lässt sich zusammenfassen, dass die hohen Preisschwankungen aus dem Jahr 2022 wenig Einfluss auf die umgesetzten Energiemengen für den Anwendungsfall der PV-Eigenverbrauchsoptimierung haben,

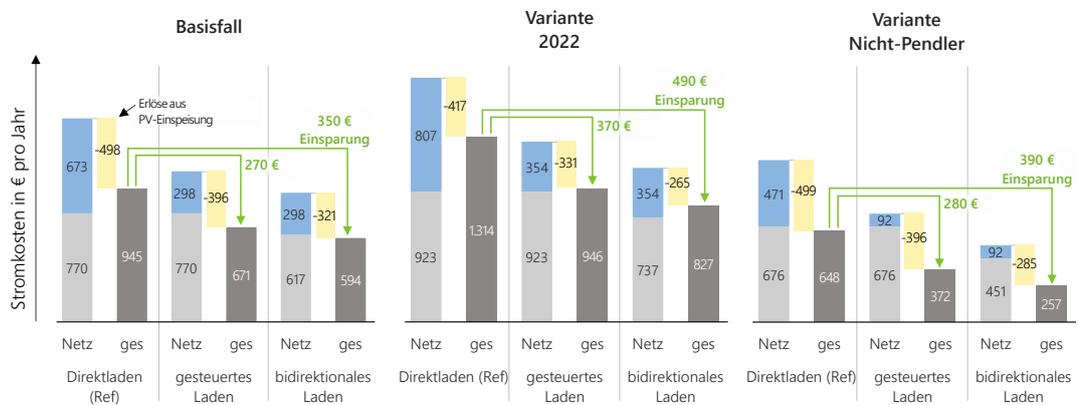
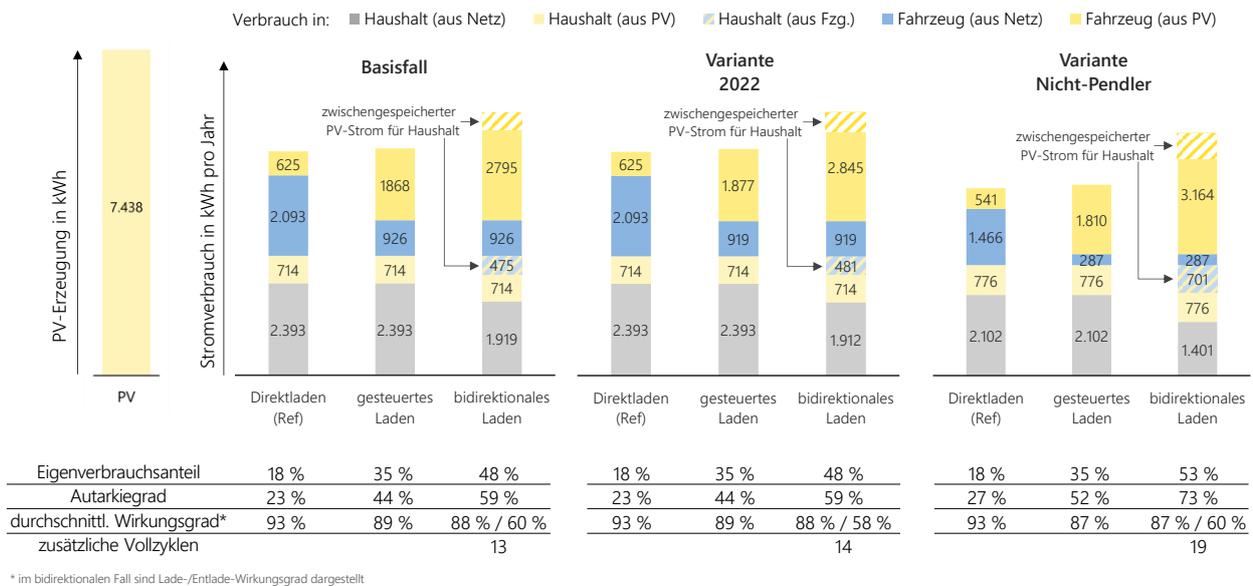


Abbildung 6-2: Ergebnisse Varianten, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf

da der zugrundeliegende konstante Haushaltsstrompreis nicht von der Volatilität der Marktpreise beeinflusst wird.

Dennoch ergeben sich auf der Kostenseite Unterschiede im Vergleich zum Basisfall. Die im Vergleich zu 2021 höheren Strommarktpreise im Jahr 2022 führen zu einer Erhöhung der Strombezugskosten für den Haushaltsstromverbrauch und damit zu im Vergleich zum Basisfall insgesamt höheren Stromkosten. Die Stromkosten für das Direktladen erhöhen sich um 370 € bzw. 40 %. Durch gesteuertes Laden können bei Strompreisen auf dem Niveau von 2022 die Stromkosten für das Laden des Elektrofahrzeuges mehr als halbiert werden. Die gesamten jährlichen Stromkosten reduzieren sich um 370 € im Vergleich zum Direktladen. Im Vergleich zum Direktladen liegt die Ersparnis für den Endnutzer bei 490 €, was 37 % der Stromkosten entspricht. Die monetären Vorteile sind um ca. 30 % höher als in den Beispielrechnungen für das Jahr 2021, da die Differenz zwischen Haushaltsstrompreis und PV-Einspeisevergütung größer ist. Während die

Entwicklungen des Jahres 2022 insgesamt die Stromkosten erhöhen, kann bidirektionales Laden hier seine Stärken ausspielen und in Zeiten hoher Strommarktpreise wirksam die Strombezugskosten eines Haushalts senken.

Die Nutzer:innen der **Variante „Nicht-Pendler“** besitzen ein anderes Stromverbrauchs- und Fahrzeugnutzungsprofil als Pendler:innen. Bedingt durch die geringe Fahrleistung haben diese Nutzer:innen einen geringeren Strombedarf zum Laden des Elektrofahrzeugs als im Basisfall. Deshalb fällt insbesondere der Strombezug aus dem Stromnetz zum Laden des Elektrofahrzeugs geringer aus. Dieser kann durch gesteuertes Laden deutlich reduziert werden. Die Menge des eigenerzeugten PV-Stroms, die zum Laden des Elektrofahrzeugs genutzt wird, unterscheidet sich nur marginal von der Menge im Basisfall. Der Eigenverbrauchsanteil ist für das Direktladen und das gesteuerte Laden im Basisfall und bei der Variante „Nicht-Pendler“ nahezu identisch. Beim bidirektionalen Laden ist dieser jedoch um 5 % höher als im

Basisfall. Der Autarkiegrad liegt für bidirektionales Laden sogar um 14 % höher als im Basisfall. Durch die höhere Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs (das Elektrofahrzeug ist bei den verwendeten Nicht-Pendler-Profilen knapp 1.000 Stunden im Jahr mehr am Haushalt verfügbar) kann mehr PV-Strom in der Fahrzeugbatterie zwischengespeichert und später zur Deckung des Haushaltsstromverbrauchs genutzt werden. Dieser Effekt ist jedoch limitiert durch die Energiemenge, die insgesamt geladen werden kann. Da das Fahrzeug weniger gefahren wird als Pendler-Fahrzeuge, ist der Ladebedarf für die Nicht-Pendler geringer. Aus diesem Grund kann nicht noch mehr PV-Strom zwischengespeichert werden. Der Netzbezug zur Deckung des Haushaltsstromverbrauchs wird in diesem Fall am deutlichsten reduziert. Trotz der erhöhten Zwischenspeicherung des PV-Stroms in der Fahrzeugbatterie wird die Grenze von 20 zusätzlichen Vollzyklen knapp nicht erreicht. Das bedeutet, dass auch für die beiden Varianten nicht so viel Energie umgesetzt wird, dass die Garantiefälle berücksichtigt werden müssten.

Durch den geringeren Energiebedarf der Nicht-Pendler fallen auch die jährlichen Stromkosten geringer aus (31 % geringere Kosten für Direktladen im Vergleich zum Basisfall). Durch gesteuertes Laden können diese Kosten um 280 € reduziert werden. Die Kostensenkung lässt sich auf den geringeren Netzbezug und den erhöhten PV-Eigenverbrauch zum Laden des Elektrofahrzeuges zurückführen. Durch bidirektionales Laden wird der Netzbezug zur Deckung des Haushaltsstromverbrauchs zusätzlich gesenkt. Infolgedessen sinken die jährlichen Stromkosten um 120 € im Vergleich zum gesteuerten Laden und um 390 € im Vergleich zum Direktladen. Der monetäre Vorteil des Anwendungsfalls ist also für Nicht-Pendler größer als für den Durchschnitt aus Pendlern und Nicht-Pendlern im Basisfall. Zusammen mit höherem Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad gilt, dass PV-

Eigenverbrauchsoptimierung für Nicht-Pendler insgesamt einen größeren Mehrwert bietet als für Pendler.

Fazit

Insgesamt hängt die genaue Höhe des diskutierten Mehrwerts für den Anwendungsfall (Kostensparnis, erhöhter Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad) von den in der Simulationen gewählten Werten für die zentralen Parameter ab. Wichtige Einflussfaktoren sind, neben der bereits erörterten PV-Einspeisevergütung, der Strompreis und das Fahrverhalten des Nutzers, der Haushaltsstromverbrauch, die PV-Anlagengröße, das (Nicht-)Vorhandensein eines Heimspeichers sowie die Kapazität der Fahrzeugbatterie. Dabei gilt: je größer der Haushaltsstromverbrauch, desto größer das Potenzial zur Eigenverbrauchsoptimierung. Da höhere Verbrauchsspitzen im Haushalt außerhalb der Zeiten von PV-Einspeisung auftreten können, kann mehr Energie im Fahrzeug zwischengespeichert und mit höheren Leistungen entladen werden. Ähnlich verhält es sich mit der PV-Anlagengröße. Je größer die PV-Anlage, desto größer der Vorteil des bidirektionalen Ladens. Auch eine größere Fahrzeugbatterie hat einen positiven Einfluss auf die Erlöse des bidirektionalen Ladens, wobei der Effekt gering ist, da selbst die Energie kleiner Fahrzeugbatterien ein Vielfaches des mittleren, täglichen Haushaltsstrombedarfs decken kann [22].

Gemessen an den Mehrkosten für bidirektionales Laden (Abschnitt 2.3), die mittelfristig in der Größenordnung von mehreren Tausend Euro liegen werden, ist die Wirtschaftlichkeit des Anwendungsfalls unter aktuellen Bedingungen trotz nennenswerter Kostensparnisse pro Jahr zwar nicht garantiert, aber je nach individuellen Begebenheiten sehr wahrscheinlich. Die Spannweite der dargestellten Erlöse pro Jahr liegt über den in Abschnitt 2.3 ermittelten minimalen Mehrkosten pro Jahr, jedoch auch unter den

PV-Eigenverbrauchsoptimierung (V2H) Welchen Mehrwert bietet der Anwendungsfall?

Durch bidirektionales Laden lassen sich Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad signifikant steigern. Gleichzeitig können die jährlichen Einsparungen bei den Strombezugskosten bis zu mehrere hundert Euro betragen, die je nach Gegebenheiten die Mehrkosten der Technologie auch finanziell rechtfertigen würden.

maximalen Mehrkosten pro Jahr für bidirektionales Laden, die eine Anschaffung finanziell rechtfertigen. Da auch das gesteuerte Laden in allen Varianten bereits zu einer Ersparnis von mehr als 200 € führt und dessen Mehrkosten weitaus geringer ausfallen, bietet dieses für einige Nutzer:innen zum aktuellen Zeitpunkt eine finanziell attraktive Alternative zum bidirektionalen Laden.

Eine wichtige Erkenntnis der Simulationen ist, dass die Ergebnisse für den Fall der PV-Eigenverbrauchs-optimierung sehr beständig sind. Das heißt, dass sich auch bei der Simulation der Varianten keine großen Unterschiede aus monetärer Sicht einstellen und somit stabile Kostenersparnisse zu erwarten sind. Hinzu kommt, dass für diesen Anwendungsfall auch bei wechselnden Rahmenbedingungen am Strommarkt oder wechselnder Fahrzeugnutzung nicht nur die Wirtschaftlichkeit, sondern auch der Selbstversorger- und Autarkiegedanke motiviert. Nutzer:innen können durch das bidirektionale Laden ihren Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad mehr als verdoppeln, oder sogar verdreifachen. Dieser Mehrwert – in Verbindung mit den ausgewiesenen Kostenersparnissen – macht die PV-Eigenverbrauchsoptimierung zu einem der vielversprechendsten Anwendungsfälle für die nahe Zukunft.

6.3 Rechtliche Anforderungen und Regulatorik

Bei der PV-Eigenverbrauchsoptimierung durch bidirektionales Laden findet keine Rückspeisung von Strom aus dem Elektrofahrzeug in das öffentliche Stromnetz statt. Es müssen deshalb keine besonderen rechtlichen Anforderungen erfüllt werden. Der Anwendungsfall kann, sofern die erforderliche Technik vorhanden ist, unproblematisch umgesetzt werden.



Zeitliche Arbitrage

7 Zeitliche Arbitrage (V2G)

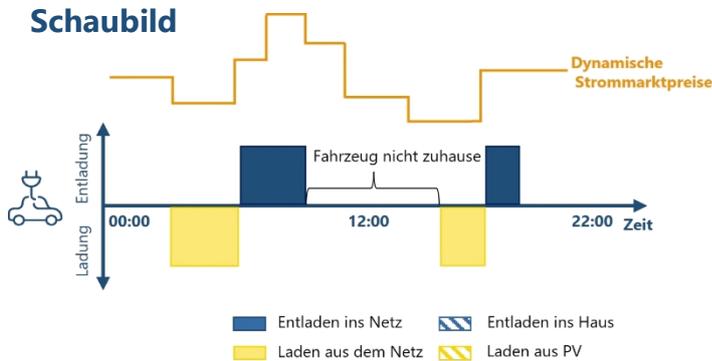
Kostensparnisse durch Handel an der Strombörse



Beschreibung

Lade- und Entladevorgänge werden auf Basis der Börsenstrompreise (Intraday-Markt) optimiert. Das Elektrofahrzeug lädt zu Zeitpunkten mit niedrigen Strompreisen und entlädt zu Zeiten mit hohen Strompreisen ins öffentliche Stromnetz (Arbitrage-Geschäft). Durch zukünftig weiter steigende Anteile volatiler, erneuerbarer Energien variieren die Marktpreise mitunter stark, was hohe Erlöspotenziale verspricht. Der Haushalt bleibt von diesem Anwendungsfall unberührt.

Schaubild



Anwendungs-
kategorie V2G

Ladeort



Steuerung



Anreiz



Mehrwert für
Nutzer:innen



Simulationen

- In allen Varianten können die Gesamtstromkosten durch bidirektionales Laden gesenkt werden.
- Je nach Variante sind sehr hohe Kostensparnisse mit diesem Anwendungsfall möglich.
- Wichtigste Einflussfaktoren sind die Preisspannen an der Strombörse und eine mögliche Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen auf rückgespeisten Strom.
- In einigen Varianten entstehen mehr als 20 zusätzliche Vollzyklen pro Jahr durch bidirektionales Laden, wodurch etwaige Garantiebedingungen von Fahrzeugherstellern verletzt werden könnten.

↓
150 - 690 €/Jahr



Stromkosten
(insgesamt)

Wichtige Parameter: Strommarktpreise 2021/ 2022



Herausforderungen

- Für die zeitlich hochaufgelöste Abrechnung wird ein intelligenter Stromzähler und ein aggregationsfähiger Stromlieferant benötigt. Alternativ kann dies auch ein Energiedienstleister übernehmen.
- Fahrzeugbatterie und -leistungselektronik werden durch häufiges Laden und Entladen mehr belastet, was durch das Hinterlegen eines Schwellwertes (minimale Preisdifferenz) reduziert werden kann.
- Hohe Ladegleichzeitigkeit bei niedrigen Strompreisen lässt kurzfristig Netzengpässe erwarten. Preisgesteuertes Laden reduziert allerdings die Preisschwankungen und somit auch die Ladegleichzeitigkeit.
- Regulatorisch ist bidirektionales Laden noch nicht zufriedenstellend definiert. Es gibt derzeit nicht die



Am Eigenheim



Arbeitsplatz/
Mehrfamilienhaus



Öffentlich



Lokal



Fernwirk-
technisch



Netz



Markt



Ökologische
Nachhaltigkeit



Finanzieller Mehrwert

7.1 Beschreibung

In diesem Anwendungsfall werden Lade- und Entladevorgänge auf Basis der Strompreise an den Strombörsen optimiert, wobei ein Mindestfüllstand der Fahrzeugbatterie immer gewährleistet ist. Das Elektrofahrzeug lädt zu Zeitpunkten mit niedrigen Strommarktpreisen und entlädt zu Zeiten mit hohen Strommarktpreisen ins Stromnetz, wodurch zusätzliche Erlöse durch Stromverkauf generiert werden (Arbitrage-Geschäft). Insbesondere der Ausbau Erneuerbarer Energien in Kombination mit dem Preisbildungsmechanismus an den Strombörsen (siehe Exkurs) führt zu volatilen Preisen, die genutzt werden können. Der Haushalt und sonstige Verbraucher oder Erzeuger bleiben von der optimierten Lade- und Entladestrategie des Fahrzeugs unberührt.

Die Optimierung der Lade- und Entladestrategie erfolgt in der Regel durch ein zentrales, automatisiertes Lademanagement, das durch einen Dienstleister (Aggregator) betrieben wird. Grund hierfür ist, dass zur Teilnahme an der Strombörse Mindestkapazitäten vermarktet werden müssen, die nur durch eine Vielzahl an Elektrofahrzeugen erreicht werden können. Es werden lokale Messwerte und Randbedingungen (wie beispielsweise der gewünschte Batteriefüllstand zur gewünschten Abfahrtszeit) verschiedener Nutzer durch ein Heim-Energiemanagementsystem (HEMS) an das meist cloudbasierte Lademanagementsystem übermittelt. Das Lademanagementsystem verarbeitet die übermittelten Daten und aggregiert die Lade- und Entladebedarfe der einzelnen Elektrofahrzeuge je

Zeitschritt zu einer Gesamtmenge an Strom, die eingekauft, und einer Gesamtmenge, die verkauft werden soll (daher die Bezeichnung Aggregator). Der Aggregator kauft und verkauft nun die je Zeitschritt benötigten Strommengen an der Strombörse und schickt einen individuellen Fahrplan an die jeweiligen Haushalte zurück, der die Zeiten festschreibt, an denen geladen und entladen werden soll. Der Nutzer selbst muss infolgedessen nicht auf Preissignale reagieren, sondern lediglich entsprechende Technik verbaut haben, um die Lade- und Entladestrategie des Aggregators umsetzen zu können.

Typischerweise werden die durch den Aggregator übermittelten individuellen Fahrpläne für den Zeithorizont von etwa einem Tag erstellt. Diese Fahrpläne beinhalten bereits die von den Nutzer:innen voreingestellten Zeiträume, zu denen das Fahrzeug zum Fahren zur Verfügung stehen soll, sowie die zu diesen Zeiträumen gewünschten Batteriefüllstände. Dies kann beispielsweise durch die Eingabe in einer App erfolgen. Es kann vertraglich geregelt werden, welches Maß an zusätzlicher Flexibilität den Nutzer:innen für den Zeithorizont des Fahrplans zugestanden wird. Nutzer:innen sind also nicht zwangsläufig an den übermittelten Fahrplan und die im Vorhinein eingestellten Fahrzeiträume gebunden. Wenn der Fahrplan häufig nicht eingehalten wird, führt dies jedoch zwangsläufig zu reduzierten Kostenersparnissen.

Zeitliche Arbitrage kann zu Mehrbelastungen der Fahrzeugbatterie und der Fahrzeugelektronik führen. Entsprechende Beschränkungen der zu

Exkurs: Großhandelsstrommärkte und Strombörse

Die Großhandelsstrommärkte in Deutschland sind als Energy-Only-Markt organisiert, in dem nur die tatsächlich erzeugte Energiemenge vergütet wird. Am Großhandelsmarkt wird zwischen der Strombörse und dem außerbörslichen Handel unterschieden. An der Strombörse können sowohl Termingeschäfte für die Zukunft getätigt, als auch kurzfristiger Stromhandel an den so genannten Spotmärkten betrieben werden. Für den Anwendungsfall zeitliche Arbitrage (V2G) sind nur die kurzfristigen Spotmärkte relevant [23].

Es existieren drei relevante Spotmärkte:

- der Day-Ahead-Markt (Auktion),
- der Intraday-Markt (Auktion) und
- der kontinuierliche Intraday-Handel.

Auf dem Day-Ahead-Markt werden Strommengen um 12:00 Uhr eines Tages für jede Stunde des nächsten Tages auktioniert. Die Intraday-Auktion ist bis 15:00 Uhr des Vortages für jede Viertelstunde des Folgetages möglich. Auf beiden Märkten ist das letzte bezuschlagte Gebot preissetzend für alle bezuschlagten Gebote, die die gleiche Zeitscheibe (den gleichen Zeitraum) betreffen. Da es folglich einen einheitlichen Markträumungspreis für jeden Zeitpunkt gibt, der für alle Marktteilnehmenden gilt, spricht man auch von dem *Market-Clearing-Mechanismus*. (mehr Information zum Mechanismus unter [24]).

Der kontinuierliche Intraday-Handel ist auch am Tag der eigentlichen Stromerbringung möglich und kann bis 5 Minuten vor Stromlieferung erfolgen. Hier werden die Preise nach dem so genannten Gebotspreis- oder *Pay-As-Bid-Verfahren* bestimmt. Dabei wird jeder Bieter, der einen Zuschlag am Markt erhält, mit dem Preis vergütet, mit dem er angeboten hat.

vermarktenden Energiemengen, die durch die Batterie fließen dürfen, oder der täglichen Betriebszeiten des Anwendungsfalls können die Mehrbelastungen deutlich reduzieren.

7.2 Ergebnisse der Simulationen

Zeitliche Arbitrage stellt einen rein wirtschaftlich ausgerichteten Anwendungsfall dar. Das heißt, Ziel der Optimierung ist die maximale Reduktion der Stromkosten. Es ist sogar vorstellbar, dass sich unter dem Strich keine Kosten mehr in der Jahresbilanz ergeben, wenn die Erlöse durch den Stromverkauf die Kosten des Stromankaufs über das Jahr hinweg übersteigen.

Obwohl der Haushalt in diesem Anwendungsfall unbeeinflusst von der Ladestrategie des Elektrofahr-

zeugs bleibt, wird er in den Ergebnisabbildungen mit dargestellt, um die Anwendungsfälle untereinander vergleichbar zu halten. Für den Referenzfall des Direktladens wird, analog zum Anwendungsfall Dynamische Stromtarife (V2H), ein konstanter Haushaltsstrompreis für das Laden des Elektrofahrzeuges und den Haushalt angenommen, da für diesen Fall der konstante Strompreis günstiger und damit realistischer ist. Das gesteuerte und bidirektionale Laden wird auf Basis von historischen Preiszeitreihen des kontinuierlichen Intraday-Handels optimiert (2021 im Basisfall und 2022 in der entsprechenden Variante).

Basisfall

Ergebnisse der jährlichen Energiemengen und Stromkosten des Basisfalls sind in Abbildung 7-1 dargestellt. Da ein Haushalt ohne PV-Anlage betrachtet wird, wird der gesamte Strombedarf des Haushalts

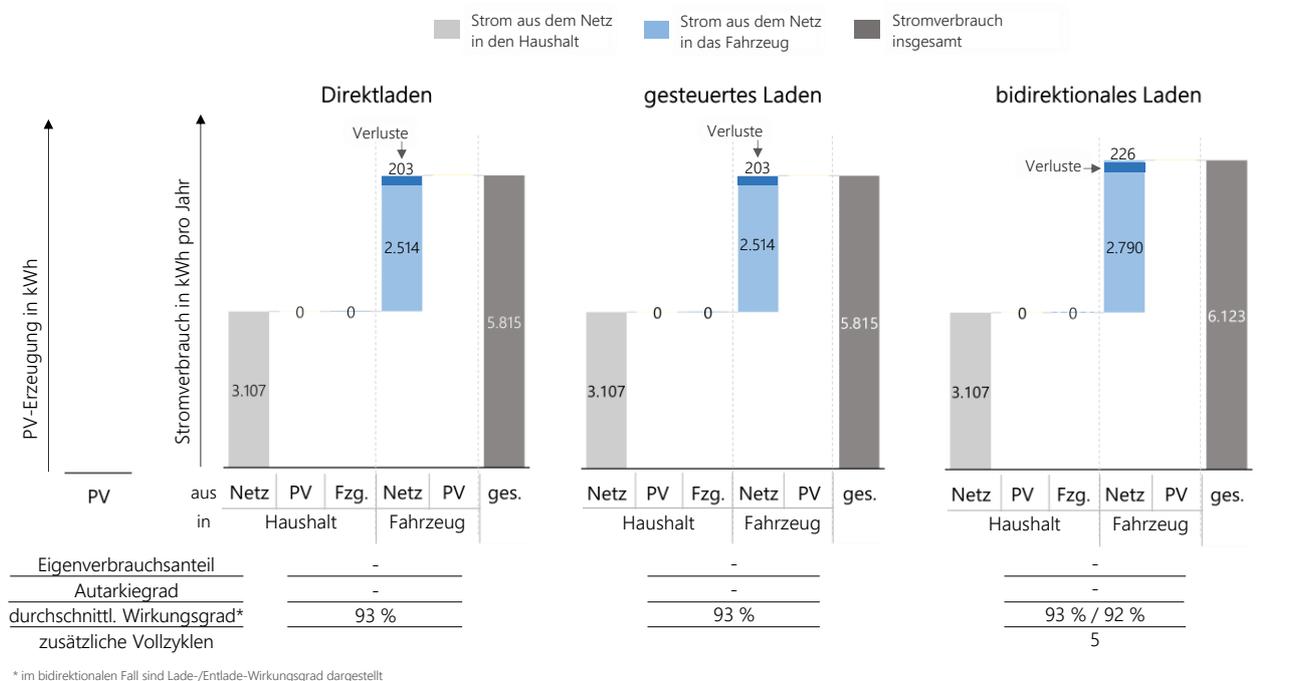


Abbildung 7-1: Ergebnis Basisfall, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf

und des Elektrofahrzeugs für alle drei Ladestrategien aus dem öffentlichen Stromnetz bedient. Für das **bidirektionale Laden** gilt, dass kein Strom aus dem Fahrzeug zur Deckung des Haushaltsstromverbrauchs genutzt wird, da das Ziel des Anwendungsfalls der Handel am Spotmarkt und nicht die Versorgung des Haushalts mit Strom ist.

Die in das Fahrzeug geladene Energiemenge steigt beim bidirektionalen Laden um gute 10 % im Vergleich zum Direktladen und gesteuerten Laden an, da die für den Handel benötigte Energie zusätzlich geladen werden muss. Dadurch werden im Durchschnitt 290 kWh aus dem Fahrzeug in das öffentliche Stromnetz über das Jahr hinweg rückgespeist. Dies entspricht fünf zusätzlichen äquivalenten Vollzyklen über das Jahr, die für den Handel am Spotmarkt im Basisfall verwendet werden. Da dieser Wert signifikant unter dem Grenzwert von 20 zusätzlichen Vollzyklen liegt, muss kein zusätzlicher Garantiefall betrachtet werden. Zudem ist ersichtlich, dass die Ladeverluste des Elektrofahrzeugs für alle drei Ladestrategien gering sind. Die durchschnittlichen Wirkungsgrade liegen nur geringfügig unter den nominellen Be- und Entladewirkungsgraden. Es wird demnach nahezu immer mit nomineller Leistung ge- und im bidirektionalen Fall entladen. Dies stellt insbesondere zum Anwendungsfall PV-Eigenverbrauchsoptimierung (V2H) einen großen Unterschied dar.

Die Stromkosten des Direktladens inklusive Haushalt liegen, analog zum Fall Dynamische Stromtarife (V2H), bei knapp 1.900 € im Jahr 2021. Durch gesteuertes Laden lassen sich 21 % der Stromkosten zum Laden des Elektrofahrzeugs und damit 7 % der Gesamtstromkosten einsparen. Die fünf zusätzlichen äquivalenten Vollzyklen des **bidirektionalen Ladens**, die durch den Handel entstehenden, erhöhen die Stromkosten zum Laden des Fahrzeugs um 90 € im Vergleich zum gesteuerten Laden, was immer noch 100 € weniger als die Ladekosten des Direktladens sind. Durch das Rückspeisen von Strom aus der Fahrzeugbatterie in das öffentliche Stromnetz können jedoch 130 € an zusätzlichen Erlösen erwirtschaftet werden. In Summe ergibt sich damit eine Einsparung von 40 € (3 %) im Vergleich zum gesteuerten Laden bzw. 170 € (9 %) im Vergleich zum Direktladen.

Varianten

Ab zeigt die Ergebnisse der Varianten „2022“, „Nicht-Pendler“ und „Umlagenbefreiung“ im Vergleich zum Basisfall. Die **Variante „2022“** weist signifikante Unterschiede im Vergleich zum 2021er Basisfall auf. Während die Strombedarfe für das Direktladen und das gesteuerte Laden in beiden Fällen identisch sind, steigt die für das bidirektionale Laden in das Fahrzeug

geladene Energiemenge um 3.650 kWh an. Damit ist die geladene Energiemenge 2022 mehr als doppelt so hoch wie 2021. Abzüglich der Lade- und Entladeverluste, die auch 2022 relativ gering sind, ergeben sich 3.390 kWh, die in das öffentliche Stromnetz rückgespeist werden. Damit liegt die Anzahl an zusätzlichen äquivalenten Vollzyklen bei 61, was deutlich über dem Garantie-Grenzwert von 20 Zyklen liegt.

Von der Kostenseite aus betrachtet stellt 2022 grundlegend ein Jahr mit höheren Durchschnittspreisen als 2021 dar. Daher steigen die Gesamtkosten für Direktladen und gesteuertes Laden im Vergleich zum Basisfall an. Die durch gesteuertes Laden möglichen Einsparungen liegen jedoch über denen des Basisfalls. So lassen sich 220 € bzw. 10 % der jährlichen Gesamtstromkosten im Vergleich zum Direktladen einsparen. Die sehr hohen Energiemengen, die beim bidirektionalen Laden in die Fahrzeugbatterie geladen werden, erhöhen die Stromkosten des Ladens um 900 € im Vergleich zum Direktladen. Allerdings wird durch 3.390 kWh an verkauftem Strom ein Erlös von 1.760 € über das Jahr hinweg generiert. Diese Erlöse durch den Handel am Spotmarkt führen nicht nur dazu, dass die Gesamtkosten im Vergleich zum Direktladen um 690 € geringer sind, sondern auch dazu, dass die Gesamtkosten für bidirektionales Laden 2022 trotz durchschnittlich höherer Preise geringer sind als 2021.

Die **Variante „Nicht-Pendler“** unterscheidet sich weniger stark vom Basisfall als die Variante „2022“. Insgesamt sind die verbrauchten Energiemengen geringer als im Basisfall, was auf das unterschiedliche Fahrverhalten der Nicht-Pendler zurückzuführen ist. Für das bidirektionale Laden werden 390 kWh mehr geladen, was ein Anstieg um 19 % ist. Dadurch ergeben sich knapp sieben zusätzliche äquivalente Vollzyklen und 360 kWh, die in das Stromnetz rückgespeist werden. Insgesamt nimmt also der Handel am Spotmarkt im Vergleich zum Basisfall leicht zu. Grund dafür ist die erhöhte Verfügbarkeit des Fahrzeugs am Ladeort.

Die Gesamtkosten liegen für Nicht-Pendler insgesamt jeweils unter denen im Basisfall, da weniger Energie verbraucht wird. Durch gesteuertes Laden können 100 € bzw. 6 % eingespart werden. Für das bidirektionale Laden entstehen für die reine Strombeschaffung nur leicht höhere Kosten als beim Direktladen (gut 100 € mehr als beim gesteuerten Laden), obwohl mehr Strom im bidirektionalen Fall geladen wird. Knapp 160 € werden an Erlöse durch Stromverkauf generiert. Insgesamt ermöglichen die sieben zusätzlichen äquivalenten Vollzyklen demnach eine Kostenersparnis von 150 € bzw. 10 %.

Eine zusätzliche Simulation stellt die **Variante „Umlagenbefreiung“** dar, da es sich um einen V2G-Fall mit Rückspeisung ins Stromnetz handelt. In diesen Berechnungen wird auf den rückgespeisten Strom nur noch ein geringer Teil der Steuern, Abgaben und Umlagen gezahlt (siehe Abschnitt 3.2.5 und 4.2). Erwartungsgemäß steigt die in das Fahrzeug geladene Energiemenge im Falle des bidirektionalen Ladens an, während sich für Direktladen und gesteuertes Laden keine Veränderungen zum Basisfall ergeben. Insgesamt werden beim bidirektionalen Laden 3.046 kWh mehr in die Fahrzeugbatterie geladen als im Basisfall. 2.620 kWh werden aus dem Fahrzeug ins Stromnetz gespeist und am Spotmarkt verkauft. Es ergeben sich für die Umlagenbefreiung 47 zusätzliche äquivalente Vollzyklen (42 Zyklen mehr als im Basisfall). Wie bereits bei der Variante „2022“ wird also auch in diesem Fall die Grenze von 20 Zyklen deutlich überschritten, weswegen zusätzlich die Variante Garantiefall berücksichtigt werden muss.

Die Kosten beim Direktladen und beim gesteuerten Laden sind identisch zum Basisfall. Für das bidirektionale Laden steigen die Kosten des Stromeinkaufs zum

Laden des Fahrzeugs um 690 € im Vergleich zum Direktladen bzw. um 780 € im Vergleich zum bidirektionalen Laden im Basisfall. Damit sind die Ladekosten für das bidirektionale Fahrzeug in dieser Variante doppelt so hoch wie im Basisfall. Die im Zuge der Umlagenbefreiung ins Stromnetz entladene Energiemenge ermöglicht jedoch über das Jahr hinweg Erlöse durch Stromverkauf von insgesamt 1.050 €, sodass die Gesamtkosten für diesen Fall lediglich bei 1.590 € und damit 290 € unter den Kosten des Direktladens und 140 € unter den Kosten des bidirektionalen Ladens im Basisfall liegen. Somit bewirkt die Umlagenbefreiung einen finanziellen Mehrwert von 140 € pro Jahr, allerdings steigt dadurch auch die Zahl an zusätzlichen Vollzyklen um 42 weitere Zyklen an.

Garantiefälle

Für die beiden Varianten „2022“ und „Umlagenbefreiung“ wird der Garantie-Grenzwert von 20 äquivalenten Vollzyklen, die zusätzlich durch bidirektionales Laden erfolgen, überschritten. Um etwaige Garantiebedingungen von Fahrzeugherstellern zu berücksichtigen, werden diese Varianten zusätzlich mit einer angenommenen Beschränkung der durch bidirek-

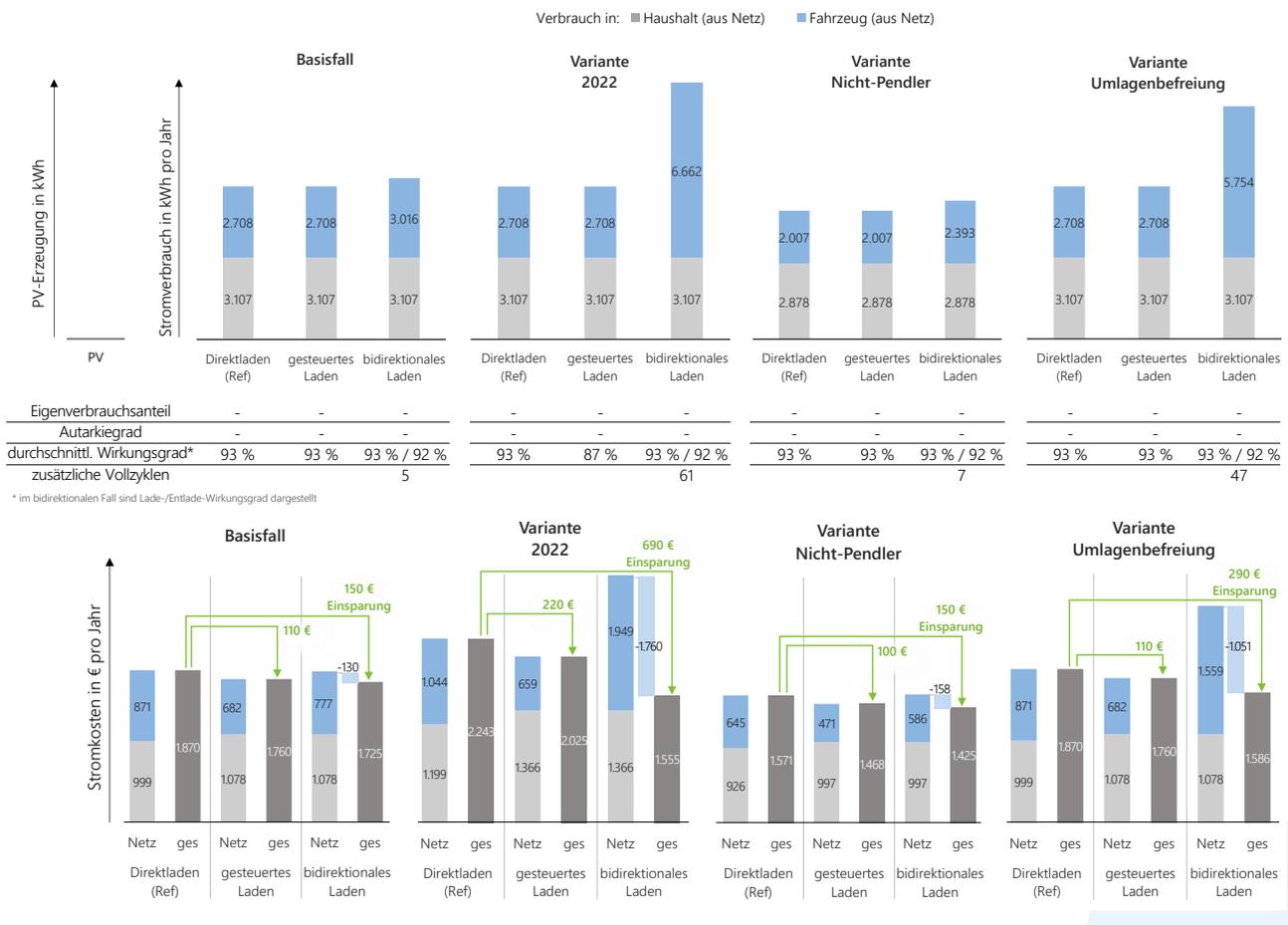


Abbildung 7-2: Ergebnisse Varianten, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf

tionales Laden zulässigen zusätzlichen äquivalenten Vollzyklen auf 20 Zyklen pro Jahr simuliert. Abbildung 7-2 zeigt die resultierenden Ergebnisse. Der Basisfall und die Variante „Nicht-Pendler“ sind ebenfalls dargestellt, allerdings ergeben sich hier keine Änderungen, da keine 20 zusätzlichen Vollzyklen erreicht werden. Wie zu erwarten, wird in beiden Fällen, in denen die Begrenzung relevant ist, genau so viel Energie beim bidirektionalen Laden in die Fahrzeugbatterie geladen, dass 20 zusätzliche Vollzyklen pro Jahr erreicht werden. Auch die in das Stromnetz rückgespeiste Strommenge reduziert sich daher in beiden Fällen auf 1.100 kWh pro Jahr.

Durch die reduzierte Strommenge zum Laden des Fahrzeugs werden 2022 900 € weniger für den Stromeinkauf bezahlt als im Fall ohne Zyklensbegrenzung. Für den Fall der Umlagenbefreiung sind es 510 €, um die sich die Stromeinkaufskosten reduzieren. Gleichzeitig werden trotz geringerer rückgespeicherter Strommenge noch hohe Erlöse durch den Stromverkauf am Spotmarkt generiert. Für die Variante 2022 werden 760 € durch Stromverkauf verdient, was 1.000 € weniger sind als im Fall ohne Zyklensbe-

grenzung. Für den Fall der Umlagenbefreiung sind es 530 €, die durch Stromverkauf verdient werden. Dieser Wert liegt gut 520 € unter dem Wert ohne Zyklensbegrenzung.

Damit ergibt sich aus wirtschaftlicher Sicht das Gesamtbild, dass beide Fälle, in denen die jährlichen äquivalenten Vollzyklen begrenzt werden, für das bidirektionale Laden nur unwesentlich höhere Gesamtkosten aufweisen als die Fälle ohne Zyklensbegrenzung. In Zahlen ausgedrückt lässt sich sagen, dass die 41 zusätzlichen Zyklen, die ohne Begrenzung über die 20 Zyklen-Grenze hinaus in der Variante 2022 zum Stromhandel verwendet werden, einen finanziellen Mehrwert von lediglich 100 € bedeuten. Für die Variante „Umlagenbefreiung“ können im bidirektionalen Fall durch 27 Vollzyklen mehr – im Vergleich zu der Begrenzung auf 20 Zyklen – lediglich 30 € zusätzliche Kostenreduktion ermöglicht werden. Die Begrenzung der jährlichen äquivalenten Vollzyklen hat also keinen dramatischen Kostenanstieg zur Folge.

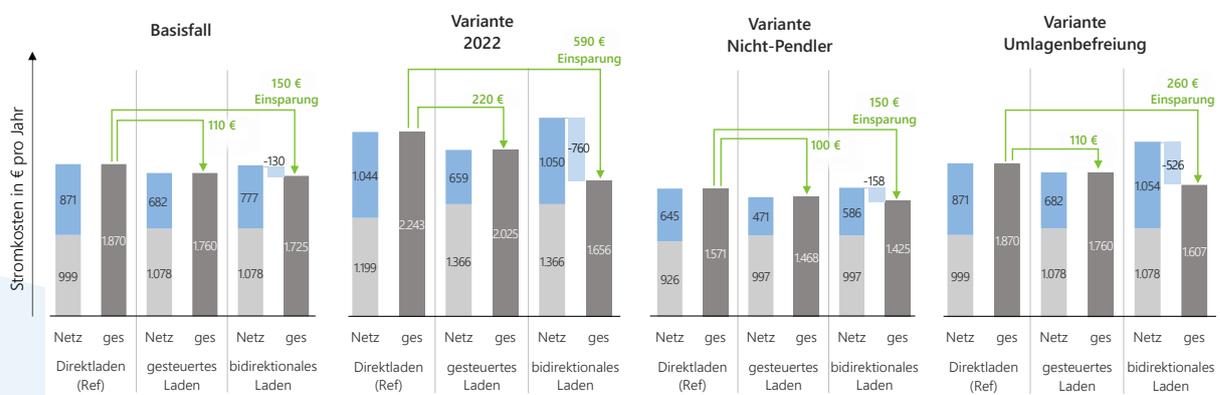
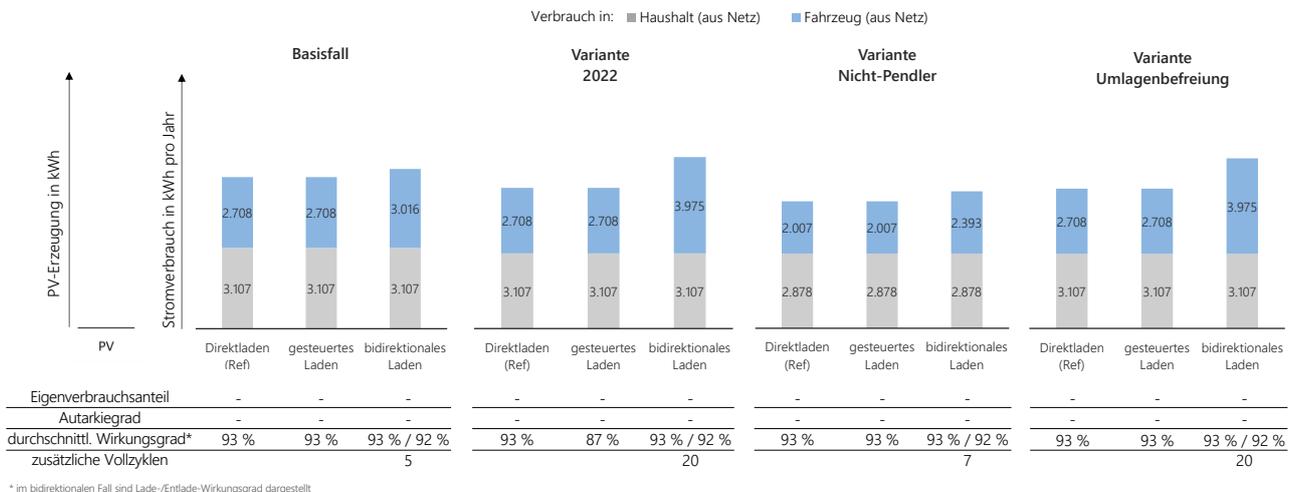


Abbildung 7-2: Ergebnisse Varianten für Garantiefälle, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf

Fazit

Insgesamt zeigt sich für den Anwendungsfall zeitliche Arbitrage ein sehr breit gefächertes Bild. Für den Basisfall sind die jährlichen Kostenersparnisse durch bidirektionales Laden nicht ausreichend hoch, um die Mehrkosten der Technologie zu rechtfertigen. Dies gilt insbesondere, da die technische Umsetzung des Anwendungsfalls, beispielsweise im Vergleich zum Fall Dynamische Stromtarife (V2H), aufwändiger ist. Neben einem Messkonzept, das den Netzbezug und die Netzeinspeisung aus der Wallbox des Elektrofahrzeugs abrechnungskonform erfasst, steigert auch die zusätzliche Rolle des Aggregators die Komplexität. Bei den hohen Preisen, die sich 2022 an den Spotmärkten eingestellt haben, ist der Anwendungsfall jedoch auch unter Einbezug der heutigen Mehrkosten profitabel. Es herrscht also eine hohe Abhängigkeit von Marktpreisen bzw. den untertägigen Preisspannen zwischen höchsten und niedrigsten Preisen. Dahingegen ist die Abhängigkeit vom Fahrverhalten (Pendler/Nicht-Pendler) gering.

Eine weitgehende Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen auf den aus dem Fahrzeug ins Stromnetz rückgespeisten Strom, so wie es bei stationären Batteriespeichern bereits der Fall ist (siehe Abschnitt 3.2.5), erhöht die jährlichen Kostenersparnisse signifikant. Bei Marktpreisen aus dem Jahr 2021 wäre der Anwendungsfall damit je nach tatsächlichen Mehrkosten wirtschaftlich abbildbar. Bei Preisen aus dem Jahr 2022 sind bei zusätzlicher Umlagenbefreiung sehr hohe Profite zu erwarten.

Die Begrenzung der äquivalenten Vollzyklen auf ein adäquates Maß, das es erlaubt, eine verlässliche Garantie auf die Fahrzeugbatterie zu geben, hat auf die durch den Anwendungsfall zu erwartenden Kostenersparnisse keinen gravierenden Einfluss. In den Fällen, für die die Vollzyklenbegrenzung relevant ist, werden immer noch so hohe Kostenersparnisse erzielt, dass der Anwendungsfall als profitabel eingestuft werden kann. Die finanziellen Unterschiede, die sich im Vergleich zu den Fällen ohne Vollzyklenbegrenzung ergeben, sind im Verhältnis gering. Eine Vollzyklenbegrenzung ist demnach für diesen Anwendungsfall ein akzeptables Mittel, um Garantiebedingungen zu formulieren und gleichzeitig den Anwendungsfall profitabel abzubilden. Allerdings gilt, dass ohne Vollzyklenbegrenzung höhere Profite möglich sind.

7.3 Rechtliche Anforderungen und Regulatorik

Der Anwendungsfall basiert auf einem Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen gemäß § 3 Nr. 31d EnWG. Es wird eine Reduktion des Energiepreises angestrebt, in dem die Entwicklungen an den Strombörsen an die Nutzer:innen weitergegeben werden. Ziel bleibt weiterhin, die Ladevorgänge in die Niedrigphasen zu verschieben. Zudem können gespeicherte Strommengen in Hochpreisphasen rückgespeist werden, um Erlöse zu erwirtschaften, die mit den Bezugskosten verrechnet werden können.

Rechtstechnisch umgesetzt werden kann der Anwendungsfall als Annex zum Stromliefervertrag; die

Zeitliche Arbitrage (V2G)

Welchen Mehrwert bietet der Anwendungsfall?

Durch die starke Abhängigkeit von Preisschwankungen an der Strombörse sind bei zeitlicher Arbitrage für bidirektionales Laden neben hohen Gewinnen auch Verluste möglich. Durch eine weitgehende Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen auf rückgespeisten Strom aus dem Fahrzeug würde der Anwendungsfall eine verlässlichere wirtschaftliche Basis erhalten.

Vermarktung des rückgespeisten Stroms erfolgt dann über den aggregationsfähigen Stromlieferanten. Denkbar ist auch eine Umsetzung unter Inanspruchnahme eines Aggregators (§ 3 Nr. 1a EnWG). Der Aggregator fungiert als Dienstleister des Letztverbrauchers. Die rückgespeisten Strommengen bleiben zunächst dem Bilanzkreis des Stromlieferanten zugeordnet und werden im Anschluss mittels Fahrplangeschäften zwischen dem Stromlieferanten und dem Aggregator vermarktet.

Mit dem Energiefinanzierungsgesetz wurden Befreiungs- und Privilegierungstatbestände für Stromspeicher neu geregelt bzw. auf Elektrofahrzeuge/Ladepunkte erweitert. Möglich ist nun eine Saldierung der entnommenen und zeitgleich im Stromspeicher *verbrauchten* Strommengen sowie der mit dem Stromspeicher erzeugten und zeitgleich in das Netz *eingespeisten* Strommengen (§ 21 Abs. 1 EnFG). Von der Umlagenprivilegierung umfasst sind allerdings nur die KWKG-Umlage, die Offshore-Netzumlage sowie die § 19 StromNEV-Umlage. Nicht umfasst sind die Konzessionsabgabe, die Stromsteuer und die Netznutzungsentgelte. Die Problematik der Belastung durch Steuern, Abgaben und Umlagen auf in bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeugen zwischengespeicherten Strom ist damit nicht vollständig gelöst.

Wünschenswert wäre, dass die Kommunen freiwillig auf die Konzessionsabgaben für *steuVE* verzichten. Bei der Stromsteuer sollte das Privileg für stationäre Batteriespeicher, die ausschließlich Strom vorübergehend speichern und in ein Versorgungsnetz für Strom zurückspeisen, (§ 5 Abs. 4 StromStG) auf Ladepunkte für Elektrofahrzeuge erweitert werden.



8

PV- Eigenverbrauchsoptimierung mit zeitlicher Arbitrage

8 PV-Eigenverbrauchserhöhung mit zeitlicher Arbitrage (V2G)

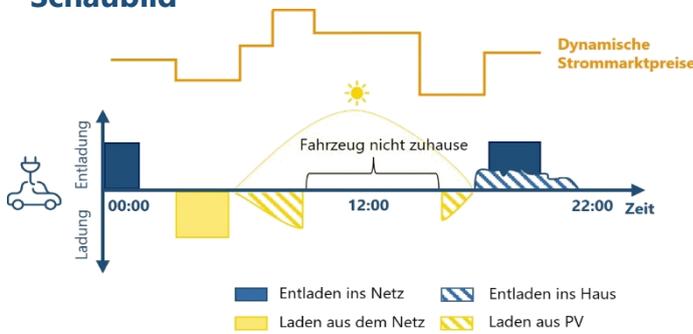
Kostensparnisse durch PV-Eigenverbrauch und Handel an der Strombörse



Beschreibung

Lade- und Entladevorgänge werden auf Basis der Börsenstrompreise unter Einbezug der eigenen PV-Anlage optimiert. Eigenerzeugter PV-Strom wird prioritär geladen. PV-Überschussstrom wird in der Fahrzeugbatterie zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt zur Versorgung des Haushalts entladen. Zusätzlich wird zu Zeiten günstiger Marktpreise geladen und es kann zu Zeiten hoher Marktpreise entladen werden, um Strom an den Märkten zu verkaufen (Arbitrage-Geschäft). So werden Strombezugskosten minimiert und gleichzeitig Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad erhöht.

Schaubild



Anwendungs-kategorie V2H/V2G

- Ladeort:
- Steuerung:
- Anreiz:
- Mehrwert für Nutzer:innen:



Simulationen

- Die Gesamtstromkosten können durch bidirektionales Laden gesenkt werden, je nach Variante sind sehr hohe Kostensparnisse oder sogar Mehreinnahmen mit diesem Anwendungsfall möglich.
- Wichtige Einflussfaktoren sind die Preisspannen an der Strombörse, die PV-Anlagen- und Haushaltsgröße und die Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen auf rückgespeisten Strom.
- In einigen Varianten entstehen mehr als 20 zusätzliche Vollzyklen pro Jahr durch bidirektionales Laden, wodurch etwaige Garantiebedingungen verletzt werden könnten.



Wichtige Parameter: Haushaltsverbrauch: ~ 3.100 kWh/Jahr; PV-Anlage: 7 kWp; Strommarktpreise 2021/ 2022; PV-Einspeisevergütung: 8 ct/kWh



Aktueller Stand und Herausforderungen

- Technisch gibt es noch Entwicklungsbedarf aufgrund der Komplexität des Anwendungsfalls.
- Für die zeitlich hochaufgelöste Abrechnung wird ein intelligenter Stromzähler und entsprechende Expertise des Stromlieferanten benötigt. Zudem muss ein Energiedienstleister mit eingebunden werden.
- Fahrzeugbatterie und -leistungselektronik werden durch häufiges Laden und Entladen mehr belastet, was durch das Hinterlegen eines Schwellwertes (minimale Preisdifferenz) reduziert werden kann.
- Regulatorisch ist bidirektionales Laden noch nicht zufriedenstellend definiert.

8.1 Beschreibung

Dieser Anwendungsfall vereint den Fall PV-Eigenverbrauchsoptimierung (siehe Kapitel 6) mit dem Fall zeitliche Arbitrage (siehe Kapitel 7). Generell wird Strom zu einem dynamischen Stromtarif bezogen, der direkt an den Preisen der Strombörse orientiert ist. Zusätzlich ist eine eigene PV-Anlage vorhanden, deren ins öffentliche Stromnetz eingespeister Überschussstrom mit der PV-Einspeisevergütung vergütet wird. Lade- und Entladevorgänge des Elektrofahrzeugs werden zur Minimierung der Stromkosten optimiert. Dies ist in den meisten Stunden des Jahres identisch zu einer Maximierung des Eigenverbrauchs, da es in den meisten Fällen kostengünstiger ist, eigen erzeugten PV-Strom direkt vor Ort zu verbrauchen bzw. in das Elektrofahrzeug zu laden. Dazu wird Überschussstrom aus der PV-Anlage in der Fahrzeugbatterie zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt selbst im Haushalt genutzt.

Wenn die Fahrzeugbatterie nach Laden des PV-Überschussstroms noch nicht voll ist oder wenn die dynamischen Strompreise so niedrig sind, dass es sich lohnt, Strom aus dem Stromnetz zu beziehen und PV-Überschussstrom zur PV-Einspeisevergütung zu verkaufen, kann zusätzlich zeitliche Arbitrage betrieben werden. Dazu wird zu Zeiten günstiger Börsenpreise Strom eingekauft und aus dem Stromnetz geladen. Zu Zeiten hoher Börsenstrompreise wird Strom verkauft und ins Stromnetz entladen. Die PV-Anlage bringt demnach eine zusätzliche Komplexität mit sich, die bei der Vermarktung an der Strombörse mit berücksichtigt werden muss. Durch die Kombination der Anwendungsfälle können monetäre Vorteile aufgrund der Preisschwankungen an den Märkten mit der Erhöhung von Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad vereint werden.

Da der Anwendungsfall V2H- und V2G-Elemente verbindet, ist die technische Umsetzung herausfordernder als in anderen Fällen. Die Optimierung des PV-Eigenverbrauchs erfolgt im Normalfall durch ein Heim-Energiemanagementsystem (HEMS). Der Handel an den Strommärkten muss durch einen Energiedienstleister/Aggregator oder aggregationsfähigen Stromlieferanten erfolgen, da Fahrzeugbatterien nur aggregiert an der Strombörse teilnehmen können. Daher werden lokale Messwerte und Randbedingungen, in diesem Fall vor allem auch die relevanten Randbedingungen des verfügbaren PV-Überschussstroms, vom lokalen HEMS an das meist cloudbasierte Lademanagementsystem des Aggregators übermittelt. Das Lademanagementsystem des Aggregators verarbeitet die Daten, aggregiert die Lade- und Entladebedarfe der einzelnen Elektrofahrzeuge und kauft

bzw. verkauft die resultierenden Strommengen an der Strombörse. An das lokale HEMS wird ein individueller Fahrplan für das Elektrofahrzeug geschickt, der die Zeiten festlegt, an denen ge- und entladen werden soll. Dabei werden auch dementsprechend die erwartete PV-Erzeugung und der Haushaltsstromverbrauch berücksichtigt. Für die Nutzer:innen selbst läuft der Anwendungsfall also automatisiert ab, wenn entsprechende Technik verbaut ist und ein Vertrag mit dem Aggregator bzw. Stromlieferanten geschlossen wurde. Wie im Anwendungsfall zeitliche Arbitrage haben Nutzer:innen in diesem Fall die Möglichkeit, beispielsweise durch eine App, im Vorhinein die Zeiträume, zu denen das Auto gefahren werden soll, festzulegen. Sollte eine frühere Abfahrt als in der App angegeben notwendig werden, so können Nutzer:innen ihr Fahrzeug dennoch abstecken und zur Fahrt nutzen. Allerdings ist je nach vertraglicher Ausgestaltung mit einer Minderung der Kostenersparnisse zu rechnen, wenn das Fahrzeug häufig kürzer angesteckt ist als in der App angegeben.

Dieser Anwendungsfall kann, analog zur zeitlichen Arbitrage, zu Mehrbelastungen der Fahrzeugbatterie und der Fahrzeugelektronik führen. Entsprechende Beschränkungen der zu vermarktenden Energiemengen, die durch die Batterie fließen dürfen, oder der täglichen Betriebszeiten des Anwendungsfalls können die Mehrbelastungen reduzieren.

8.2 Ergebnisse der Simulationen

Die Analyse der Simulationsergebnisse dieses Anwendungsfalls kann mitunter komplex sein, da sich Effekte der PV-Eigenverbrauchsoptimierung und der zeitlichen Arbitrage überlagern. Generell werden – neben der Erhöhung von Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad – durch die Optimierung die Stromkosten minimiert, indem Strom zu Zeiten günstiger Börsenstrompreise geladen und zu Zeiten hoher Börsenstrompreise entladen wird. Die Kostenreduktion erfolgt indirekt: Die Stromkosten des Ladens nehmen durch den Stromhandel aufgrund von größeren Energiemengen, die geladen werden, zunächst zu. Allerdings werden durch den Verkauf von Strom (Entladung aus dem Elektrofahrzeug sowie Einspeisung von PV-Überschussstrom in das öffentliche Stromnetz) zusätzliche Erlöse erwirtschaftet. Die Differenz aus zusätzlichen Stromkosten für Laden und zusätzlichen Erlöse für Rückspeisung resultiert in insgesamt geringeren jährlichen Gesamtstromkosten pro Jahr.

Da für den Anwendungsfall für die Ladestrategien des gesteuerten und bidirektionalen Ladens Strom zu Börsenstrompreise bezogen wird, unterscheiden sich die

Haushaltsstrompreise im Referenzfall des Direktladens von den Preisen beim gesteuerten und bidirektionalen Laden (siehe Anwendungsfall Dynamische Stromtarife und zeitliche Arbitrage). Beim Direktladen wird der konstante Haushaltsstrompreis des jeweiligen Jahres verwendet, beim gesteuerten und bidirektionalen Laden die dynamischen Strompreise des kontinuierlichen Intraday-Markts (reale, historische Preise).

Basisfall

Der obere Graph von Abbildung 8-1 zeigt die sich ergebenden jährlichen Energiemengen des Basisfalls. PV-Erzeugung und Haushaltsstromverbrauch entsprechen den Werten des Anwendungsfalls PV-Eigenverbrauchsoptimierung. Für das Direktladen sind die PV-Anteile und die in das Elektrofahrzeug geladene Energiemenge exakt identisch. Für das gesteuerte Laden steigt der Strombedarf zum Laden des Elektrofahrzeugs sowohl im Vergleich zum Direktladen als auch im Vergleich zum gesteuerten Laden im Anwendungsfall PV-Eigenverbrauchsoptimierung leicht an. Grund für den Anstieg sind, wie durch die Darstellung der Verlustenergie in Abbildung 8-1 (oben) veranschaulicht, leicht erhöhte Ladeverluste infolge der etwas reduzierten Effizienz beim Laden aufgrund von geringeren Ladeleistungen (siehe auch Exkurs variable Verluste, S. 39). Die geringeren Ladeleistungen ergeben sich einerseits aufgrund des zunehmenden Ladens von PV-Überschussstrom. Andererseits steigt auch die aus dem öffentlichen Stromnetz in das Elektrofahrzeug geladene Energie beim gesteuerten Laden leicht an. Weil mit Spotmarkt-Preisen geladen wird, lohnt es sich zu Zeiten sehr günstiger Preise, Strom aus dem öffentlichen Netz zu laden. Der PV-Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad steigen in nahezu identischer Weise wie bei der PV-Eigenverbrauchsoptimierung an.

Für das **bidirektionale Laden** zeigt sich ein deutlich verändertes Bild im Vergleich zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung. Insgesamt werden in diesem Fall durch die zusätzliche zeitliche Arbitrage 1.900 kWh mehr in das Fahrzeug geladen und 1.600 kWh mehr aus dem Fahrzeug entladen. Es ergeben sich 41 zusätzliche äquivalente Vollzyklen (28 mehr als bei der PV-Eigenverbrauchsoptimierung). Im Vergleich zum Direktladen wird bei diesem Anwendungsfall mehr als die doppelte Energiemenge geladen. Die geladene Energiemenge steigt aus zwei Gründen. Zum einen steigen die Verluste, da teilweise bei geringen Leistungen ge- und entladen wird. Zum anderen wird, wie der Vergleich mit dem bidirektionalen Laden im Fall PV-Eigenverbrauchsoptimierung zeigt, deutlich mehr Energie entladen, die dementsprechend auch geladen werden muss. Von der aus dem Fahrzeug

entladene Energiemenge wird durchschnittlich ein Viertel zur Deckung der Haushaltslast verwendet. Die verbleibenden drei Viertel werden im Zuge der zeitlichen Arbitrage zu Börsenstrompreisen verkauft. Da über das Jahr hinweg mehr PV-Strom für den höheren Ladebedarf des Elektrofahrzeugs genutzt werden kann als im Fall der PV-Eigenverbrauchsoptimierung, erhöht sich der PV-Eigenverbrauchsanteil in diesem Fall. Da ein signifikanter Anteil des geladenen Stroms wieder in das öffentliche Stromnetz zurückgespeist wird, steigt der Autarkiegrad nur leicht an im Vergleich zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung. Mit 41 zusätzlichen äquivalenten Vollzyklen wird die Grenze von 20 zusätzlichen äquivalenten Vollzyklen überschritten. Dementsprechend wurde für diesen Fall ein zusätzlicher Garantiefall simuliert und ausgewertet.

Da für das Direktladen konstante Haushaltsstrompreise angenommen werden und identische Energiemengen wie beim Anwendungsfall PV-Eigenverbrauchsoptimierung verbraucht und erzeugt werden, sind die Stromkosten abzüglich der PV-Einspeisevergütung in diesem Fall identisch zu den Kosten der PV-Eigenverbrauchsoptimierung. Die zeitvariablen Strompreise, die beim gesteuerten Laden verwendet werden, führen zu einem Anstieg der Stromkosten zur Deckung des Haushaltsstromverbrauchs um 8 %. Gleichzeitig reduzieren sich die Stromkosten zum Laden des Elektrofahrzeugs um 13 % im Vergleich zum Fall PV-Eigenverbrauchsoptimierung. Grund hierfür ist, dass der Strom zum Laden der Fahrzeugbatterie aus dem öffentlichen Stromnetz zu Zeiten mit günstigen Preisen bezogen wird. Die beschriebenen Effekte führen zu nahezu identischen Kostenersparnissen durch gesteuertes Laden für den Fall PV-Eigenverbrauchsoptimierung mit zeitlicher Arbitrage wie für die PV-Eigenverbrauchsoptimierung.

Die sich ergebenden Gesamtkosten des **bidirektionalen Ladens** für PV-Eigenverbrauchsoptimierung mit zeitlicher Arbitrage liegen knapp 150 € unter den Gesamtkosten der PV-Eigenverbrauchsoptimierung. Der Haushaltsstromverbrauch aus dem öffentlichen Stromnetz stellt nach wie vor die größte Kostenkomponente dar, allerdings sind diese Kosten im Vergleich zum Direktladen deutlich geringer. Da insgesamt mehr Energie in das Elektrofahrzeug geladen wird als bei der PV-Eigenverbrauchsoptimierung, sind die Ladekosten für PV-Eigenverbrauchsoptimierung mit zeitlicher Arbitrage trotz zeitvariabler Spotmarkt-Preise höher. Allerdings werden auch durch die Rückspeisung aus dem Elektrofahrzeug ins öffentliche Stromnetz – neben der Erlöse durch die PV-Einspeisung – gute 360 € durch Stromverkauf erwirtschaftet. Somit ist ein relevanter Teil der

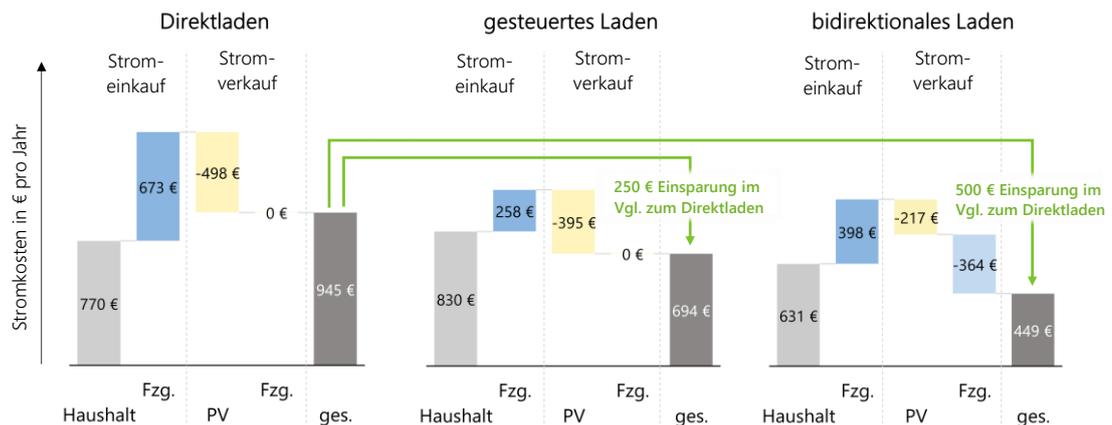
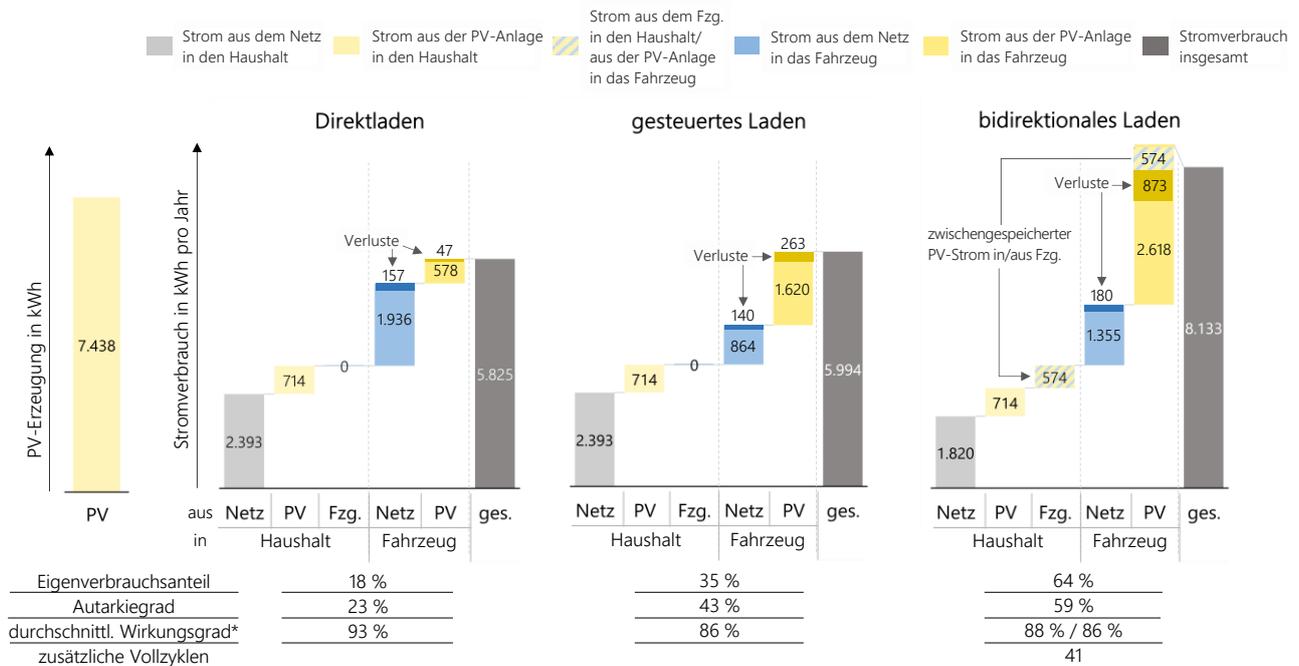


Abbildung 8-1: Ergebnis Basisfall, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf

Kostenersparnisse im Basisfall auf die zeitliche Arbitrage an der Strombörse zurückzuführen.

Varianten

Abbildung 8-2 zeigt die für den Anwendungsfall relevanten Varianten im Vergleich zum Basisfall. Für die **Variante „2022“** gilt, dass bezogen auf die Energiemengen für das Direktladen kein Unterschied zum Basisfall besteht. Für gesteuertes Laden ist der Ladeenergiebedarf 2022 etwas geringer als 2021, da im Durchschnitt mit etwas höherer Leistung und damit mit einem leicht höheren Wirkungsgrad bzw. weniger Verlusten geladen wird. Grund dafür ist, dass 2022 mehr Zeitpunkte mit sehr niedrigen Preisen an der Strombörse aufgetreten sind, zu denen mit erhöhter Leistung geladen wird. Zu einigen Zeitpunkten 2022 sind die Strompreise so gering, dass Strom zum Laden des Elektrofahrzeugs aus dem öffentlichen Stromnetz

anstatt aus der PV-Anlage bezogen und mehr PV-Überschussstrom zur PV-Einspeisevergütung verkauft wird. Daher wird 2022 deutlich mehr Strom aus dem öffentlichen Stromnetz geladen als für den 2021er Basisfall. Gleichzeitig wird mehr PV-Strom direkt verkauft. PV-Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad sind durch diesen Effekt geringer als im Basisfall.

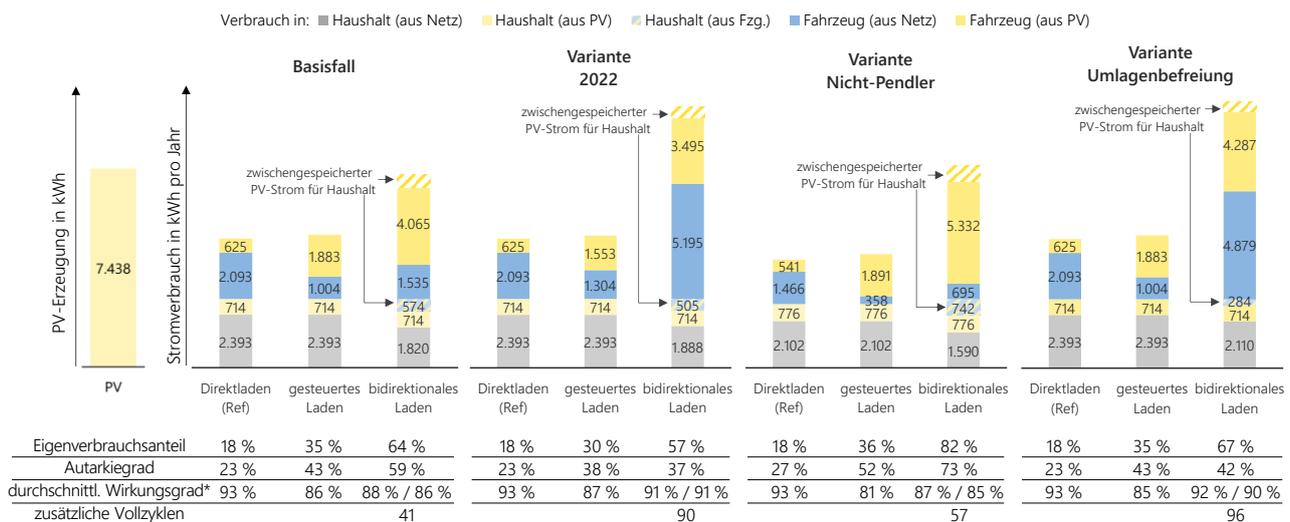
Für das bidirektionale Laden liegt die insgesamt geladene Energiemenge über 3.000 kWh über der für den Basisfall geladenen Energiemenge. Dabei wird dennoch weniger PV-Strom geladen als im Basisfall und stattdessen deutlich mehr Strom aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen. Grund dafür sind erneut die zu manchen Stunden des Jahres 2022 sehr günstigen Börsenstrompreise. Durch diesen Effekt liegt der Eigenverbrauchsanteil 7 % und Autarkiegrad 22 % unter den Werten des Basisfalls. Aufgrund geringerer

Verluste infolge höherer Entladeleistungen und der deutlich gestiegenen geladenen Energiemenge wird 2,4 mal so viel Strom entladen und ins öffentliche Netz gespeist als im Basisfall. Es ergeben sich knapp 50 zusätzliche äquivalente Vollzyklen mehr als im Basisfall des bidirektionalen Ladens. Der Grenzwert von 20 Zyklen wird dementsprechend deutlich überstiegen. Die Stromkosten für den 2022er Fall sind generell höher als für den Basisfall mit 2021er Preisen. Daher steigen die Gesamtkosten für Direktladen und gesteuertes Laden im Vergleich zum Basisfall deutlich an. Die durch gesteuertes Laden möglichen Einsparungen liegen trotzdem für 2022 knapp 80 € über denen des Basisfalls.

Das bidirektionale Laden ermöglicht in dieser Variante trotz des 2022 generell hohen Preisniveaus sehr hohe Kostenersparnisse. Tatsächlich wird so viel Geld durch Stromverkauf an der Strombörse erwirtschaftet, dass die Erlöse die Stromkosten übersteigen. In diesem Fall würden Nutzer:innen also am Ende des Jahres unter dem Strich nicht für ihren Strom bezahlen, sondern würden

einen Netto-Erlös erhalten. Zu beachten ist jedoch, dass dieser Effekt zum einen durch eine Vielzahl an zusätzlichen äquivalenten Vollzyklen erkauft wird. Zum anderen ist die Charakteristik der Börsenstrompreise in 2022 ein Extrem, dass vornehmlich durch die Gaskrise in diesem Jahr verursacht wurde.

Bemerkenswert in dieser Variante ist zudem, dass die Kostenersparnisse hier die Summe aus den Ersparnissen der beiden einzelnen Anwendungsfälle PV-Eigenverbrauchsoptimierung und zeitliche Arbitrage übersteigen. Grund hierfür ist, dass bei der kombinierten Umsetzung der Anwendungsfälle die PV-Anlage kostenoptimal genutzt werden kann. Bei sehr geringen Strompreisen kann Strom zum Laden aus dem öffentlichen Netz bezogen und PV-Strom verkauft werden. Bei höheren Strompreisen kann PV-Strom zum Laden genutzt werden. Bei sehr hohen Preisen kann der im Fahrzeug gespeicherte PV-Strom zu den sehr hohen Börsenstrompreisen verkauft und aus dem Fahrzeug ins öffentliche Stromnetz entladen werden.



* im bidirektionalen Fall sind Lade-/Entlade-Wirkungsgrad dargestellt

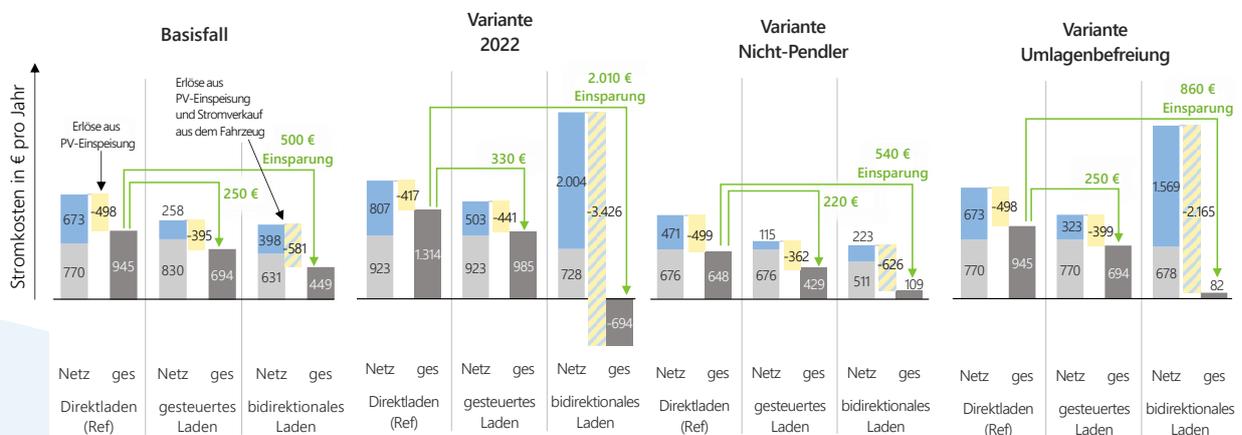


Abbildung 8-2: Ergebnisse Varianten, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf

Für die **Variante „Nicht-Pendler“** ergeben sich – analog zu den einzelnen Anwendungsfällen PV-Eigenverbrauchsoptimierung und zeitliche Arbitrage – geringere Energiemengen und geringere Stromkosten als für den Basisfall. Beim bidirektionalen Laden wird deutlich mehr PV-Strom zum Laden des Elektrofahrzeugs genutzt als im Basisfall, wodurch sich der Netzbezug reduziert. Insgesamt wird mehr Energie aus dem Fahrzeug entladen als im Basisfall. Dies resultiert in einer Erhöhung der äquivalenten Vollzyklen um 16 bzw. es werden insgesamt 360 kWh in das Stromnetz rückgespeist. Der Handel am Spotmarkt im Vergleich zum Basisfall nimmt also leicht zu. Grund dafür ist die erhöhte Verfügbarkeit des Fahrzeugs am Ladeort. Die Netto-Stromkosten beim bidirektionalen Laden liegen für Nicht-Pendler insgesamt unter denen im Basisfall. Da das Fahrzeug häufiger zuhause steht, kann sowohl mehr PV-Eigenverbrauchsoptimierung als auch mehr zeitliche Arbitrage betrieben werden, was jeweils die Stromkosten senkt.

Die **Variante „Umlagenbefreiung“** zeigt ebenfalls interessante Ergebnisse für das bidirektionale Laden. Erwartungsgemäß ergeben sich keine Unterschiede zum Basisfall für das Direktladen und gesteuerte Laden, da bei diesen Ladestrategien nicht ins öffentliche Stromnetz rückgespeist wird. Für das bidirektionale Laden steigt die geladene sowie die entladene Energiemenge im Vergleich zum Basisfall signifikant an, was sich in mehr als doppelt so vielen zusätzlichen äquivalenten Vollzyklen zeigt. Der Effekt der Umlagenbefreiung ist demnach ein starker Anstieg der zeitlichen Arbitrage, infolgedessen mehr als drei Mal so viel Energie ins öffentliche Stromnetz aus dem Fahrzeug entladen wird als im Basisfall. Die Kostenersparnisse liegen durch die Umlagenbefreiung knapp 370 € unter den Ersparnissen des Basisfalls.

Garantiefälle

Da sowohl für den Basisfall als auch für alle drei Varianten der Grenzwert von 20 äquivalenten Vollzyklen überschritten wurde, werden Garantiefälle mit der Beschränkung auf maximal 20 zusätzliche äquivalente Vollzyklen gerechnet. Abbildung 8-3 zeigt die resultierenden Ergebnisse. Da die Beschränkung lediglich auf das bidirektionale Laden Einfluss hat, bleiben die Werte des Direktladens und des gesteuerten Ladens unverändert. Allen Fällen ist gemein, dass sich in Folge der Beschränkung das Verhältnis von PV-Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird, zu PV-Strom, der ins öffentliche Stromnetz gespeist wird, verschiebt. Für das bidirektionale Laden der Garantiefälle sind die PV-Eigenverbrauchsanteile 19 % bis 31 % geringer als in den Fällen ohne Beschränkung. Grund dafür ist, dass die Zyklenbegrenzung weniger Freiheiten in Bezug auf die Nutzung der Fahrzeugbatterie

ermöglicht. Zeitliche Arbitrage stellt in allen Fällen die kostensparendere Alternative im Vergleich zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung dar, sodass der Handel an der Strombörse der PV-Nutzung vorgezogen wird.

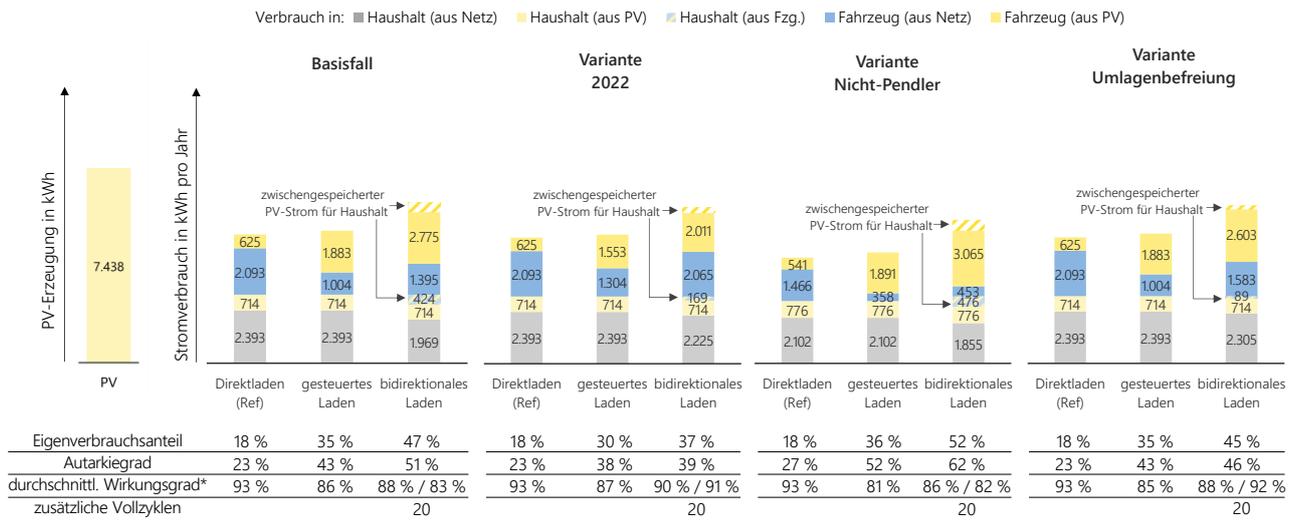
Für den Basisfall und die Variante „Nicht-Pendler“ entstehen keine allzu großen Unterschiede in Bezug auf die Kosteneinsparungen für das bidirektionale Laden bei Beschränkung der äquivalenten Vollzyklen. Signifikante Veränderungen der Größenordnung der Kosteneinsparungen sind jedoch für die Varianten „2022“ und „Umlagenbeschränkung“ zu beobachten. Für beide Varianten sind die Kosteneinsparungen im Vergleich zum Direktladen zwar immer noch hoch, allerdings werden mehrere hundert Euro weniger eingespart als ohne die Beschränkung. Der Grund, weshalb ausgerechnet diese zwei Varianten starke Effekte durch die Zyklenbegrenzung erfahren, ist, dass in beiden Varianten generell viel zeitliche Arbitrage betrieben wird. Nichtsdestotrotz ist der Effekt der Zyklenbegrenzung in allen Fällen nicht so stark, dass der Anwendungsfall pauschal unwirtschaftlich wird.

Fazit

PV-Eigenverbrauchserhöhung mit zeitlicher Arbitrage ist generell ein sehr kostensparender Anwendungsfall, der gleichzeitig den PV-Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad für die Nutzer:innen erhöht. Schon der Basisfall ist für viele Nutzer:innen unter Einbezug der Mehrkosten wirtschaftlich rentabel. Insbesondere für Nicht-Pendler können neben nennenswerten Einsparungen zudem ein sehr hoher PV-Eigenverbrauchsanteil und ein sehr hoher Autarkiegrad erreicht werden. Bei Preisschwankungen, wie sie im Jahr 2022 zu beobachten waren, oder bei einer Umlagenbefreiung analog zu stationären Batteriespeichern ist der Fall zweifelsohne lukrativ, da die sehr hohen Kostenersparnisse etwaige Mehrkosten klar übersteigen.

Für den Fall, dass die Nutzung der Fahrzeugbatterie für bidirektionales Laden durch eine Begrenzung der äquivalenten Vollzyklen limitiert wird, ergeben sich reduzierte Kostenersparnisse in allen Fällen. Allerdings liegen die Kostenersparnisse nach wie vor in einer Größenordnung, die für viele Nutzer:innen auch unter Einbezug der Mehrkosten insgesamt eine Kostenersparnis bedeuten. Der Anwendungsfall ist lediglich dann nicht für alle Varianten rentabel, wenn maximale Mehrkosten angenommen werden.

Insgesamt zeigt der Anwendungsfall im Vergleich aller Anwendungsfälle die größtmöglichen Kostenersparnisse auf. Da zusätzlich PV-Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad gesteigert werden, ist PV-Eigenverbrauchsoptimierung mit zeitlicher Arbitrage für alle Nutzer:innen, die ein Eigenheim und PV-Anlage



* im bidirektionalen Fall sind Lade-/Entlade-Wirkungsgrad dargestellt

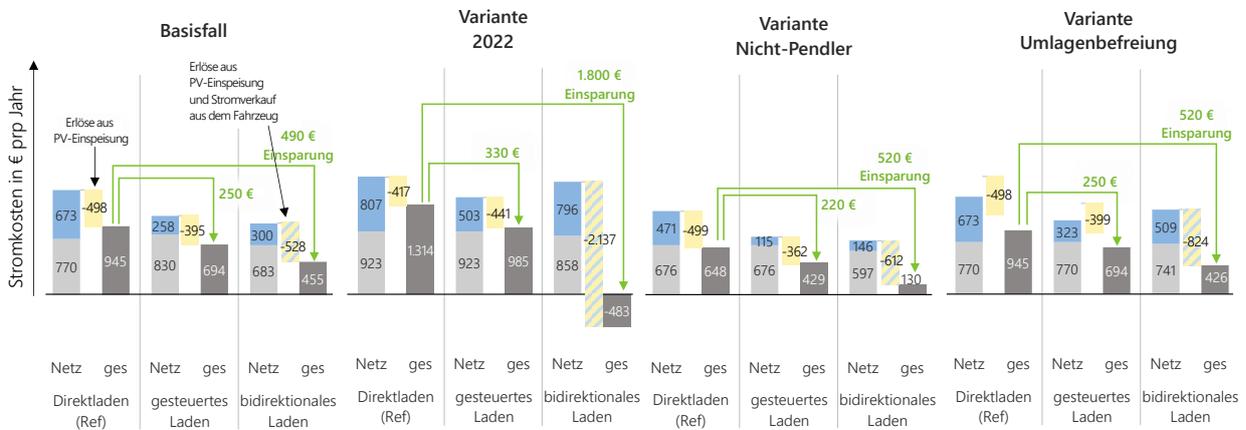


Abbildung 8-3: Ergebnisse Varianten für Garantiefälle, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf

besitzen, zu empfehlen. Lediglich die Komplexität der realen Umsetzung stellt ein Hindernis für diesen Fall dar.

8.3 Rechtliche Anforderungen und Regulatorik

Bei der rechtlichen Einordnung dieses Anwendungsfalls ergeben sich zunächst keine Abweichungen zum Anwendungsfall zeitliche Arbitrage (V2G). Hinzuweisen ist auf die Vorschrift des § 21 Abs. 2 EEG, ausweislich derer Anlagenbetreiber, die die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, dem Netzbetreiber den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom zur Verfügung stellen, der nicht in unmittelbarer Nähe zur Anlage verbraucht wird und durch ein Netz durchgeleitet wird. Zudem dürfen diese Anlagen nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen. Kommt es zu einem Verstoß, muss der Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber, an dessen

Netz die Anlagen angeschlossen ist, Zahlungen leisten (§ 52 Abs. 1 EEG). Die zu leistende Zahlung beträgt 10 Euro pro Kilowatt installierte Leistung der Anlage und Kalendermonat (§ 52 Abs. 2 EEG). Soll der in einer Photovoltaikanlage erzeugte Strom über mehrere Einspeisepunkte vermarktet werden, muss er gemäß § 21b Abs. 2 EEG aufgeteilt werden. Die entsprechenden Prozentsätze müssen nachweislich jederzeit eingehalten werden. Für dem Anwendungsfall bedeutet dies, dass die mit der PV-Anlage erzeugten Strommengen unmittelbar nur über den für den Erhalt der PV-Einspeisevergütung vorgesehenen Zählpunkt eingespeist werden sollten. Eine unmittelbare Einspeisung über den Zählpunkt der steuerbaren Verbrauchseinrichtung bzw. der Wallbox des Elektrofahrzeugs sollte unterbleiben.

Wird der von der PV-Anlage erzeugte Strom in dem Elektrofahrzeug – gemeinsam mit aus dem Stromnetz bezogenen Strom – gespeichert und im Anschluss rückgespeist, sind diese Strommengen nach der hier vertretenen Auffassung als im räumlichen Zusammen-

PV-Eigenverbrauchserhöhung mit zeitlicher Arbitrage (V2G)
Welchen Mehrwert bietet der Anwendungsfall?

Für PV-Eigenverbrauchserhöhung mit zeitlicher Arbitrage werden die höchsten Kostenersparnisse aller untersuchten Anwendungsfälle ermöglicht. Der Anwendungsfall ist zwar komplex, aber mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit wirtschaftlich.

hang verbraucht anzusehen. Denn unter Verbrauch ist die Umwandlung in eine andere Energieform wie kinetische Energie, Wärme oder – wie vorliegend – chemische Energie, zu verstehen.



Systemdienstleistungen durch Vorhaltung von Batteriekapazität

9 Systemdienstleistungen durch Vorhaltung von Batteriekapazität (V2G)

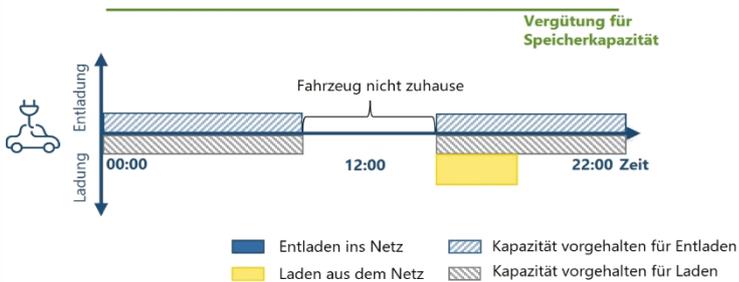
Zusatzerlöse durch systemdienliche Nutzung der Fahrzeugbatterie



Beschreibung

Ein festgelegter Anteil der Batteriekapazität des Elektrofahrzeugs wird für Systemdienstleistungen von Eigentümer:innen an einen Anbieter (Energiedienstleister) „vermietet“ und vorgehalten. Der Anbieter kann diese Kapazität gemäß der festgelegten Bedingungen nutzen. Das verlässliche Zurverfügungstellen der Batteriekapazität wird entsprechend finanziell entlohnt.

Schaubild



Anwendungskategorie V2G

Ladeort   

Steuerung  

Anreiz   

Mehrwert für Nutzer:innen  



Erkenntnisse

- Generell ist die Erbringung von Systemdienstleistungen aus Sicht der Nutzer:innen ein einfacher Anwendungsfall, da kein Bedarf für weitere Komponenten, wie bspw. eine PV-Anlage, besteht.
- Technisch ist die Erbringung von Systemdienstleistungen schon heute möglich.
- Die Größe des Marktes ist limitiert: für die Erbringung von Primärregelleistung (schnellste Regelleistung) würden z. B. ca. 200.000 angesteckte Elektrofahrzeuge ausreichen. Infolgedessen ist auch die Anzahl an Nutzer:innen, die von diesem Anwendungsfall profitieren können, limitiert.
- Die Preisentwicklung an den entsprechenden Märkten ist schwer abzuschätzen, weshalb es kaum möglich ist, verlässliche Erlöspotenziale für diesen Anwendungsfall auszuweisen.



Aktueller Stand und Herausforderungen

- Anwendungsfall mit hohem Entwicklungsbedarf, bspw. Standards zur Vorhaltung und zum Abruf der vorgehaltenen Kapazität speziell für bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge.
- Die Zulassung von Anlagen zur Marktteilnahme bei Systemdienstleistungen (Präqualifikation) ist aufwendig. Wenn jedes bidirektional ladefähige Elektrofahrzeug einzeln präqualifiziert werden muss, stellt dies eine große strukturelle Herausforderung dar.
- Zudem sind Marktmodelle, konkrete Vertragsbedingungen (bspw. eine Mindeststundenzahl der Zurverfügungstellung des Fahrzeugs) und die Höhe der Entlohnung für die Vorhaltung noch nicht ausgestaltet.

9.1 Beschreibung

In diesem Anwendungsfall „vermietet“ der Eigentümer eines Elektrofahrzeugs einen festgelegten Anteil der Batteriekapazität des Fahrzeugs für so genannte Systemdienstleistungen. Als Systemdienstleistungen werden in diesem Kontext übergeordnete, systemische Maßnahmen bezeichnet, die der Frequenz- und Spannungshaltung und damit der Stabilisierung des Stromnetzes dienen [25]. Der festgelegte Anteil der Batteriekapazität wird für die Zeiten, an denen das Fahrzeug an der Wallbox angeschlossen ist, vorgehalten. Damit ist der Anteil der Kapazität für den Anwendungsfall reserviert und kann nicht anderweitig genutzt werden. Das verlässliche Zurverfügungstellen des Stroms wird entsprechend finanziell entlohnt. Zur Veranschaulichung dient Abbildung 9-1.

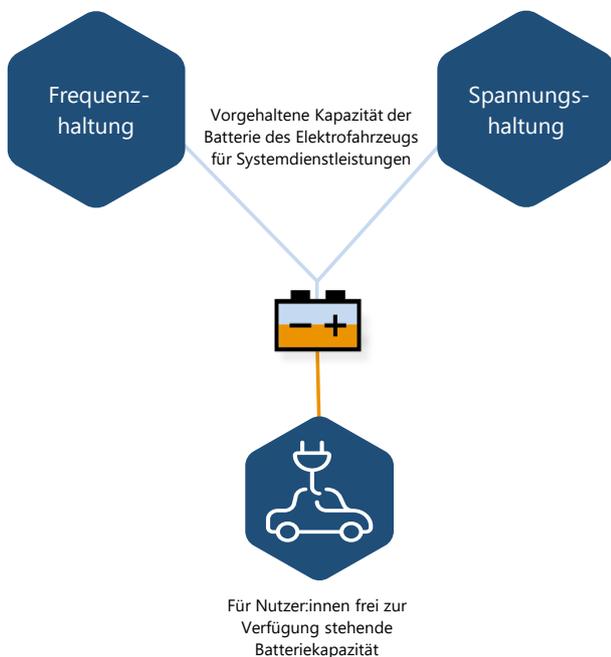


Abbildung 9-1: Prinzip der Systemdienstleistung durch Vorgehaltung von Batteriekapazität

Die Umsetzung des Anwendungsfalls erfolgt durch einen Dienstleister/Aggregator, der die vorgehaltene Kapazität gemäß festgelegter Bedingungen nutzen kann. Der Aggregator bietet den Netzbetreibern die aus mehreren Fahrzeugbatterien aggregierte Leistung an. Die Fahrzeuge werden automatisiert oder auf Abruf durch den Aggregator geladen oder entladen. Hierzu muss eine entsprechende kommunikationstechnische Anbindung der lokalen Wallbox an die Systeme des Aggregators erfolgen. Der Abruf der vorgehaltenen Leistung aus dem Elektrofahrzeug erfolgt beispielsweise als Reaktion auf eine örtliche Überlastung des Stromnetzes, eine Überlastung vorgelagerter Stromnetze (Redispatch) oder aufgrund von Änderungen in der Netzfrequenz (Regelleistung). Auf diese

Weise können Elektrofahrzeuge gezielt eingesetzt werden, um das Energiesystem zu stabilisieren und die Abschaltung von erneuerbaren Energien zu reduzieren.

9.2 Diskussion des Anwendungsfalls

Entscheidet sich ein Nutzer dazu, einen Teil seiner Batteriekapazität für Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen, kann diese für verschiedene Systemdienstleistungen genutzt werden. Der Aggregator, an den die Kapazität vermietet wird, bündelt eine Vielzahl an Elektrofahrzeugen und kann dadurch die notwendigen hohen Leistungen zur Verfügung stellen, die zur Erbringung von Systemdienstleistungen notwendig sind.

Neben Systemdienstleistungen für die Frequenzhaltung, d. h. die Erbringung von Regelleistung, und Systemdienstleistungen für die Spannungshaltung, wie z. B. die Erbringung von Blindleistung, gibt es noch Systemdienstleistungen der Betriebsführung. Unter Systemdienstleistungen der Betriebsführung fällt das Netzengpassmanagement durch Redispatch.

Regelleistung

Bidirektional ladende Elektrofahrzeuge können zur Erbringung von Regelleistung genutzt werden (siehe Exkurs). Technisch ist dies schon heute möglich, wie erste Pilotprojekte gezeigt haben [26]. Jedoch erlauben die Präqualifikationsbedingungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, die festlegen, was Anlagen erfüllen müssen, um am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu dürfen, noch keine Teilnahme. Zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist es notwendig, eine Mindestleistung von 1 MW zur Verfügung zu stellen. Die Leistung muss im Falle der Primärregelleistung symmetrisch angeboten werden. Das heißt, dass die Technologie in der Lage sein muss, die gleiche Menge sowohl ins Stromnetz einzuspeisen als auch aus dem Netz zu beziehen. Dies hat zur Folge, dass die Erbringung von Regelleistung durch bidirektional ladende Elektrofahrzeuge nur im Pool über einen Aggregator erfolgen kann. Um an den Regelleistungsmärkten teilzunehmen, ist es notwendig, alle Fahrzeuge beim entsprechenden Übertragungsnetzbetreiber zu präqualifizieren. Der Prozess der Präqualifikation stellt sicher, dass alle Anlagen die zeitlichen und leistungstechnischen Vorgaben erfüllen. Der Aggregator muss dies entsprechend nachweisen können.

Obwohl die Erbringung von Regelleistung durch bidirektional ladende Elektrofahrzeuge generell möglich wäre, ist die Größe des Marktes limitiert. Bereits

200.000 Elektrofahrzeuge könnten den Bedarf an Primärregelleistung decken [27]. Zudem lässt sich die zukünftige Preisentwicklung an den Regelleistungsmärkten nur schwer abschätzen, was die Simulation von Erlöspotenzialen erschwert und dabei die Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen erhöht. Infolgedessen stellt dies keinen Anwendungsfall dar, der für sich genommen für die große Masse der Nutzer:innen von Elektrofahrzeugen sinnvoll und rentabel sein wird.

Der Aggregator muss sicherstellen, dass die gebotene Leistung auch zur Verfügung steht. Deshalb muss ein entsprechender Puffer an Leistung vorgehalten werden. Das heißt, der Aggregator muss mehr Leistung in Form von Elektrofahrzeugen vorhalten, als er später am Regelleistungsmarkt anbieten kann, oder er muss

die Leistung mit anderen Technologien besichern. Weiterhin stellt die Präqualifikation der Anlagen, also in diesem Fall der bidirektional ladenden Elektrofahrzeuge, eine weitere Hürde für den Anwendungsfall dar. Der aktuell weitestgehend manuelle Prozess ist für eine Präqualifikation einer Vielzahl von Anlagen aufwändig und für viele Marktteilnehmer operativ nicht umsetzbar.

Obwohl der Anwendungsfall der Regelleistung bereits pilotiert wurde, existieren noch keine für Elektrofahrzeuge spezifischen Vorgaben zur Erbringung von Regelleistung seitens der Übertragungsnetzbetreiber. Daher herrscht aktuell noch Ungewissheit über die genaue Ausgestaltung, beispielsweise im Hinblick auf die Weiterentwicklung der IT-technischen Anforderungen der Präqualifikationsbedingungen sowie ob

Exkurs: Regelleistung

Zur Erbringung von Regelleistung werden verschiedene Regelreserven im Stromnetz vorgehalten, die im Falle einer Abweichung der Netzfrequenz von 50 Hz kurzfristig aktiviert werden können.

Das Erbringen von Regelleistung ist über drei verschiedene Produkte möglich, die unterschiedlich schnell und unterschiedlich lange zur Verfügung stehen müssen. Die drei verschiedenen Produkte werden als Aktivierungskaskade in Abhängigkeit von der Frequenzabweichung abgerufen.

Die **Primärregelleistung** muss innerhalb von 30 Sekunden verfügbar sein und für 15 Minuten gehalten werden können. Sie ist das Produkt, das zuerst und automatisch abgerufen wird, sobald die Frequenz 49,99 Hz unter- bzw. 50,01 Hz überschreitet. Die **Sekundärregelleistung** wird nach der Primärregelleistung aktiviert. Die Reaktion muss nach 30 Sekunden erkennbar sein und die Leistung muss innerhalb von fünf und mindestens für 15 Minuten voll verfügbar sein. Die **Minutenreserve** wird nach der Sekundärregelleistung aktiviert und muss innerhalb von 12,5 Minuten und bis zu einer Stunde voll verfügbar sein.

Zur Teilnahme an den verschiedenen Regelleistungsmärkten bedarf es der **Präqualifikation** des entsprechenden Betriebsmittels durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber. Die Präqualifikation, auch „PQ-Verfahren“ genannt, definiert je Produkt technische, organisatorische sowie kommunikations- und IT-technische Anforderungen, deren Erfüllung

seitens des Anlagenbetreibers nachgewiesen werden muss. Die Nachweise sind für jede Einzelanlage über das PQ-Portal an den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zu übermitteln [28].

Anbieter von Regelleistung müssen sicherstellen, dass die gebotene Leistung im Bedarfsfall auch im Falle von technischen Störungen zur Verfügung steht. Daher müssen Anbieter für die angebotene Leistung eine entsprechende **Besicherung** vornehmen. Wird die Leistung durch einen Pool von Anlagen, wie bspw. Elektrofahrzeuge, bereitgestellt, kann die Besicherung sowohl poolintern als auch poolextern erfolgen. Aktuell gilt die Besicherung der größten Anlage im Pool bzw. von 10 % - 30 % der angebotenen Leistung als Richtwert [29]. Die Leistung muss exklusiv zur Besicherung vorgehalten werden und darf nicht anderweitig kontrahiert sein [28].

Die Regelleistung wird auf zwei verschiedenen Märkten gehandelt, dem **Regelleistungsmarkt** (RLM) und dem **Regelarbeitsmarkt** (RAM). Auf dem RLM können präqualifizierte Akteure ein Angebot zur Vorhaltung von Regelleistung abgeben. Auf dem RAM werden Angebote zur Leistungserbringung abgegeben. Die Aufteilung auf die zwei Märkte gilt allerdings nur für die Sekundärregelleistung und die Minutenreserve. Die Primärregelleistung wird nur auf dem RLM gehandelt, da bei ihr keine Unterscheidung von Regelleistung und Regelarbeit stattfindet.

Elektrofahrzeug und Wallbox jeweils einzeln oder gemeinsam als technische Einheit die Präqualifikationsbedingungen erfüllen müssen. Die hinzukommende Belastung durch Steuern, Abgaben und Umlagen auf in bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeugen zwischengespeicherten Strom, sowie die limitierte Größe des Marktes senken die Attraktivität des Anwendungsfalles zusätzlich. Infolgedessen rücken für die zeitnahe Umsetzung andere Anwendungsfälle des bidirektionalen Ladens ins Zentrum.

Redispatch

Redispatch bezeichnet „Eingriffe in die Erzeugungslleistung von Kraftwerken, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen. Droht ein Engpass, werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen.“[30]. Durch dieses Vorgehen erzeugt man im Stromnetz einen Lastfluss, der dem Engpass entgegenwirkt (siehe Abbildung 9-2).

Der Redispatch wurde im Laufe der letzten Jahre novelliert, sodass in der aktuellen, auch **Redispatch 2.0** genannten Version nicht mehr nur konventionelle Erzeugungsanlagen, sondern alle Anlagen mit einer Leistung ab 100 kW zur Teilnahme verpflichtet sind. Dadurch werden auch Erneuerbare-Energien-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit Leistungen zwischen 100 kW und 10 MW eingeschlossen. Zudem sind auch Anlagen mit einer Leistung unter 100 kW zur Teilnahme verpflichtet, wenn sie vom Netzbetreiber steuerbar sind. Nachfrageseitiges Potenzial sowie die Batteriekapazität von Elektroautos oder elektrischen Speichersystemen werden aktuell nicht erfasst.

Da es immer weniger große Erzeugungsanlagen im Stromnetz gibt, steigt perspektivisch der Bedarf an steuerbaren Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Speichern auf allen Netzebenen. Auch Verbraucher und dezentrale Erzeugungsanlagen mit einer Leistung unter 100 kW, wie beispielsweise Elektrofahrzeuge, bieten Potenzial für einen netz- und energiewirtschaftlichen Mehrwert durch Redispatch-Maßnahmen. Die Einbindung dieses Potenzials wird bereits unter dem Namen Redispatch 3.0 diskutiert. Für den Redispatch 3.0 ist, wie auch bereits für den Redispatch 2.0, die digitale und möglichst automatisierte Kommunikation zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie die Kommunikation zwischen Netzbetreiber und Erzeugungsanlage oder Verbraucher zentral.

Das Konzept des Redispatch 3.0, das regulatorisch festgelegt werden würde, steht einer marktlichen Beschaffung gegenüber, die immer wieder kontrovers diskutiert wird. Bei einem marktbasieren Redispatch

kann das Potenzial freiwillig über ein Gebot zur Verfügung gestellt werden. Wird das Angebot in Anspruch genommen, erhält der Bieter eine Kompensationszahlung in Höhe des sich zu diesem Zeitpunkt einstellenden Marktpreises. Die dadurch entstehenden Erlöspotenziale sollen Akteure zur Marktteilnahme motivieren. Auf Verteilnetzebene ist der Begriff des „Flexibilitätsmarktes“ geläufig. Die Teilnahme ist freiwillig. Damit liegt ein Teil der Komplexität der Umsetzung beim Anbieter, was es dem Netzbetreiber im Vergleich zum verpflichtenden Modell einfacher macht.

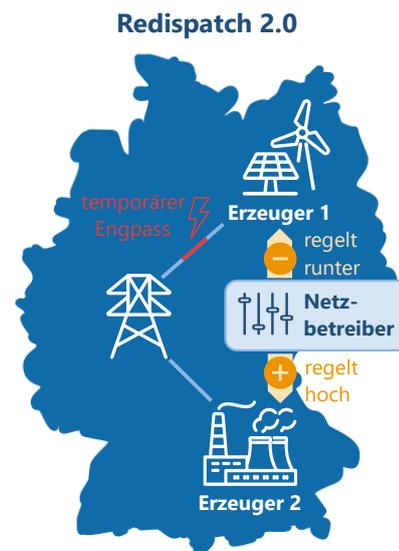


Abbildung 9-2: Schematische Darstellung von Redispatch-Maßnahmen des Netzbetreibers

Generell ist die Erbringung von Redispatch mit bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen technisch möglich und wurde bereits pilotiert [31]. Der Trend, Anlagen mit geringeren Leistungen in Systemdienstleistungsprozesse einzubinden, kann für Nutzer:innen bedeuten, dass dies in Zukunft auch einen Anwendungsfall darstellt, durch den Erlöse generiert werden können. Die Abwicklung des Anwendungsfalles würde vermutlich über einen Aggregator organisiert werden, wodurch Nutzer:innen selbst nicht aktiv sein müssen. Aktuell ist aber weder die entsprechende Regulatorik für einen Redispatch 3.0 noch ein Redispatch-Markt etabliert, weswegen es an entsprechenden Erlösmöglichkeiten und damit an Geschäftsmodellen fehlt.

Fazit

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass zum aktuellen Zeitpunkt keine der genannten Systemdienstleistungen für die Integration von bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen ausgereift ist. Obwohl verschiedene Feldtests die Machbarkeit gezeigt haben, fehlt es an ausgestalteten Rahmenbedingungen und Konzepten zur Einbindung. Die

informationstechnische Anbindung und die technische Präqualifikation einer großen Anzahl an Fahrzeugen resultiert in einem hohen technischen Aufwand der Erbringung von Regelleistung aus einem Pool bidirektional ladender Elektrofahrzeuge. Dies steht einem begrenzten Marktpotenzial gegenüber. Des Weiteren sind die Erlösmöglichkeiten durch die nicht prognostizierbaren Preisentwicklungen an den entsprechenden Märkten ungewiss.

Zwar kann der Anwendungsfall für Nutzer:innen attraktiv sein, da das Vermieten eines Teils der Batteriekapazität einfach umsetzbar ist, für Aggregatoren ist der Anwendungsfall aktuell und mittelfristig allerdings mit hohem technischen Aufwand und einem hohen Risiko aufgrund der ungewissen Erlöse verbunden.



Fazit und Handlungsempfehlungen

10 Fazit und Handlungsempfehlungen

Aufbauend auf den vorgestellten Ergebnissen wird nun ein Fazit zum bidirektionalen Laden gezogen. Aus den gewonnenen Erkenntnissen werden relevante Handlungsempfehlungen abgeleitet, die gegenwärtige Hindernisse oder Herausforderungen des bidirektionalen Ladens adressieren, um das bidirektionale Laden zukünftig bestmöglich für private Nutzer:innen zugänglich zu machen.

10.1 Anwendungsfallübergreifende Schlussfolgerungen

Der Einsatz des bidirektionalen Ladens wird mit steigendem Anteil an erneuerbaren Energien im Stromnetz immer relevanter, da die Technologie aus systemischer Sicht das Potenzial besitzt, die Stabilität des Energiesystems und der Stromnetze kosteneffizient und dezentral zu unterstützen.

Umso wichtiger ist, dass zeitnah die ersten Anwendungsfälle mit bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeugen realisiert werden. Generell gilt, dass das bidirektionale Laden technisch vor keinen großen Herausforderungen mehr steht. Die Technologie wurde in mehreren Pilotprojekten erprobt und spätestens mit der Veröffentlichung der Norm ISO 15118-20 sind die Fahrzeughersteller in der Lage, bidirektionale Serienfahrzeuge zu bauen. Selbiges gilt für bidirektionale DC-Wallboxen und den Standard OCPP. Die technische Umsetzung läuft gegenwärtig, sodass der Markt ab ca. Ende 2024 eine Auswahl an entsprechenden Produkten zur Verfügung stellen wird. In den folgenden Jahren ist davon auszugehen, dass das Angebot weiter zunehmen wird.

Allerdings werden die ersten bidirektionalen Fahrzeuge und Wallboxen noch nicht in den Mengen produziert werden, wie es bei unidirektionalen Produkten der Fall ist. Kurz- bis mittelfristig ist aufgrund der noch nicht weit fortgeschrittenen Skalierung mit hohen Mehrkosten der Technologie zu rechnen. Vor allem ist davon auszugehen, dass bidirektionale DC-Wallboxen zunächst mit Anschaffungskosten von 3.000 € und mehr zuzüglich Installationskosten verbunden sind, was deutlich mehr ist als für unidirektionales gesteuertes Laden. Die erwarteten Mehrkosten für bidirektionales Laden werden demnach so hoch sein, dass sich die Technologie zunächst nur für eine kleine Gruppe an Nutzer:innen unter optimalen Voraussetzungen finanziell lohnen wird.

Dabei sind einige Anwendungsfälle des bidirektionalen Ladens gerade für viele private Nutzer:innen attraktiv, bspw. aufgrund des wachsenden Interesses an Autarkie und Eigenversorgung. Damit bidirektionales Laden zeitnah von Nutzer:innen angenommen und umgesetzt wird, müssen die Anschaffungskosten für die Technologie initial gesenkt werden. Damit sind vor allem die Kosten der bidirektional fähigen DC-Wallbox gemeint, weswegen die untenstehende erste Handlungsempfehlung formuliert wurde. Denkbar wäre in diesem Zusammenhang eine explizite Förderung bidirektional fähiger DC-Wallboxen als Marktaktivierungsprogramm. Die KfW-Förderung "Solarstrom für Elektroautos KfW 442" förderte ausschließlich die gemeinsame Anschaffung von Wallbox, PV-Anlage und Heimspeicher. Dabei waren 600 € Förderung zusätzlich für eine bidirektional fähige Wallbox möglich [32]. Insbesondere im Kontrast zu einer unidirektionalen Wallbox sollte eine Förderung von bidirektionalen Wallboxen jedoch höher ausfallen und im besten Fall nicht nur bei gleichzeitiger Anschaffung einer PV-

1. Handlungsempfehlung

Marktaktivierungsprogramme oder Geschäftsmodelle, die gezielt die initialen Anschaffungskosten für Nutzer:innen senken, können den Markthochlauf von bidirektionalem Laden beschleunigen.

Anlage und eines Heimspeichers erfolgen. Insbesondere in Bezug auf den Heimspeicher ist fraglich, ob dieser bei bidirektional ladefähigen Wallboxen zusätzlich angereizt werden sollte. Darüber hinaus haben auch die Anbieter von bidirektional fähigen DC-Wallboxen die Möglichkeit, durch intelligent gewählte Geschäftsmodelle die Anschaffungskosten von Wallboxen für Nutzer:innen gering zu halten.

10.2 Anwendungsfallspezifische Schlussfolgerungen

Der Anwendungsfall **PV-Eigenverbrauchsoptimierung** ist technisch umsetzbar und im Vergleich zu anderen Fällen einfach zu realisieren. Auch rechtlich wirft der Fall keine Bedenken auf, da nicht ins öffentliche Stromnetz zurückgespeist wird und ein herkömmlicher Stromliefervertrag mit konstantem Haushaltsstrompreis vorliegt. Aus finanzieller Sicht ist es wahrscheinlich, dass der Anwendungsfall zeitnah für viele Nutzer:innen, die über ein Eigenheim und eine eigene PV-Anlage verfügen, auch unter Einbezug der Mehrkosten für bidirektionales Laden wirtschaftlich darstellbar sein wird. Dabei gilt: je größer der Haushaltsstromverbrauch bei gleichzeitig großer PV-Anlage und je geringer die PV-Einspeisevergütung bei gleichzeitig hohem Haushaltsstrompreis, desto höher die Rentabilität. Zwar wird die PV-Eigenverbrauchsoptimierung nicht für alle Nutzer:innen mit Eigenheim und eigener PV-Anlage rentabel sein, der Anwendungsfall hat aber die zusätzlichen Vorteile einer Steigerung des Eigenverbrauchsanteils und des Autarkiegrads. Insgesamt bietet der Fall also verschiedene Vorteile bei gleichzeitig moderatem Aufwand. Daher ist davon auszugehen, dass PV-Eigenverbrauchsoptimierung als einer der ersten Anwendungsfälle bei privaten Nutzer:innen Anklang finden wird.

Der Anwendungsfall **dynamische Stromtarife** ist ebenfalls verhältnismäßig einfach implementierbar und auch dieser Anwendungsfall wird vollständig hinter dem Netzanschlusspunkt realisiert, da nicht ins öffentliche Netz rückgespeist wird. Zur Umsetzung muss ein neuer Stromliefervertrag, der den dynamischen Tarif festlegt, geschlossen werden. Derzeit existieren erst wenige Anbieter mit dynamischen Stromtarifen.

→ Nutzer:innen-Tipp



Nutzer:innen sollten bei der entsprechenden Tarifwahl auf Preisobergrenzen achten, da bei Tarifen, die an Börsenstrompreise gekoppelt sind, ansonsten unter Umständen hohe Kosten entstehen können (siehe Abschnitt 5.1).

Aus finanzieller Sicht ist der Anwendungsfall vor allem von den untertägigen Preisschwankungen des Tarifs abhängig. Für Preisschwankungen, wie sie im Jahr 2021 an der Strombörse vorherrschten, ist der Anwendungsfall unter Einbezug der Mehrkosten für bidirektionales Laden nicht profitabel. Für Preisschwankungen, wie sie im extremen Jahr 2022 aufgetreten sind, können die Kostenersparnisse die Mehrkosten übersteigen. Damit unterliegt die Wirtschaftlichkeit der dynamischen Tarife einer relativ großen Unsicherheit. Es muss individuell abgewogen werden, ob die wirtschaftliche Unsicherheit in Kauf genommen wird. Dieser Unsicherheit stehen allerdings die Vorteile einer verhältnismäßig einfachen Umsetzung und die Tatsache, dass keine PV-Anlage benötigt wird, entgegen.

Der Anwendungsfall **zeitliche Arbitrage** ist aus technischer und aus rechtlicher Sicht komplizierter als die beiden erstgenannten Fälle. Aus technischer Sicht wird eine zusätzliche Rolle, der Aggregator, benötigt, um den Fall umzusetzen. Der Aggregator fasst die je

2. Handlungsempfehlung

Die auf den Strompreis zu zahlenden staatlich induzierten Strompreisbestandteile machen V2G-Anwendungsfälle häufig unattraktiv. Zur Unterstützung des Markthochlaufs sollten, auch vor dem Hintergrund der Befreiungen stationärer Batteriespeicher, weitere Befreiungen, bspw. bei den Netzentgelten, geprüft werden.

Fahrzeug für den Anwendungsfall zur Verfügung stehenden Leistungen virtuell zusammen und ermöglicht so die Teilnahme an der Strombörse. Hierbei stellen sich noch technische und prozessuale Herausforderungen, wie bspw. Fragen der Standardisierung, der IT-Sicherheit oder des Umgangs mit Vorhersageungenauigkeiten. Diese Herausforderungen erhöhen zwar die Komplexität und verzögern die Marktreife des Anwendungsfalls, sie sind aber kein grundlegendes Hindernis. Da Strom aus dem Elektrofahrzeug in das öffentliche Netz entladen wird, müssen die geladenen und entladenen Strommengen eichrechtskonform erfasst und übermittelt werden. Der Stromliefervertrag muss dementsprechend angepasst werden, wobei gut vorstellbar ist, dass der Aggregator in vielen Fällen auch die Rolle des Stromlieferanten übernehmen wird. Somit existieren zwar auch aus rechtlicher Sicht Herausforderungen, jedoch in bewältigbarem Maße.

Aus finanzieller Sicht ergibt sich für den Anwendungsfall, ähnlich wie bei dynamischen Stromtarifen, ein ambivalentes Bild. Bei Marktpreisen, wie sie im Jahr 2021 zu beobachten waren, lohnt sich die aufwändige Umsetzung des Anwendungsfalls bei derzeitiger Rechtslage aller Voraussicht nach nicht, da die zu erwartenden Kostenersparnisse die entstehenden Mehrkosten nicht rechtfertigen. Bei 2022er Marktpreisen sind jedoch sehr hohe Kostenersparnisse zu erwarten, die den Anwendungsfall profitabel machen. Da die Marktpreise für das Jahr 2022 ein Extremereignis darstellen, ist der Anwendungsfall derzeit tendenziell nicht profitabel. Das hängt u. a. auch daran, dass, wie in Abschnitt 3.2.5 beschrieben, gegenwärtig unterschiedliche Regelungen für die Steuern, Abgaben und Umlagen, die auf zwischengespeicherten Strom zu zahlen sind, gelten. Dies hängt davon ab, ob es sich um ein bidirektional ladefähiges Elektrofahrzeug oder einen stationäre Batteriespeicher, der ausschließlich Strom vorübergehend speichert und in ein Versorgungsnetz für Strom zurückspeist, handelt. Wie die Simulationen zeigen, kann der Anwendungsfall zeitliche Arbitrage auch für 2021er Marktpreise

finanziell attraktiv werden, wenn eine Befreiung der zwischengespeicherten Strommengen in gleicher Höhe, wie es derzeit bei stationären Batteriespeichern der Fall ist, erfolgt. Zudem können Kommunen die finanzielle Attraktivität des Anwendungsfalls steigern, indem sie freiwillig auf die Konzessionsabgaben verzichten. Da zeitliche Arbitrage den Hochlauf des bidirektionalen Ladens maßgeblich beschleunigen kann, ergibt sich die zweite Handlungsempfehlung.

Durch die Definition des Ladepunktes als Bezugs- und Saldierungspunkt für Elektrofahrzeuge ist in § 21 EnFG bereits eine Grundlage für die Umlagenbefreiung geschaffen worden. Diese Lösung sollte auch für die Netzentgelte und die Stromsteuer ausgeweitet werden. Demnach müsste eine Mitaufnahme des Begriffs des Ladepunktes in der Übergangsregelung § 118 Abs. 6 EnWG sowie eine Anpassung des § 5 Abs. 4 StromStG erfolgen, da so die häufig diskutierte Problematik der fehlenden Definition der Elektrofahrzeug-batterie als mobiler Speichern obsolet wird. Eine Anpassung der Übergangsregelung zur Befreiung der Netzentgelte ist dabei aber nur sinnvoll, falls diese Übergangsregelung langfristig Bestand haben soll. Denkbar ist auch eine grundsätzlich weiter reformierte Netzentgeltsystematik mit zeitvariablen Netzentgelten oder einem stärkeren Fokus auf eine pauschale (Grundpreis) bzw. spitzenlastabhängige (Leistungspreis) Bepreisung des Netzanschlusses, die die Notwendigkeit der Befreiung des Netzentgelts zum wirtschaftlichen Betrieb eines Stromspeichers verringern könnte. Weiterhin sollten die gesetzlichen Regelungen bezüglich der Begrifflichkeit des stationären Speichers, der dazu dient, Strom vorübergehend zu speichern und anschließend in ein Versorgungsnetz für Strom einzuspeisen, spezifiziert werden, da z. B. auch diskutabel ist, ob Heimspeicher unter diesen Begriff fallen. In den genannten Gesetzestexten, also auch der aktuellen Regelung der Umlagenbefreiung in § 21 EnFG, sollte gleichermaßen eine Berücksichtigung der Verlustenergie, z. B. über einen pauschalen Ansatz, erfolgen.

3. Handlungsempfehlung

Garantiebedingungen der Fahrzeugbatterie sind häufig an eine feste Grenze, beispielsweise zulässige Vollzyklen oder virtuelle Fahrkilometer, geknüpft.

Hersteller sollten eine flexible Nutzung der Fahrzeugbatterie für bidirektionales Laden ermöglichen.

Zudem zeigen die Simulationen für den Fall zeitliche Arbitrage, dass für 2022er Marktpreise ohne Einschränkung der durch das bidirektionale Laden zusätzlichen äquivalenten Vollzyklen zwar hohe Kostenersparnisse möglich sind, diese aber auch eine hohe Anzahl an zusätzlichen Vollzyklen für die Fahrzeugbatterie bedeuten. Eine Einschränkung der zusätzlichen Vollzyklen im Rahmen der Simulationen, so wie es derzeit von einigen Fahrzeugherstellern überlegt wird, mindert die Kostenersparnisse. Die Rentabilität des Anwendungsfalls ist jedoch trotz Zyklensbegrenzung für 2022er Preise gegeben. Grund dafür ist, dass trotz Beschränkung nach wie vor die besten untertägigen Preisschwankungen für den Strommarkt-Handel genutzt werden können. Entscheidend für die Rentabilität der zeitlichen Arbitrage ist also nicht die Anzahl an äquivalenten Vollzyklen, sondern die Höhe der nutzbaren Preisschwankungen. Folglich ergibt sich die dritte Handlungsempfehlung.

Mit der flexiblen Nutzung der Fahrzeugbatterie ist in diesem Zusammenhang gemeint, dass es über die Garantiedauer eines bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeugs hinweg sinnvoll sein kann, in einem Jahr, in dem bspw. so extreme Preisschwankungen wie 2022 auftreten, viel zeitliche Arbitrage zu betreiben und damit viele zusätzliche Vollzyklen zu verursachen. Wohingegen es in anderen Jahren bei moderaten Preisschwankungen gegebenenfalls sinnvoller ist, deutlich weniger Energiehandel zu betreiben. Zu starre Garantiebedingungen würden eine so dynamische Nutzung von Marktpreisschwankungen behindern und damit die Möglichkeiten für Kostenersparnisse reduzieren.

Der Anwendungsfall **PV-Eigenverbrauchs-optimierung mit zeitlicher Arbitrage** stellt den aus technischer Sicht kompliziertesten Fall dar. Wie beim Anwendungsfall zeitliche Arbitrage wird auch hier ein Aggregator benötigt, der zur Verfügung stehende Leistungen virtuell zusammenfasst und so die Teilnahme an der Strombörse ermöglicht. Es bestehen

also dieselben prozessualen Herausforderungen in Bereichen der Standardisierung, der IT-Sicherheit und dem Umgang mit Vorhersageungenauigkeiten. Eine zusätzliche Komplexität entsteht dadurch, dass zwischen Energiemengen der PV-Anlage und des Elektrofahrzeugs eichrechtskonform unterschieden werden muss. Die Installation der notwendigen Messtechnik ist somit herausfordernd. Zudem muss der Stromliefervertrag dem Anwendungsfall entsprechend angepasst bzw. erweitert werden. Es bestehen also relevante Herausforderungen, die die Marktreife des Anwendungsfalls verzögern, jedoch mit ausreichend Erfahrung überwindbar sind.

Aus finanzieller Sicht weist dieser Anwendungsfall die höchsten erzielbaren Kostenersparnisse auf. Die Kopplung von PV-Anlage und zeitvariablen Strompreisen ermöglicht einen optimalen Einsatz des Elektrofahrzeugs als Batteriespeicher, da je nach Situation entweder PV-Strom oder günstiger Strom aus dem öffentlichen Stromnetz genutzt werden kann. So ist der Fall für viele Nutzer:innen bereits mit 2021er Preisen profitabel. Für 2022er Börsenstrompreise übersteigen die Kostenersparnisse die Mehrkosten für bidirektionales Laden um mehr als 1.000 € pro Jahr. Auch für die Variante mit Umlagenbefreiung und 2021er Preisen und die Garantiefälle mit Einschränkung der möglichen zusätzlichen äquivalenten Vollzyklen ergeben sich ausreichende Kostenersparnisse, um den Anwendungsfall für Nutzer:innen profitabel zu gestalten. Wenn die Komplexität des Anwendungsfalls also zukünftig bewältigt werden kann, ist die Umsetzung der PV-Eigenverbrauchsoptimierung mit zeitlicher Arbitrage für Nutzer:innen mit Eigenheim und eigener PV-Anlage eindeutig zu empfehlen.

Der Anwendungsfall **Systemdienstleistungen durch Vorhaltung von Batteriekapazität** besitzt für Nutzer:innen eine besondere Attraktivität, da das Vermieten eines Teils der Batteriekapazität einfach umsetzbar und gut planbar ist. Für Anbieter oder

4. Handlungsempfehlung

Kommunikationsstandards zwischen Komponenten sind unmittelbar nach Finalisierung nicht immer offen zugänglich. Diese sollten kostenfrei für alle Akteure verfügbar sein, um eine schnelle, großflächige Implementierung zu ermöglichen.

Aggregatoren ist der Anwendungsfall aktuell und mittelfristig allerdings mit hohem technischen Aufwand und dem hohen Risiko ungewisser Erlösmöglichkeiten verbunden. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist die Umsetzung der Erbringung von Systemdienstleistungen durch bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge für keine der möglichen Systemdienstleistungen ausgereift. Obwohl durch unterschiedliche Pilotprojekte die generelle Machbarkeit bereits demonstriert wurde, fehlt es an Rahmenbedingungen und Konzepten zur Einbindung. Demensprechend bleibt abzuwarten, wann der Anwendungsfall für Nutzer:innen tatsächlich relevant werden wird.

Neben der allgemeinen technischen Realisierbarkeit des bidirektionalen Ladens ist die einfache und standardbasierte Umsetzbarkeit von entsprechenden Anwendungsfällen von Interesse. Einige wichtige Normen und Standards wurden bereits definiert, aber entlang der gesamten technologischen Kette an Komponenten, die zur Umsetzung intelligenter Anwendungsfälle notwendig sind, werden noch nicht an allen Schnittstellen dieselben Standards verwendet. Auch in Bezug auf die IT-Sicherheit sind entsprechende Standards von Vorteil, da nicht jede Datenkommunikation zukünftig über ein intelligentes Messsystem mit Smart-Meter-Gateway umgesetzt werden kann und wird. Um Standards nach ihrer Finalisierung so schnell wie möglich in entsprechende Komponenten implementieren zu können, müssen diese Standards offen und schnell verfügbar sein. Da bspw. neueste Versionen von Kommunikationsstandards in der Vergangenheit nicht immer direkt für alle Hersteller verfügbar waren, konnten Komponentenentwicklungen nicht hinreichend aufeinander abgestimmt werden. Da auf diese Weise die Entwicklung und Umsetzung von Anwendungsfällen verzögert wird, ergibt sich die vierte und letzte Handlungsempfehlung.

Abschließend lässt sich zusammenfassen, dass bidirektionales Laden sowohl technisch als auch rechtlich bereits heute für einfache V2H-Fälle ausreichend definiert ist und mit der langsam beginnenden Verfügbarkeit von entsprechenden Fahrzeugen und Wallboxen auch in naher Zukunft zur energiepolitischen Realität wird. Komplexere Fälle des bidirektionalen Ladens mit Rückspeisung ins öffentliche Netz (V2G) sind zum Zeitpunkt dieser Studie noch in der technischen Konkretisierung. Zudem fehlt es noch an standardisierten Geschäftsmodellen zur großflächigen Umsetzung. In Bezug auf die erörterten bidirektionalen Anwendungsfälle ist es aus Sicht der Nutzer:innen ratsam, alle in Betracht kommenden Anwendungsfälle hinsichtlich technischer Voraussetzungen bei der Installation mit zu berücksichtigen. Zum Abschluss sind alle im Rahmen dieser Studie entstandenen Tipps für

potentielle Nutzer:innen von bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeugen auf der nächsten Seite zusammengefasst.

Tipps für Nutzer:innen

Worauf sollte man achten?



Bei der erstmaligen Installation von digitalen Stromzählern und Messtechnik sollte ein interoperables, erweiterbares Messkonzept am Ladestandort direkt in Erwägung gezogen werden. So werden Nutzer:innen in der Wahl des Anwendungsfalles nicht eingeschränkt.



Ein Energiemanagementsystem sollte trotz zusätzlicher Anschaffungskosten immer in Betracht gezogen werden. Es ermöglicht die Umsetzung vieler Anwendungsfälle und die Einbindung von Komponenten unterschiedlicher Hersteller (bspw. auch Wärmepumpen oder stationäre Batteriespeicher). Persönliche Datenschutzansprüche sollten bei der Wahl eines Herstellers einbezogen werden.



Die zusätzliche Nutzung der Fahrzeugbatterie durch bidirektionales Laden sollte nicht als prinzipielles Hindernis gesehen werden. Die durch bidirektionales Laden möglichen Kostenvorteile überwiegen in vielen Fällen gegenüber einer zusätzlichen Batteriealterung.



Bei Kauf eines Heimspeichers sollte ein möglicher zeitnaher Fahrzeugwechsel berücksichtigt werden. Bei Kauf eines bidirektional ladefähigen Elektrofahrzeugs kann der Heimspeicher deutlich kleiner gewählt werden oder in Zukunft komplett wegfallen.



Es sollte bei Neukauf eines Elektrofahrzeugs darauf geachtet werden, dass dieses bidirektionales Laden beherrscht oder in Zukunft mittels Softwareupdate (Stichwort "bidi-ready") umsetzen kann.



Wenn Nutzer:innen bidirektionales Laden umsetzen, ist es wichtig, dass das Elektrofahrzeug so oft und lange wie möglich an der Wallbox angeschlossen ist.



Falls zukünftig am Markt verfügbar, sollte ein gemeinsamer Wechselrichter für PV-Anlagen und DC-Wallboxen in Betracht gezogen werden. So können Anschaffungskosten reduziert werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Mehr Fortschritt wagen (Koalitionsvertrag). Ausgefertigt am 2021-12-7; Berlin: SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP, 2021.
- [2] Wirth, Harry: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Download von www.pv-fakten.de, Fassung vom 18.12.2022. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2022.
- [3] Reichweite von Elektroautos. In <https://ev-database.org/de/cheatsheet/range-electric-car>. (Abruf am 2023-7-7); Amsterdam, Niederlande: EV Database (9-Five-9 Ventures BV), 2023.
- [4] Nobis, Claudia et al.: Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht. Bonn: infas, DLR, IVT und infas 360, 2018.
- [5] Brand, Martin: Electrical safety of commercial Li-ion cells based on NMC and NCA technology compared to LFP technology. In: World Electric Vehicle Journal 6, 2013. München: TUM EES, 2013. DOI: <https://doi.org/10.3390/wevj6030572>.
- [6] Teichert, Olaf et al.: Techno-economic cell selection for battery-electric long-haul trucks. In: eTransportation 16, 2023. Garching: TUM FTM, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2022.100225>.
- [7] Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure. Ausgefertigt am 2014-10-22, Version vom 2017-11-18; Brussels: European Parliament and the Council, 2017.
- [8] Monitoringbericht 2022 - Stand 1. Februar 2023. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2023.
- [9] Monitoringbericht 2018. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019.
- [10] Pressemitteilung: Komfortabel, vernetzt und nachhaltig: neue Lösungen für das Laden der elektrischen Volkswagen Modelle. In <https://www.volkswagen-newsroom.com/de/pressemitteilungen/komfortabel-ernetzt-und-nachhaltig-neue-loesungen-fuer-das-laden-der-elektrischen-volkswagen-modelle-7695>. (Abruf am 2023-7-24); Wolfsburg: Volkswagen AG, 2021.
- [11] Gemeinsame Pressemitteilung: Kooperation mit Pioniercharakter: BMW Group und E.ON schaffen mit „Connected Home Charging“ das erste europaweite Ökosystem für intelligentes Laden zuhause. In <https://www.eon.com/de/ueberuns/presse/pressemitteilungen/2023/bmw-group-und-eon-schaffen-connected-home-charging.html>. (Abruf am 2023-07-26); Essen: E.ON SE, 2023.
- [12] Bidirektionales Lademanagement (BDL) - Intelligentes Zusammenspiel von Elektrofahrzeugen, Ladeinfrastruktur und Energiesystem. In: <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/mobilitaet/932-bidirektionales-lademanagement-bdl-intelligentes-zusammenspiel-von-elektrofahrzeugen-ladeinfrastruktur-und-energiesystem>. (Abruf am 2021-01-29); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2021.
- [13] Pressemeldung: Mobilize wählt The Mobility House für ihren Vehicle-To-Grid-Service. In https://www.mobilityhouse.com/de_de/unsere-unternehmen/presse/artikel/mobilize-waehlt-the-mobility-house-fur-ihren-vehicle-to-grid-service. (Abruf am 2023-7-24); München, Zürich: The Mobility House, 2023.
- [14] Honda treibt bidirektionales Laden voran - Partnerschaft mit V2X Suisse Konsortium. In <https://www.automobil-produktion.de/technologie/wie-honda-die-bidirektionale-ladetechnologie-vorantreibt-823.html>. (Abruf am 2023-08-17); Pattensen: Media-Manufaktur GmbH, 2022.
- [15] BYD gears-up for Bus2Grid 'switch-on' - BYD key partner in world's largest Bus2Grid project at Go-Ahead London, and first company. In <https://en.byd.com/news/byd-gears-up-for-bus2grid-switch-on/>. (Abruf am 2023-08-17); Pasadena, CA: BYD Motors Inc., 2023.
- [16] Lambert, Fred: Tesla quietly adds bidirectional charging capability for game-changing new features [Updated]. In <https://electrek.co/2020/05/19/tesla-bidirectional-charging-ready-game-changing-features/>. (Abruf am 2023-08-17); o. O.: electrek, 2020.
- [17] ADAC: Wallbox-Test: Welche Wallboxen bieten am meisten fürs Geld?. In

- <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/tests/wallboxen/>. (Abruf am 2023-07-31); Hansastraße 19, 80686 München: ADAC - Allgemeiner Deutscher Automobilclub, 2023.
- [18] Dossow, Patrick et al.: BDL Mehrkosten - Steckbrief. München: FfE München, 2022.
- [19] FfE: Was ist ein intelligentes Messsystem und auf welcher rechtlichen Grundlage kommt der Rollout?. In <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/was-ist-ein-intelligentes-messsystem-und-auf-welcher-rechtlichen-grundlage-kommt-der-rollout/>. (Abruf am 2023-8-31); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2019.
- [20] FfE: Der Smart Meter Rollout in Deutschland und Europa. In <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/smart-meter-rollout-in-deutschland-und-europa/>. (Abruf am 2023-08-31); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2023.
- [21] Figgner, Jan: The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023). Aachen: RWTH Aachen, 2023. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121428.
- [22] Kern, Timo et al.: Revenue opportunities by integrating combined vehicle-to-home and vehicle-to-grid applications in smart homes. In: Applied Energy online. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2021.
- [23] Next Kraftwerke: Was ist der Strommarkt. In <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/>. (Abruf am 2023-8-31); Köln: Next Kraftwerke GmbH, 2023.
- [24] Ganz, Kirstin et al.: Wie funktioniert die Merit Order?. In <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/infografik-wie-funktioniert-die-merit-order/>. (Abruf am 2023-06-30); München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2022.
- [25] FfE: Engpassmanagement: Mehr als Redispatch 2.0 - Konzepte im internationalen Vergleich. In <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/engpassmanagement-mehr-als-redispatch-2-0-konzepte-im-internationalen-vergleich/>. (Abruf am 2023-8-31); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2022.
- [26] BDL – Bidirektionales Lademanagement - Abschlussbericht der FfE. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2023.
- [27] Dossow, Patrick et al.: Smart e-mobility: user potential in Germany today and in the future. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2023.
- [28] Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen") . Ausgefertigt am 2018-10-26, Version vom 2019-05-23; Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart: 50Hertz, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW, 2019.
- [29] Mackensen, Reinhard et al.: Regelenergie durch Wind- und Photovoltaikparks - Abschlussbericht. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemanalyse (IWES), 2017.
- [30] Bundesnetzagentur (BNetzA): Net-zeng-pass-ma-na-ge-ment. In <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html>. (Abruf am 2023-08-31); Bonn: BNetzA, 2023.
- [31] Werwitzke, Cora: Intelligente Stromumverteilung dank V2G-fähigen E-Autos. In <https://www.electrive.net/2020/03/03/intelligente-stromumverteilung-dank-v2g-faehigen-e-autos/>. (Abruf am 2023-08-31); Berlin: electrive.net, 2020.
- [32] Erlöse einer möglichen Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke in Deutschland. München: FfE e.V., 2010
- [33] Kern, Timo et al.: Integrating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles into the Electricity Markets. In: Energies 2020, 13(21), 5812; Basel: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2020.
- [34] Fattler, Steffen: Economic and Environmental Assessment of Electric Vehicle Charging Strategies. Dissertation. Herausgegeben durch die TU München, geprüft von Wagner, Ulrich und Wietschel, Martin: München, 2021.
- [35] Müller, M.; Biedenbach, F.; Reinhard, J. Development of an Integrated Simulation Model for Load and Mobility Profiles of Private Households. Energies 2020, 13, 3843.
- [36] Synthetic Sample Electric Load Profile (Three-Phase) by Household Types (Germany): <http://opendata.ffe.de/dataset/synthetic-sample-electric-load-profile-three-phase-by-household-types-germany/>; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020.
- [37] Huss, Arno; Maas, Heiko; Hass, Heinz: JEC WELL-TO-WHEELS ANALYSIS. Ispra: European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, 2013
- [38] Batterieelektrische Fahrzeuge in der Praxis. Wien: Österreichischer Verein für Kraftfahrzeugtechnik (ÖVK), 2012

- [39] Pellingner, Christoph: Die Merit Order funktionaler Energiespeicher 2030. In: FfE Fachtagung 2013. München, 2013
- [40] Köppl, Simon; Samweber, Florian; Bruckmeier, Andreas; Böing, Felix; Hinterstocker, Michael; Kleinertz, Britta; Konetschny, Claudia; Müller, Mathias; Schmid, Tobias; Zeiselmaier, Andreas: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Markthochlauf privater rein elektrischer PKW in Deutschland laut Zielen der Bundesregierung	8
Abbildung 1-2: Beispielhafte Umsetzung des bidirektionalen Ladens zuhause (schematisch)	9
Abbildung 2-1: Veranschaulichung Ladeleistung und Stromarten beim Laden	15
Abbildung 2-2: Minimale und maximale Mehrkosten für bidirektionales Laden im Vergleich zu ungesteuertem Direktladen.....	23
Abbildung 3-1: Zahlungsflüsse im Strommarkt (Einzelhandel) / Dynamischer All-inclusive-Stromliefervertrag + ANNEX zeitliche Arbitrage (V2G).....	33
Abbildung 3-2: Preis / Zeitfunktion bei dynamischen Stromtarifen	34
Abbildung 3-3: Leistungsbeziehungen im Aggregatorenmodell	35
Abbildung 3-4: Systematische Einordnung der Monetarisierung der Flexibilität unter Berücksichtigung der Netzentgeltkonzeption der Bundesnetzagentur	36
Abbildung 4-1: Darstellung der durchschnittlichen Fahrzeugverfügbarkeit für die 200 Profile von Pendlern und Nicht-Pendlern (oben) und die 100 Profile ausschließlich für Nicht-Pendler (unten) über die Wochentage	39
Abbildung 4-2: Exemplarische Darstellung der Ergebnisdarstellung für verbrauchte Energiemengen pro Jahr.....	42
Abbildung 4-3: Exemplarische Darstellung der Ergebnisdarstellung für Stromkosten pro Jahr.....	43
Abbildung 5-1: Ergebnis Basisfall, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf	48
Abbildung 5-2: Ergebnisse Varianten, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf	49
Abbildung 6-1: Ergebnis Basisfall, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf	56
Abbildung 6-2: Ergebnisse Varianten, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf	57
Abbildung 7-1: Ergebnis Basisfall, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf	63
Abbildung 7-3: Ergebnisse Varianten für Garantiefälle, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf	66
Abbildung 8-1: Ergebnis Basisfall, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf	73
Abbildung 8-2: Ergebnisse Varianten, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf	74
Abbildung 8-3: Ergebnisse Varianten für Garantiefälle, oben: Stromverbrauch von Haushalt und Fahrzeug unterschieden nach Stromherkunft, unten: Stromkosten aus Strombezug von Haushalt und Fahrzeug und Erlöse aus Stromverkauf	76
Abbildung 9-1: Prinzip der Systemdienstleistung durch Vorhaltung von Batteriekapazität.....	80
Abbildung 9-2: Schematische Darstellung von Redispatch-Maßnahmen des Netzbetreibers.....	82

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Überblick über die Fokus-Anwendungsfälle der Studie	10
Tabelle 2-1: Übersicht über am Markt erhältliche oder angekündigte bidirektional fähige Wallboxen	22
Tabelle 4-1: Parameterwerte für die Simulationen im Basisfall	40
Table A-1: Verwendung wichtiger Optimierungsparameter in der Studie.....	97

Anhang

A.1 Modellumgebung eFlame

Die Simulationsumgebung eFlame (kurz für *electric Flexibility Assessment Modelling Environment*) wurde ursprünglich im Forschungsprojekt [12] entwickelt. Die Modellumgebung dient primär zur Analyse unterschiedlicher Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen bidirektionaler Ladestrategien. Abbildung A-1 stellt den schematischen Aufbau von eFlame dar. Mit einer variablen Szenariendefinition ermöglicht eFlame, verschiedene Anwendungsfälle von bidirektionalen Elektrofahrzeugen oder anderen Flexibilitäten, wie stationäre Batteriespeichern, zu untersuchen. Weiterhin erlaubt die Umgebung, Komponenten wie PV-Anlagen mit in die Optimierung zu integrieren. Die möglichen marktlichen Anwendungsfall-Betrachtungen in eFlame lassen sich einteilen in:

- Spotmarktoptimiertes Laden/zeitliche Arbitrage (siehe [33])
- Spitzenlastkappung (Peak-Shaving)
- Eigenverbrauchsoptimierung (siehe [22])
- Kombinierte Vermarktung an den Spotmärkten
- Erbringung von Primärregelleistung

Entwickelt wurde die Modellumgebung in MATLAB. Die Ablage der Simulationsergebnisse sowie das Auslesen der vordefinierten Eingangsparameter findet in der fFE-Datenbank statt.

Kern der Modellumgebung bildet das Optimierungsmodul **ResOpt** (kurz für *Residential Optimizer*). In ResOpt wird das mathematische Optimierungsproblem in Abhängigkeit von der in eFlame vorgenommenen Parametrierung formuliert. Die Zielfunktion der Optimierung stellt ein Maximierungsproblem dar. Das Hauptziel des Modells ist es, die Leistungsflüsse der verschiedenen Komponenten so zu optimieren, dass die Erlöse maximiert bzw. die Stromkosten minimiert werden. Für die zu untersuchenden Flexibilitäten berechnet ResOpt damit unter Berücksichtigung verschiedener Nebenbedingungen optimale Lastgänge als lineares oder gemischt-ganzzahlig lineares Optimierungsproblem. Je nach Komplexität wird die Optimierung mittels des in MATLAB internen Solvers der Optimization Toolbox bzw. dem leistungsstärkeren CPLEX Solver von IBM gelöst. Berechnet werden können die Szenarien entweder in einer rollierenden Optimierung oder innerhalb eines Schrittes (*perfekte Voraussicht*). Die zeitlichen Auflösungen können frei gewählt werden. Eine variable Szenariendefinition erlaubt zudem die Berechnung zahlreicher Varianten, wodurch die wichtigsten Einflussfaktoren von Anwendungsfällen analysiert werden können. Eine detaillierte mathematische Ausführung des

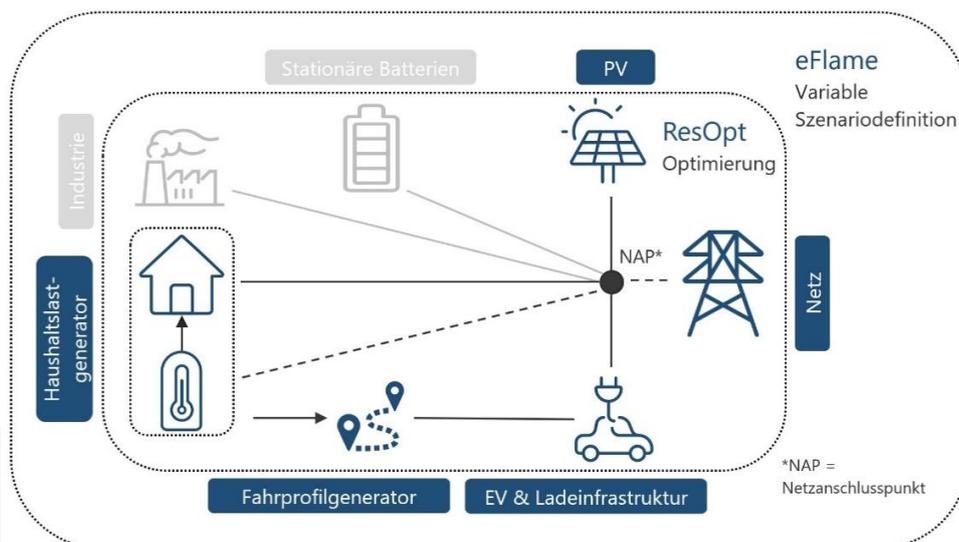


Abbildung A-1 : Schematische Darstellung der Modellumgebung eFlame (in der Studie ohne Industrie und stationäre Batterien)

Optimierungsproblems kann in [34] eingesehen werden.

Das Untermodell **Haushaltslastgenerator** (siehe Abbildung A-1) dient zur realitätsnahen Simulation von Haushaltsverbräuchen. Zur Generierung von Last- und Mobilitätsprofilen benötigt das Modell zwei Arten von Eingabedaten. Einerseits werden die Gebäude, Haushalte und Nutzer charakterisiert, für die die Profile erstellt werden sollen. Auf der anderen Seite werden Wahrscheinlichkeiten und Verteilungen für das Aktivitäts- und Mobilitätsverhalten verschiedener Nutzertypen hinterlegt. Anhand der Eingangsdaten werden Aktivitätsprofile für jeden Bewohner des betrachteten Gebäudes bestimmt. Aus der Verknüpfung der Aktivitätsprofile mit den Profilen der elektrischen Geräte und Auslösewahrscheinlichkeiten werden elektrische Lastprofile der Wohneinheiten erzeugt. Die Generierung thermischer Lastgänge erfolgt in ähnlicher Weise aus dem Warmwasserbedarf. Die thermische Last kann dabei über eine Wärmepumpe mit optionalem Wärmespeicher optimiert erbracht werden, was in dieser Studie jedoch nicht betrachtet wird. Zusätzlich können aus den Aktivitätsprofilen für die Elektrofahrzeuge einzelne Fahrzeugnutzungsprofile sowie aggregierte oder diskrete Profile für eine gesamte private oder gewerbliche Fahrzeugflotte erstellt werden. Fahrzeuge können hierbei flexibel Regionen und Netzanschlusspunkten zugewiesen werden. Eine ausführliche Beschreibung der Methodik zur Realisierung des Haushaltslastgenerators sowie eine umfangreiche Validierung der Lastgänge erfolgt in [35]. Exemplarische Lastgänge sind zusätzliche auf der FfE-OpenData-Plattform verfügbar. (siehe [36])

zeuge mit den drei verschiedenen Ladestrategien Direktladen, gesteuertes Laden und bidirektionales Laden untersucht werden. Während den Zeitphasen der Fahrt wird der Energieverbrauch aus den erzeugten Fahrzeugnutzungsprofilen ermittelt. Dabei gehen die Durchschnittsgeschwindigkeit sowie die Außentemperatur in die Berechnung ein. Die Methodik wurde mit Hilfe von real gemessenen Leistungsverbräuchen aus [37] und [38] entwickelt und in den Projekten [39] und [40] veröffentlicht. Wird während der Fahrt die verfügbare Kapazität des Fahrzeuges überschritten, erfolgt ein öffentlicher Ladevorgang. Die einstellbaren technischen Fahrzeugparameter umfassen die Batteriekapazität, maximale Lade- bzw. Entladeleistung sowie Wirkungsgrade, um Leistungsverluste an der Wallbox abzubilden. Neben den technischen Parametern erfolgt in eFlame eine Beschränkung der Flexibilität durch das Nutzerverhalten. Für unerwartete Fahrten muss in der Optimierung stets ein minimaler Batteriefüllstand eingehalten werden. Ein Zielfüllstand soll zum Zeitpunkt der Abfahrt verfügbar sein. Für einen schonenden Batteriebetrieb in bidirektionalen Anwendungen kann die Anzahl der äquivalenten Vollzyklen für die Batterie beschränkt werden. Die Erzeugungslastgänge aus der PV-Anlage gehen als konstanter Parameter in die Optimierung ein. Eine Leistungsbeschränkung ist jedoch möglich, um eine Einspeisung bei negativen Preisen zu verhindern.

Table A-1: Verwendung wichtiger Optimierungsparameter in der Studie

Parameter	Beschreibung
Optimierungszeitraum	8.760 h (ein vollständiges Jahr, perfekte Voraussicht)
Ladeort zur Optimierung	Optimierung nur beim Laden zuhause
Optimierungsproblem	gemischt-ganzzahlig lineares Optimierungsproblem (aufgrund der Berücksichtigung des variablen Lade-/Entladewirkungsgrads)

Hinsichtlich der Elektrofahrzeuge wird in der Optimierung der Ansteckzeitraum an die Wallbox betrachtet. Für jedes erstellte Szenario können die Elektrofahr-

