Bidirektionales Laden diskriminierungsfrei ermöglichen

Handlungsempfehlungen des Beirats
der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur
zur Umsetzung der Maßnahme 47 des
Masterplans Ladeinfrastruktur II

Nationale
LEITSTELLE
Ladeinfrastruktur

IMPRESSUM

HERAUSGEBERIN
NOW GmbH
Nationale Organisation Wasserstoff-
und Brennstoffzellentechnologie

Fasanenstraße 5, 10623 Berlin
Telefon: (030) 311 61 16-100
E-Mail: kontakt@now-gmbh.de
Internet: www.now-gmbh.de

REDAKTION
Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur der NOW GmbH

ILLUSTRATIONEN
ressourcenmangel GmbH

STAND
01/2024

BITTE ZITIEREN ALS
Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, NOW GmbH [Hrsg.], (2024):
Positionspapier Bidirektionales Laden diskriminierungsfrei ermöglichen

Die Inhalte dieser Publikation wurden mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt. Es wird jedoch keinerlei Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der bereitgestellten Informationen übernommen. Alle Links hat die Redaktion im Januar 2024 überprüft.

UNTER BETEILIGUNG VON

VDA | Verband der Automobilindustrie

Dr. Marcus Bollig
Geschäftsführer Produkt & Wertschöpfung, VDA
E-Mail: marcus.bollig@vda.de

Loïc Geipel
Referent Energie- und Klimapolitik, VDA
E-Mail: loic.geipel@vda.de

EnBW

Claus Fest
Leiter Energiewirtschaft & Beschaffung B2C, EnBW
E-Mail: c.fest@enbw.com

Stephan Wunnerlich
Senior Manager Elektromobilität, EnBW
E-Mail: s.wunnerlich@enbw.com

Bidirektionales Laden diskriminierungsfrei ermöglichen

Handlungsempfehlungen des Beirats der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur zur Umsetzung der Maßnahme 47 des Masterplans Ladeinfrastruktur II

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis ... 6
Kernbotschaften ... 7
Executive Summary ... 8
AG Ergebnisse ... 13
1 Einleitung ... 13
2 Verfügbarkeiten von Fahrzeugen, Lademöglichkeiten und Netzkapazitäten ... 14
2.1 Verfügbarkeiten von Fahrzeugen ... 14
2.2 Verfügbarkeiten von Ladeeinrichtungen ... 16
2.3 Auswirkungen auf Energiesystem und Stromnetze ... 17
3 Anwendungsfälle aus Sicht der Kundinnen und Kunden ... 22
3.1 Überblick Use Cases ... 22
3.1.1 Vehicle-to-Home (V2H) ... 23
3.1.2 Vehicle-to-Grid (V2G) ... 24
3.1.3 Vehicle-to-Building (V2B) ... 26
3.1.4 Erstes Fazit zum Thema Use Cases ... 26
3.2 Treiber und Hemmnisse für die Nutzermotivation ... 27
3.3 Erlösmöglichkeiten und mögliche Incentivierungen ... 27
3.4 Verbrauchersicht ... 28
4 Aktueller Sachstand notwendiger nationaler und internationaler Standardisierung zur marktreifen Umsetzung von bidirektionaler Ladetechnologie ... 31
4.1 Grundlagen eines standardisierten Gesamtsystems ... 31
4.2 Technische Umsetzungen und Regelwerke ... 32
4.3 Ausstehende Arbeiten an Regelwerken ... 34
4.3.1 Elektrische Sicherheit ... 34
4.3.2 Technische Anforderungen für den Netzanschluss ... 35
4.3.3 Digitale Kommunikation ... 36
4.3.4 Messen, steuern und digitalisieren ... 37
4.4 Zwischenfazit zum Themenbereich Technik, Standards und Interoperabilität ... 38
5 Regulatorischer Handlungsbedarf ... 39
5.1 Allgemeine anwendungsfallübergreifende Themen ... 39
5.2 Themen für V2H/V2B ... 43
5.3 Themen für V2G ... 43
6 Roadmap ... 45
6.1 Präambel ... 45

6.2 Zielbilder ... 45
6.2.1 Zielbild 2030 gesamt ... 45
6.2.2 Zielbild 2030 Nutzer/Kunde ... 45
6.2.3 Zielbild 2030 OEM ... 47
6.2.4 Zielbild 2030 Energie- und Ladebranche ... 47
Glossar — Auszug ... 50
Anlagen ... 51
Anlage 1: Verfügbare Fahrzeuge laut ADAC ... 51
Anlage 2: Verfügbarkeiten Ladeeinrichtungen ... 51
Anlage 3: Use Cases Bidirektionales Laden ... 53
Anlage 4: Relevante Organisationen zur Standardisierung bidirektionaler Energieflüsse ... 54
Anlage 5: Kurzbeschreibung der notwenigen technischen Systemnormen und Regelwerke ... 56

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current/ Wechselstrom
BiDi	Bidirektionales Laden
DC	Direct Current/ Gleichstrom
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnFG	Energiefinanzierungsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GNDEW	Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
HEMS	Heimenergiemanagementsystem
ISLa	Interministerielle Steuerungsgruppe Ladeinfrastruktur
MRL	Minutenreserveleistung
NLL	Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur
RfG	Requirements for Generators
StAU	Steuern, Abgaben, Umlagen
SMGW	Smart-Meter-Gateway
SRL	Sekundärregelleistung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAR	Technische Anschlussregelungen
V2B	Vehicle-to-Building
V2G	Vehicle-to-Grid
V2H	Vehicle-to-Home
V2L	Vehicle-to-Load
V2V	Vehicle-to-Vehicle
V2D	Vehicle-to-Device
VNB	Verteilnetzbetreiber

Kernbotschaften

- Bidirektionales Laden ist für Nutzerinnen und Nutzer von E-Fahrzeugen in Zukunft ein interessantes Zusatzangebot und sollte ihnen einfach, sicher und diskriminierungsfrei zugänglich gemacht werden.

- Daneben kann Bidirektionales Laden durch das zusätzliche Flexibilitätsangebot einen Beitrag zur Sektorkopplung leisten. Zum zukünftigen Beitrag zur Energiewende und zum volkswirtschaftlichen Nutzen herrschen unterschiedliche Auffassungen.

- Unter den unterschiedlichen Anwendungsfällen wird sich zunächst V2H am Markt etablieren, mittelfristig wird sich V2G über Aggregatoren/Dienstleister im Markt entwickeln.

- Die Mitglieder des Beirats der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur haben das gemeinsame Ziel, alle Anwendungsfälle (V2H, V2G, V2B) diskriminierungsfrei im Wettbewerb zu ermöglichen.

- Die Anzahl der am Markt verfügbaren bidirektionalen Fahrzeuge und Ladeeinrichtungen nimmt zu.

    - Bereits verfügbare Systeme unterscheiden sich jedoch noch hinsichtlich der unterstützten Use Cases und arbeiten mangels standardisierter Systemnormen bislang nur auf proprietärer Basis.

    - Hier erwartet der Beirat eine deutliche Steigerung der am Markt verfügbaren bidirektionalen Fahrzeuge und Ladeeinrichtungen.

- Ziel sind Plug & Play Lösungen. Dafür ist ein standardisiertes, interoperables und barrierefreies System erforderlich, in dem die Kundin oder der Kunde verschiedene Fahrzeuge mit unterschiedlichen Ladeeinrichtungen verbinden und mit dem Energiemanagementsystem zu Hause einfach vernetzen kann.

- In den nächsten beiden Jahren werden sich zunehmend proprietäre Systeme im Markt entwickeln, ab 2027/2028 ist mit interoperablen Systemen zu rechnen.

- Für alle Anwendungsfälle müssen noch wesentliche rechtliche und technische Hürden geklärt werden.

- Wirtschaft und Politik müssen hierfür gemeinsam zeitnah die internationalen technischen sowie europäische und nationale rechtliche Regelwerke anpassen und weiterentwickeln.

Executive Summary

Bidirektionales Laden ist ein attraktives Zusatzprodukt für die Nutzer und Nutzerinnen von E-Fahrzeugen an der Schnittstelle von Mobilitäts- und Energiesektor.

Im Rahmen von Vehicle-to-Home-Anwendungen (V2H) und Vehicle-to-Building-Anwendungen (V2B) ermöglicht die Nutzung der Fahrzeugbatterie als Pufferspeicher einen höheren Eigenverbrauch/Autarkiegrad durch einen geringeren bzw. verlagerten Strombezug aus dem Netz und mögliche Kosteneinsparungen im Heimsystem. Mit Vehicle-to-Grid-Anwendungen (V2G) können bei entsprechenden Preissignalen Flexibilitätsdienstleistungen für das Energiesystem erbracht und damit weitere Erlöspotenziale für die Kundinnen und Kunden erschlossen werden.

Daneben kann bidirektionales Laden durch das zusätzliche Flexibilitätsangebot einen Beitrag zur Sektorkopplung leisten. Zum zukünftigen Beitrag zur Energiewende und dem volkswirtschaftlichen Nutzen herrschen jedoch unterschiedliche Auffassungen:

Aus Sicht der automobilwirtschaftlichen Beiratsmitglieder kann das bidirektionale Laden in Zukunft wesentlich dazu beitragen, erneuerbare Energien effizienter zu nutzen und auf diese Weise die volkswirtschaftlichen Kosten des Energiesystems und die CO_2-Emissionen zu reduzieren. Im Rahmen von Netz- und Systemdienstleistungen kann das bidirektionale Laden künftig zudem zur Stabilisierung der Stromnetze beitragen.

Für die Energie- und Ladebranche ist bidirektionales Laden ein Baustein für die Energiewende, gemeinsam mit anderen Flexibilitätsoptionen. Die Größe des Flexibilitätspotenzials hängt von einem hinreichenden Angebot an Flexibilität aus Elektrofahrzeugen ab, das wettbewerbsfähig mit anderen Flexibilitätslösungen ist.

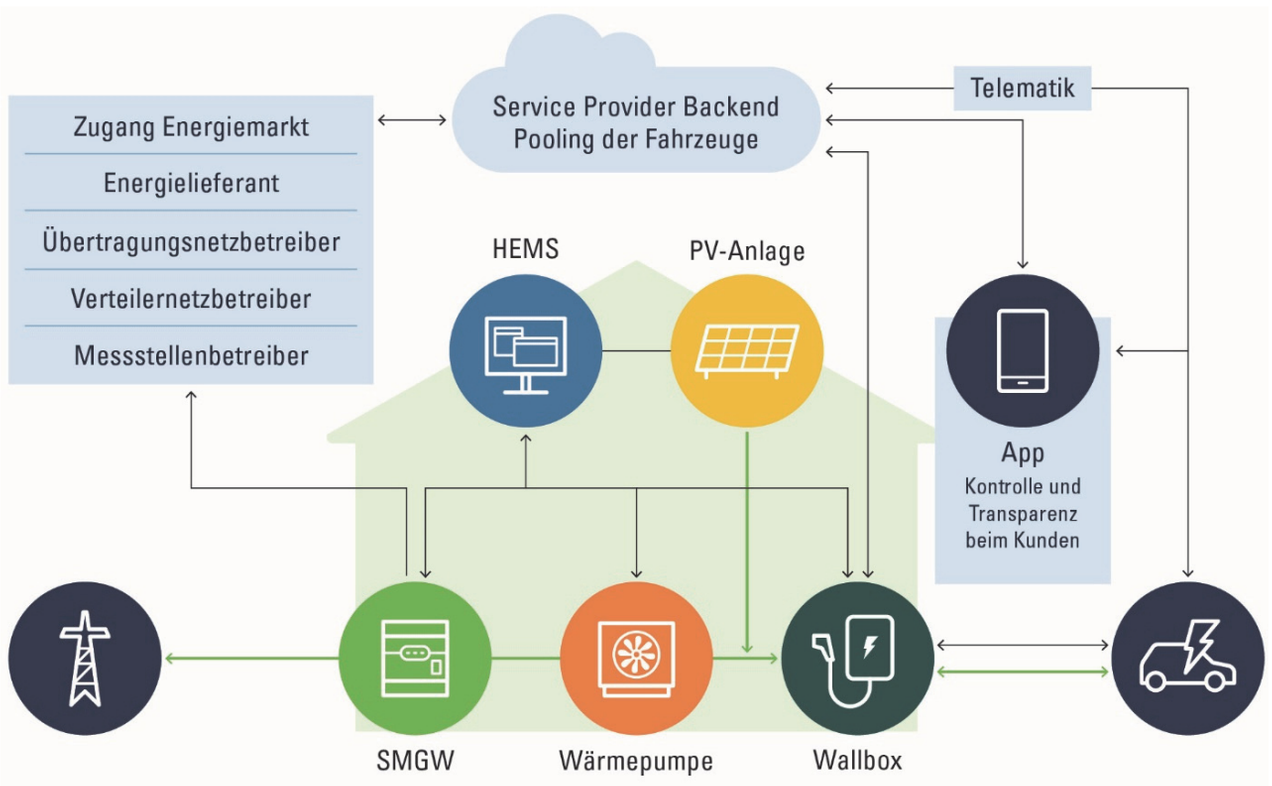


Abbildung 1: Vereinfachte Darstellung bidirektionales Laden; Quelle auf Grundlage von BDL

Der mögliche Beitrag zur Reduktion der (lokalen) CO_2-Emissionen und zur Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien ist dagegen aufgrund des steigenden Anteils an erneuerbarem Strom im Energiesystem (80 % in 2030) überschaubar. Mit Blick auf die Verteilnetze ist davon auszugehen, dass es im Falle einer intensiven Nutzung des bidirektionalen Ladens eines zusätzlichen Netzausbaus bedarf.

Die Mitglieder des Beirats der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur haben das gemeinsame Ziel, das bidirektionale Laden diskriminierungsfrei zu ermöglichen und die o.g. Potenziale insbesondere für die Nutzerinnen und Nutzer selbst und auch für das Energiesystem zu erschließen.

Entsprechende Geschäftsmodelle werden gegenwärtig entwickelt, erprobt und in den nächsten Jahren im Markt eingeführt.

Unter den unterschiedlichen Anwendungsfällen wird sich zunächst V2H/V2B am Markt etablieren, mittelfristig wird sich V2G über Aggregatoren bzw. Dienstleister im Markt entwickeln.

Es ist also davon auszugehen, dass V2H- und V2B-Use Cases wie die Eigenverbrauchserhöhung, das tarifoptimierte Laden und Entladen von Elektrofahrzeugen oder das Lastmanagement gewerblicher Nutzerinnen und Nutzer, in den kommenden Jahren die ersten am Markt vertretenen Anwendungsfälle sein werden. V2G-Use Cases wie die Teilnahme an Strommärkten (Intraday, day-ahead) und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Regelenergie, Re-dispatch) werden sich schrittweise am Markt etablieren.

Die Beiratsmitglieder sind sich einig, dass alle Anwendungsfälle diskriminierungsfrei, standardisiert und in einem wettbewerblichen Umfeld umgesetzt werden müssen.

Für eine erfolgreiche flächendeckende Einführung des bidirektionalen Ladens ist die Verfügbarkeit von geeigneten bidirektionalen Fahrzeugen und Ladeeinrichtungen sowie deren Interoperabilität vom Fahrzeug über die Ladeeinrichtung bis zum Netzanschlusspunkt zentral. Auch die zunehmende Digitalisierung der Netze einschließlich der Verbreitung intelligenter Messsysteme und pragmatischer Messkonzepte sowie eine flächenmäßig verbesserte Mobilfunkabdeckung spielen dabei eine wesentliche Rolle.

Grundsätzlich nimmt die Anzahl der am Markt verfügbaren bidirektionalen Fahrzeuge und Ladeeinrichtungen zu. Bereits verfügbare Systeme unterscheiden sich jedoch noch hinsichtlich der unterstützten Use Cases und arbeiten mangels standardisierter Systemnormen bislang nur auf proprietärer Basis.

In den kommenden Jahren erwartet der Beirat eine deutliche Steigerung der am Markt verfügbaren bidirektionalen Fahrzeuge und Ladeeinrichtungen. Ziel sind Plug & Play Lösungen, d.h. standardisierte, interoperable und barrierefreie Systeme, in denen die Kundin oder der Kunde verschiedene Fahrzeuge mit unterschiedlichen Ladeeinrichtungen verbinden und mit dem Energiemanagementsystem zu Hause einfach vernetzen kann.

Mit zunehmender Marktdurchdringung führt das bidirektionale Laden in den Verteilnetzen zu veränderten Last- und Einspeisekurven. Wie sich diese auf die Auslastung des jeweiligen Stromnetzes auswirken, hängt u. a. davon ab, welche bidirektionalen Use Cases angeboten und von Kundinnen und Kunden tatsächlich genutzt werden.

Die Beiratsmitglieder aus der Energiewirtschaft gehen jedoch davon aus, dass bidirektionales Laden bei einer intensiven Nutzung als Flexibilitätsoption im Stromsystem (d.h. Energie- und Regelenergiemarkt) mit einem zusätzlichen Netzausbaubedarf im Verteilnetz einhergeht. Nur durch die Anwendung des § 14a EnWG kann es unabhängig vom bidirektionalen Laden temporär zu geringeren Netzausbaubedarfen kommen.

Die Automobilwirtschaft vertritt die Auffassung, dass V2H (Optimierung Eigenverbrauch) und die

marktorientierten Anwendungsfälle von V2G (Teilnahme an Strommärkten) den größten Nutzen für Nutzerinnen und Nutzer sowie das Energiesystem bergen. In Ergänzung zur Position der Energiewirtschaft weist die Automobilindustrie darauf hin, dass die Netze aufgrund der Elektrifizierung von Wärme und Mobilität umfassend ausgebaut und digitalisiert werden müssen. Bei einer realistischen Durchmischung der Use Cases und den richtigen Rahmenbedingungen (zeitvariable Netzentgelte, § 14c EnWG) kann das bidirektionale Laden den Netzausbaubedarf gegebenenfalls positiv beeinflussen, etwa im Vergleich zu Szenarien mit hohen Anteilen an preisgesteuerten unidirektionalen Ladeanwendungen.

Zur Umsetzung von bidirektionalem Laden muss für alle Anwendungsfälle ein passender technischer und regulatorischer Rahmen geschaffen werden.

Damit sich das bidirektionale Laden im Massenmarkt etablieren kann, sind aus Sicht des Beirats insbesondere folgende technische und regulatorische Weichenstellungen erforderlich.

Technische Weichenstellungen:

Aus technischer Sicht sind international anwendbare und interoperable Plug & Play Lösungen das Ziel und zentraler Erfolgsfaktor für eine flächendeckende Markteinführung in Deutschland.

In folgenden relevanten Normengebinden sind weitreichende Erweiterungen für das bidirektionale Laden erforderlich:

- Elektrische Sicherheit: Anpassung bzw. Erweiterung der bisherigen Sicherheitsparameter zur elektrischen Verbindung zwischen Ladeinrichtung und Fahrzeug

- Netzanschluss: Anpassung der Parameter zur Anbindung wechselnder mobiler Speicher (E-Fahrzeuge) an unterschiedliche Netzverknüpfungspunkte (im Unterschied zu rein stationären Anwendungen wie z.B. Heimspeicher)

- Digitale Kommunikation: Überführung der mittlerweile etablierten und nahezu voll entwickelten Standards zur Verknüpfung der einzelnen Bausteine des Gesamtsystems "Fahrzeug – Ladeeinrichtung – Backend" in die Anwendungsphase

- Messen, Steuern, Digitalisieren: Notwendige Regelwerke zur Verknüpfung der digitalen Kommunikation „Fahrzeug – Ladeeinrichtung – Backend" zu Mess- und Steuerungsanwendungen.

Die Normung und Standardisierung im Bereich bidirektionales Laden basiert größtenteils auf Projekten der ISO- bzw. IEC-Ebene. Die internationale Ausrichtung dieser Normungs- und Standardisierungsvorhaben stellt sicher, dass weltweit weitgehend einheitliche Anforderungen an das Gesamtsystem gestellt werden.

Die Erweiterung der verschiedenen, internationalen Standards für die Nutzung aller Anwendungsfälle ist angestoßen und soll zu großen Teilen in den Jahren 2025 bis 2027 umgesetzt werden.

Für die standardisierte Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladeeinrichtung ist die ISO 15118-20 unerlässlich. Aussagen der Fahrzeughersteller in den Cleanroom[1]-Gesprächen der NLL zufolge wird die Norm ab 2025 von allen befragten Herstellern implementiert sein.

Regulatorische Weichenstellungen:

Um das Potenzial des bidirektionalen Ladens für alle Use Cases (V2G und V2H) zu erschließen, müssen die im aktuellen rechtlichen Rahmen bestehenden Hindernisse bzw. Benachteiligungen für die

[1] Am Update 2023 der Cleanroom-Gespräche haben hauptsächlich deutsche und europäische Hersteller teilgenommen, deren Marktanteil im Pkw-Sektor knapp 80 % beträgt.

Stromspeicherung bzw. zurückgespeisten Strom hinsichtlich der Pflicht zur Zahlung von Entgelten, Abgaben und Umlagen ganzheitlich beseitigt werden. Dies ist unabhängig von der Art des Speichers vorzusehen. Hierfür muss zeitnah ein übergreifender Rechtsrahmen geschaffen werden.

Zudem fehlt es insbesondere beim Thema „Datenverfügbarkeit" aus dem Fahrzeug bislang an einer europaweit einheitlichen Regelung, wie die Nutzerin oder der Nutzer auf die Daten zugreifen und diese auch Aggregatoren bzw. Dienstleistern zur Verfügung stellen kann.

Insbesondere folgende Punkte müssen von der Bundesregierung zeitnah im Rechtsrahmen angepasst werden:

- Die aktuelle Einordnung der Zwischenspeicherung von aus dem Netz entnommenen Kilowattstunden hinsichtlich der Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten, Abgaben und Umlagen als „Letztverbrauch" benachteiligt die Stromspeicherung systematisch, da der zwischengespeicherte Strom sowohl im Rahmen der Zwischenspeicherung als auch bei dem eigentlichen Letztverbrauch – und damit doppelt – mit Stromnebenkosten belastet wird.

- Um eine solche Doppelbelastung zu vermeiden, dürfen bei der Stromspeicherung keine Netzentgelte, Abgaben und Umlagen anfallen. Dies stellt auch keine Bevorzugung dar, da lediglich eine Doppelbelastung vermieden wird. Alle Netzentgelte, Abgaben und Umlagen werden schließlich beim finalen Letztverbrauch entrichtet.

- Zwischengespeicherter „grüner" Strom muss seine ausgewiesene Eigenschaft beibehalten und weiterhin als Grünstrom nach dem EEG gefördert und vermarktet werden dürfen, auch wenn dieser in einem Speicher zwischengespeichert wird, in dem sich auch Graustrom aus dem Netz befindet. Das speicherbezogene Ausschließlichkeitsprinzip nach §§ 3 Nr. 1, 2.HS, 19 Abs. 3 EEG ist daher anzupassen.

- Grundsätzlich ist für das bidirektionale Laden ein pragmatisches und umsetzbares Messkonzept erforderlich, das die Abgrenzung von zwischengespeicherten Grau- und Grünstrom-Mengen sowie der ins öffentliche Stromnetz rückgespeisten Strommengen zulässt.

- Damit die Nutzerin oder der Nutzer auf, die für das bidirektionale Laden notwendigen Daten aus dem Fahrzeug zugreifen bzw. diese an Dritte für weitere Dienstleistungen übertragen kann, ist die Umsetzung und Neufassung der relevanten europäischen Regelwerke unverzichtbar. Die europäischen Anforderungen zu den für das bidirektionale Laden notwendigen Energie- und Leistungsdaten aus dem Fahrzeug (z.B. nutzbare Energiemenge, Lade- und Entladeleistung), etwa in Art. 20a, Absatz 3 aus der RED III, müssen daher in nationales Recht umgesetzt werden. Grundsätzlich ist dabei darauf zu achten, dass der Datenzugriff automatisiert und standardisiert geschehen sollte.

Auf Grundlage bestehender Vorarbeiten (BDEW-Papier PG Daten, VDA-Papier PG Laden) setzen Automobilindustrie und Energiewirtschaft zusammen mit den verantwortlichen Behörden sowie ADAC und Verbraucherverbänden einen Expertendialog zu den für das bidirektionale Laden notwendigen Energie- und Leistungsdaten und ihrem Austausch auf und erarbeiten eine Liste der notwendigen Datenpunkte zur digitalen Kommunikation. Der Beirat zeigt eine eindeutige und umfassende Roadmap auf, um den Weg für die flächendeckende Einführung des bidirektionalen Ladens zu ebnen. Demnach ist mit marktfähigen – noch proprietären – Vehicle-to-Home-Anwendungen ab 2025 zu rechnen, erste proprietäre V2G-Lösungen dürften mit einem gewissen zeitlichen Versatz in den Markt kommen.

Ab 2027/2028 kann es zu einem Hochlauf von interoperablen, standardisierten Lösungen bei V2H

und bei V2G kommen, die die wichtigsten Use Cases ermöglichen, wenn die entsprechenden Standards vorliegen. Die hierfür notwendigen regulatorischen und technischen Weichenstellungen sollten bis dahin umgesetzt sein. Der Gesetzgeber muss also möglichst zeitnah auf europäischer und nationaler Ebene tätig werden. Parallel dazu müssen die international gültigen technischen Standards sukzessive weiterentwickelt werden.

Die Einführung des bidirektionalen Ladens sollte während des gesamten Prozesses durch umfassende und transparente Maßnahmen zur Verbraucherinformation flankiert werden. Dabei stehen die beteiligten Unternehmen, die Verbraucherzentralen und Automobilclubs in besonderer Verantwortung. Der Beirat der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur wird den Prozess auch in Zukunft konstruktiv begleiten.

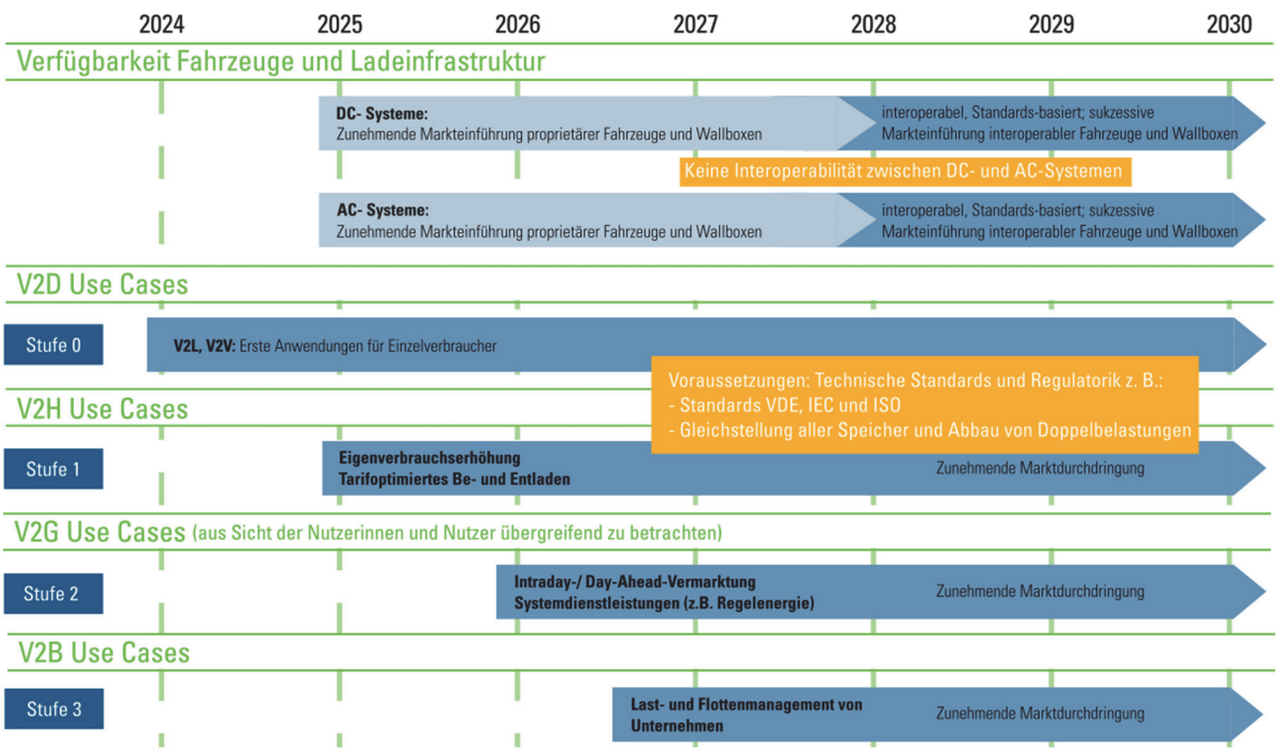


Abbildung 2: Roadmap Bidirektionales Laden; Quelle: eigene Darstellung

AG Ergebnisse

1 Einleitung

Die Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag verdeutlicht, dass zur Erreichung des Pariser Klimaziels die Energiewende mit Tempo vorangebracht werden muss. In diesem Zusammenhang wurde im Koalitionsvertrag u. a. explizit als Zielsetzung formuliert, „bidirektionales Laden zu ermöglichen". Hierzu wurde entsprechend im Masterplan Ladeinfrastruktur II die Maßnahme 47 definiert, auch unter Berücksichtigung der industriepolitischen Relevanz für die internationale Wettbewerbsfähigkeit.

Der Beirat der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL) hat auf Bitte der NLL/ISLa diese Unterlage mit thematischen Expertinnen und Experten erarbeitet, um von Seiten der Industrie und Stakeholder Empfehlungen zur praktischen Umsetzung der Maßnahmen 47 abzugeben. Die Unterlage beschreibt ausgehend von einer Analyse des Status quo sowie möglicher Anwendungsfälle eine konkrete Roadmap mit Handlungsempfehlungen, um bidirektionales Laden diskriminierungsfrei und nutzerfreundlich zu ermöglichen. Sie stützt sich dabei im Wesentlichen auf die Ergebnisse bestehender Studien sowie auf Projekte und Erfahrungen aus der Praxis.

Bidirektionales Laden, also die optimierte Ladung von sowie Rückspeisung aus Fahrzeugbatterien in ein Heimnetz (Vehicle-to-Home, V2H) oder Gebäudenetz (Vehicle-to-Building, V2B), wie auch mit effektiver Rückspeisung in das vorgelagerte Energiesystem (Vehicle-to-Grid, V2G), stellt einen Fall von energiespeicherbasierter Flexibilität dar.

Dies eröffnet für die Nutzerinnen und Nutzer von Elektrofahrzeugen Möglichkeiten zur Optimierung ihres Energieverbrauchs sowie zusätzliche Anwendungen und Ertragsmöglichkeiten. Bidirektionales Laden ist somit ein attraktives Zusatzprodukt für die Nutzerinnen und Nutzer von E-Fahrzeugen an der Schnittstelle von Mobilitäts- und Energiesektor.

Bei entsprechenden Preissignalen können Flexibilitätsdienstleistungen für das Energiesystem erbracht und damit weitere Erlöspotenziale für die Kundinnen und Kunden erschlossen werden.

Über die Flexibilitätsdienstleistungen kann bidirektionales Laden einen Beitrag zur Sektorkopplung leisten. Dies kann in Summe zu einer weiteren Flexibilisierung des Energieangebotes, zur Reduktion von Treibhausgasen und zur Ressourcenschonung beitragen. Zum Beitrag zur Energiewende, zum volkswirtschaftlichen Nutzen wie auch zu den Auswirkungen auf die Verteilnetze liegen unterschiedliche Meinungen vor.

Für eine erfolgreiche flächendeckende Einführung des bidirektionalen Ladens spielt in erster Linie die Verfügbarkeit von geeigneten Fahrzeugen und Ladeeinrichtungen sowie deren Interoperabilität vom Fahrzeug über die Ladeeinrichtung bis zum Netzanschlusspunkt eine zentrale Rolle, damit auf dieser Basis den Nutzerinnen und Nutzern diskriminierungsfrei Dienstleistungen angeboten werden können. Realistische Entwicklungspfade und nachvollziehbare Hochlaufszenarien für Fahrzeuge, Ladeeinrichtung und Netze werden dafür in der Unterlage aufgezeigt (AG 2).

Im Fokus der Analyse stehen die Anwendungsfälle aus Nutzersicht:

- Welche Möglichkeiten gibt es für Privat- und Gewerbekundinnen und -kunden oder durch sie beauftragte Dritte, E-Fahrzeuge als Pufferspeicher zur lokalen Erzeugung und Eigenverbrauchsoptimierung zu nutzen, um ihren Autarkiegrad zu erhöhen?

- Welche Möglichkeiten gibt es für weitere Nutzergruppen ohne Eigenerzeugung/Speicher,

Zusatzerträge aus V2G-Anwendungen durch die Vermarktung ihres Stroms bzw. ihrer Flexibilität aus der Fahrzeugbatterie zu erzielen und das Energiesystem zu stärken?

Bei allen Anwendungen werden sowohl der wirtschaftliche Nutzen einzelner Use Cases für die Nutzerin und den Nutzer als auch dafür erforderliche Anreizsysteme evaluiert. Diese Analyse erfolgt unter der Prämisse, nachhaltige und tragfähige Geschäftsmodelle zu ermöglichen, die von Verbraucherinnen und Verbrauchern (Privat- und Gewerbekunden) und Aggregatoren umgesetzt werden können und mittelfristig ohne Förderung auskommen (AG 3).

In der Unterlage werden darüber hinaus die zur Einführung des bidirektionalen Ladens benötigten technischen und rechtlichen Regelwerke aufgezeigt. Dabei wird insbesondere auf bestehende Hürden für das bidirektionale Laden und Schwächen des aktuellen Rechtsrahmens (u.a. EnWG, EEG und EnFG) für Stromspeicher eingegangen. Auch wird eine Einordnung zu den technischen Anschlussregeln (TAR) und den technischen Anschlussbedingungen (TAB) sowie zu den technischen und kommunikativen Standards zwischen Fahrzeugen, Ladeeinrichtungen (insb. Wallboxen) und Energiemanagementsystemen bzw. auch Netzanschlusspunkten getroffen. Außerdem wird auf die europäischen Anforderungen zu den für das bidirektionale Laden notwendigen Energie- und Leistungsdaten etwa aus der RED III eingegangen, deren zügige Umsetzung in nationales Recht den erforderlichen Rechtsrahmen schaffen muss. Auf Basis der Analyse werden Vorschläge unterbreitet, um den technischen und regulatorischen Rahmen sukzessive weiterzuentwickeln und die Voraussetzungen für die erfolgreiche Einführung des bidirektionalen Ladens zu schaffen (AG 4 und AG 5).

Abschließend werden in einer Roadmap Entwicklungspfade sowie Chancen und Risiken dargestellt und Handlungsempfehlungen ausgesprochen. Es wird ein Weg aufgezeigt, wie und in welchem Umfang E-Fahrzeuge nutzerfreundlich und intelligent für das bidirektionale Laden genutzt werden können, um damit sowohl zusätzliche Anwendungen als auch Ertragsmöglichkeiten zu schaffen. Ziel ist, das bidirektionale Laden für alle Beteiligten diskriminierungsfrei zu ermöglichen (AG 6).

2 Verfügbarkeiten von Fahrzeugen, Lademöglichkeiten und Netzkapazitäten

Die Einführung und der breitere Einsatz von bidirektionalem Laden setzt die Verfügbarkeit von bidirektional ladefähigen Fahrzeugen und Ladeeinrichtungen sowie entsprechender Energiemanagement- und Messsysteme sowie Messkonzepten voraus. In den folgenden Abschnitten werden daher realistische Entwicklungspfade und nachvollziehbare Hochlaufszenarien für die betreffenden Fahrzeuge und Ladeeinrichtungen aufgezeigt. Darüber hinaus stellt bidirektionales Laden Anforderungen an die Messtechnik und den Netzanschluss.

2.1 Verfügbarkeiten von Fahrzeugen

Bislang wurde das Rückspeisen von Strom ins Gebäude (V2H) oder in das Energiesystem (V2G) im Rahmen von Feldversuchen und Pilotprojekten in der Regel über eigens umgerüstete Fahrzeuge sowie über prototypische Ladeeinrichtungen umgesetzt. Mittlerweile ist absehbar, dass eine zunehmende Reihe der am Markt verfügbaren Elektrofahrzeuge bidirektionale Ladetechnologien unterstützen werden. Da aber

auch auf der Fahrzeugseite die notwendigen Systemnormen noch nicht verfügbar sind (vgl. Kapitel 4), handelt es sich um proprietäre Implementierungen, sodass die Interoperabilität bislang nicht sichergestellt ist.

Bei der Umsetzung des bidirektionalen Ladens greifen die Hersteller bei der Rückspeisung auf AC- sowie DC-Lösungen zurück. Eine Mehrzahl der Hersteller hat zunächst die Rückspeisung von Gleichstrom (DC) technisch umgesetzt, da dies im Fahrzeug ohne zusätzliches Bauteil softwareseitig freigeschaltet werden kann. Die DC-Rückspeisung setzt jedoch eine spezielle, derzeit vergleichsweise höherpreisige DC-Wallbox voraus. Die Rückspeisung von Wechselstrom (AC) erfordert hingegen einen sogenannten bidirektionalen Onboard-Charger (OBC) im Fahrzeug, wobei die bidirektionale AC-Wallbox aktuell Kostenvorteile gegenüber der DC-Wallbox bietet. Aufgrund unterschiedlicher Vorteile und Anwendungsfälle geht der Beirat grundsätzlich davon aus, dass sich beide Technologien – DC und AC – am Markt etablieren werden.

Der Beirat erwartet, dass die Anzahl der am Markt verfügbaren bidirektionalen Fahrzeuge in den kommenden Jahren weiter ansteigen wird. Die Ergebnisse der sogenannten Cleanroom-Gespräche, welche durch die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur mit den Automobilherstellern geführt wurden, weisen darauf hin, dass sich die Verfügbarkeit bidirektionaler Fahrzeuge neuer Modellgenerationen ab dem Jahr 2025 spürbar vergrößern wird (siehe Abbildung 3 und Anlage 1). Für das Jahr 2025 beabsichtigen demnach mindestens zwei Hersteller, mindestens 25 Prozent ihrer Fahrzeuge bidirektional auszuliefern, mindestens ein Hersteller plant 50 Prozent und mindestens ein Hersteller plant 75 Prozent. Die für die bidirektionale Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladeeinrichtung relevante Norm ISO 15118-20 soll ab 2025 von allen befragten Herstellern implementiert sein.

Laut Koalitionsvertrag der Bundesregierung sollen im Jahr 2030 bis zu 15 Mio. vollelektrische Fahrzeuge auf deutschen Straßen zugelassen sein, die eine Speicherkapazität von mehreren hundert GWh aufweisen werden. Stand heute sind es knapp 1,2 Millionen.

	2025	2030	2035
Rückspeisefähigkeit AC	Mind. ein Hersteller plant mind. 25 %.	Mind. zwei Hersteller planen mind. 75 %.	
Rückspeisefähigkeit DC	Mind. ein Hersteller plant mind. 25 %. Mind. ein Hersteller plant mind. 50 %. Mind. ein Hersteller plant mind. 75 %.	Mind. ein Hersteller plant mind. 50 %. Mind. ein Hersteller plant mind. 75 %.	Mind. die Hälfte der Hersteller planen mind. 75 %.
Vehicle-to-Device	Mind. ein Hersteller plant mind. 25 %. Mind. ein Hersteller plant mind. 75 %.	Mind. ein Hersteller plant mind. 25 %. Mind. ein Hersteller plant mind. 75 %.	Mind. drei Hersteller planen 50-75 %.
ISO 15118-20	Alle Hersteller werden ab 2025 die ISO 15118-20 implementiert haben.		

Abbildung 3: Cleanroom-Gespräche der NLL; Quelle: NLL

Da v. a. ab 2025 steigende Neuzulassungen erwartet werden, ist also unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Cleanroom-Gespräche davon auszugehen, dass 2030 im deutschen Markt bereits eine signifikante Anzahl vollelektrischer Fahrzeuge grundsätzlich rückspeisefähig sein wird.

Eine Modellierung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft München e.V. kommt zu dem Ergebnis, dass 2030 mehr als ein Drittel der vollelektrischen Fahrzeuge im Markt bidirektional genutzt werden sollten, um die erneuerbaren Energien effizient zu nutzen und die volkswirtschaftlichen Kosten des Energiesystems zu minimieren.[2] Unter den getroffenen Annahmen zur weiteren Entwicklung bei den Systemkosten und den Erlöspotenzialen würden demnach 2030 gut 3 bis 5 Mio. Fahrzeuge bidirektional eingesetzt werden können. In der Praxis wird die tatsächliche Anzahl der bidirektional genutzten Fahrzeuge von zahlreichen Parametern abhängen, wobei die Annahme des bidirektionalen Ladens durch die Nutzerinnen und Nutzer ausschlaggebend ist. Dafür sind nach Einschätzung des Beirats vollständig standardisierte, interoperable Lösungen sowie ein Proof of Concept wie auch ein attraktiver Business Case erforderlich. Letztere müssen durch die Anbieter erbracht bzw. gewährleistet werden.

2.2 Verfügbarkeiten von Ladeeinrichtungen

Neben der Verfügbarkeit bidirektionaler Fahrzeuge setzt das bidirektionale Laden entsprechende Ladeeinrichtungen voraus. Mangels vorhandener technischer Normen ist die Verfügbarkeit bidirektionaler Ladeeinrichtungen gegenwärtig rein auf Prototypenbasis in der Praxis gegeben.

Dem Beirat sind 21 bidirektionale Ladeeinrichtungen unterschiedlicher Hersteller bekannt, deren Markteinführung angekündigt oder die in Pilotprojekten eingesetzt wurden. Die Marktreife der unterschiedlichen Systeme unterscheidet sich dabei. Es sind bisher mehrere proprietäre bidirektionale DC-Ladeeinrichtungen angekündigt, die jedoch überwiegend auf wenige Fahrzeugmodelle am Markt begrenzt sind und überwiegend in einer eins-zu-eins Beziehung interagieren. Gegenwärtig sind DC-Ladeeinrichtungen erheblich teurer als AC-Ladeeinrichtungen. Mittel- bis langfristig dürften sich die Kosten bidirektionaler DC-Ladeeinrichtungen aufgrund von Skalierungen reduzieren. Einige angekündigte Lösungen zum bidirektionalen Laden am Markt vereinen den PV-Universalwechselrichter mit der DC-Ladeeinrichtung in einem Gerät, um den DC-Strom der PV-Anlage sowie den vergleichbaren DC-Strom der Fahrzeugbatterie in einem Gerät netzkonform ins Hausnetz einzuspeisen.

Die Verfügbarkeit bidirektionaler AC-Lade-einrichtungen ist ab 2024 auf proprietärer Basis zu erwarten und dürfte nach Einschätzung des Beirats mit der Verfügbarkeit von vorhandenen internationalen Normen stark zunehmen.

[2] T. Kern and S. Kigle, "Modeling and evaluating bidirectionally chargeable electric vehicles in the future European energy system," Energy Reports, vol. 8, no. 16, p. 694–708, 2022. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.10.277

	AC	DC		AC	DC		AC	DC		AC	DC
ABB	○	✓	Delta	✓	✓	Evtec	○	✓	Kostal	○	✓
Ambibox	○	✓	Eaton	○	✓	Fermata	○	✓	Nichicon	○	✓
AME	○	✓	Enovates	○	✓	Ford	○	✓	Nuvve	○	✓
BorgWarner	○	✓	Enphase	○	✓	InCharge	○	✓	Silla	○	✓
dcbel	✓	✓	Enteligent	○	✓	Indra	○	✓	Wallbox	○	✓

Abbildung 4: Verfügbarkeiten Ladeeinrichtungen; Quelle TMH

2.3 Auswirkungen auf Energiesystem und Stromnetze

Grundsätzlich gilt, dass das Stromsystem in Deutschland zunehmend dezentraler und flexibler wird. Bidirektionales Laden stellt, wie beispielsweise Lastmanagement, eine spezifische Flexibilitätsart dar. Als Flexibilitätsoption kann bidirektionales Laden einen Beitrag zur Sektorkopplung leisten. Zum zukünftigen Beitrag zur Energiewende und zum Umfang des volkswirtschaftlichen Nutzens herrschen jedoch unterschiedliche Auffassungen:

Aus Sicht der automobilwirtschaftlichen Beiratsmitglieder kann das bidirektionale Laden in Zukunft wesentlich dabei helfen, erneuerbare Energien effizienter zu nutzen und auf diese Weise die volkswirtschaftlichen Kosten des Energiesystems und die CO_2-Emissionen zu reduzieren. Im Rahmen von Netz- und Systemdienstleistungen kann das bidirektionale Laden künftig zudem zur Stabilisierung der Stromnetze beitragen.

Für die Energie- und Ladebranche ist bidirektionales Laden ebenfalls ein Baustein für die Energiewende. Ein volkswirtschaftlicher Nutzen entsteht jedoch nur dann, wenn das Angebot an Flexibilität aus Elektrofahrzeugen hinreichend groß und wettbewerbsfähig mit anderen Flexibilitätslösungen ist und nicht durch steigende Gleichzeitigkeiten einen zusätzlichen Netzausbau auf Verteilnetzebene verursacht. Zudem reduziert sich der mögliche Beitrag zur Reduktion der CO_2-Emissionen stetig durch den steigenden Anteil an erneuerbaren Strom (80 % in 2030).

Mit Blick auf eine mögliche Rückwirkung auf die Stromnetze muss bezüglich der Wirkung bzw. Nutzung von bidirektionalem Laden zwischen den Netzebenen unterschieden werden.

Für die Übertragungsnetzebene könnte bidirektionales Laden in Zukunft zur Bereitstellung von positiver und negativer Regelenergie in den Regelenergiemarkt eingebunden werden. Hierzu finden aktuell erste Pilotprojekte/F&E-Projekte u. a. bei Bayernwerk und Tennet sowie Transnet BW statt.

In den Verteilnetzen kann bidirektionales Laden künftig bei einer größeren Marktdurchdringung zu veränderten Last- und Einspeisekurven in den Ortsverteilnetzen führen. Wie sich diese auf die Kapazitäten des jeweiligen Stromnetzes auswirken, hängt u. a. davon ab, welche bidirektionalen Use Cases angeboten und von Kundinnen und Kunden tatsächlich genutzt werden.

Die energiewirtschaftlichen Mitglieder des Beirats gehen davon aus, dass bidirektionales Laden mit Blick auf das Verteilnetz nach heutigem Kenntnisstand keine Reduktion des Ausbaubedarfs bewirkt, da bidirektionales Laden in erster Linie für die Optimierung des Eigenverbrauchs sowie zur Vermarktung im Rahmen der Strombörse oder Regelenergie eingesetzt wird. Eher wird mit einem steigenden Ausbaubedarf der Verteilnetze gerechnet.

Die Automobilwirtschaft teilt die Auffassung, dass V2H (Optimierung Eigenverbrauch) und die marktorientierten Anwendungsfälle von V2G (Teilnahme an Strommärkten) den größten Nutzen für Nutzerinnen und Nutzer sowie das Energiesystem

bergen. In Ergänzung zur Position der Energiewirtschaft weist die Automobilindustrie darauf hin, dass die Netze aufgrund der Elektrifizierung von Wärme und Mobilität umfassend ausgebaut und digitalisiert werden müssen. Bei einer realistischen Durchmischung der Use Cases und den richtigen Rahmenbedingungen (zeitvariable Netzentgelte, § 14c EnWG) kann das bidirektionale Laden den Netzausbaubedarf gegebenenfalls positiv beeinflussen, etwa im Vergleich zu Szenarien mit hohen Anteilen an preisgesteuerten unidirektionalen Ladeanwendungen.

Die Energiewirtschaft führt an, dass sich durch den Wechsel der Ladeeinrichtung von einer reinen Verbrauchseinrichtung hin zu einer rückspeisefähigen Anlage zudem die Komplexität beim Netzanschluss, bei der Energiemengenbilanzierung/-abrechnung und der Leistungsvorhaltung im lokalen Netzabschnitt erhöhen. Hinzu kommen erhöhte prozessuale und administrative Aufwände für diese Aufgaben bei allen beteiligten Marktrollen. Bidirektionales Laden führt außerdem zu höheren Netzkosten, während zugleich Kundinnen und Kunden mit bidirektionalem Laden im Falle einer PV-Eigenverbrauchsoptimierung aufgrund ihres sinkenden Strombezugs weniger Netzentgelte zahlen.

Die Automobilindustrie vertritt hingegen die Auffassung, dass die dezentrale Energiewende veränderte Anforderungen mit sich bringt, die nur unwesentlich mit bidirektionalem Laden zusammenhängen. Die Komplexität bei Netzanschluss, Bilanzierung und Abrechnung entsteht in vergleichbarer Weise bei PV-Anlagen und bivalenten Speichern. Netzbetreiber und Lieferanten stehen insofern vor der Herausforderung, ihre Netze und Marktprozesse zu digitalisieren. Höhere Netzkosten sind aufgrund des bidirektionalen Ladens nicht zu erwarten. Studien zufolge (FfE, AGORA, ETH, P3) können die volkswirtschaftlichen Kosten des Energiesystems durch bidirektionales Laden vielmehr reduziert werden.

Exkurs: Ergebnisse des BDL-Projekts der FfE

In dem vom BMWK geförderten Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement – BDL“ wurde ein ganzheitliches, nutzerorientiertes Angebot zur Integration von bidirektionalen Elektrofahrzeugen in das Energiesystem entwickelt und erprobt.

Untersucht wurden einerseits die Auswirkungen auf das europäische Energiesystem und andererseits auf lokale Stromnetze in Deutschland. Ein Auszug der umfangreichen Forschungsergebnisse wird nachfolgend beispielhaft dargestellt.

1. Bidirektionales Laden im europäischen Energiesystem

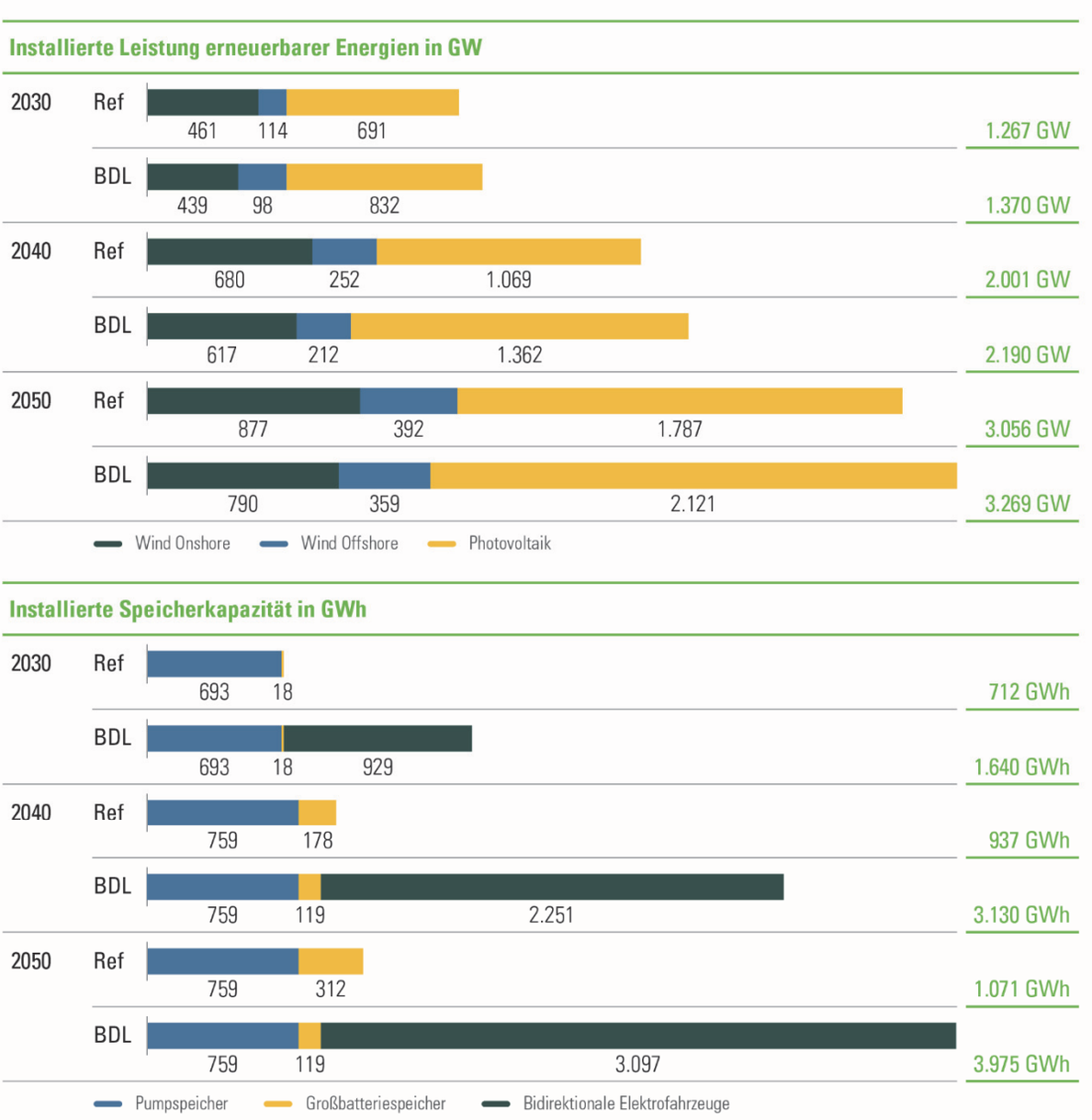


Abbildung 5: Installierte Leistung erneuerbarer Energien, thermischer Kraftwerke und installierte Speicherkapazität mobiler und stationärer Speicher in Europa für die Jahre 2030 bis 2050 für die beiden Szenarien Ref und BDL; Quelle: FFE

Im BDL-Projekt wurden Untersuchungen zu den Auswirkungen des bidirektionalen Ladens (insb. V2G) auf das europäische Energiesystem vorgenommen. Teile der Ergebnisse werden oben dargestellt. Insgesamt muss bei den Ergebnissen des BDL-Projekts beachtet werden, dass es sich um eine **gesamteuropäische Betrachtung** handelt und dies u. a. die angenommene Energieverteilung beeinflusst und Einsparpotentiale vor allem im europäischen Süden mit hohen PV-Potenzialen zum Tragen kommen.

Unter der Annahme, dass ca. 30 % des Bestands an Elektrofahrzeugen bidirektional laden und als Speicher zur Vermarktung genutzt werden könnten, ergeben sich gegenüber einem Referenzszenario ohne den Einsatz von Elektrofahrzeugen („Ref") reduzierte Bedarfe für den Aufbau von Spitzenlastkraftwerken (Gas und Wasserstoff) und Großbatteriespeichern. Darüber hinaus wurden im Rahmen des BDL-Projekts durch das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) Untersuchungen zu den Auswirkungen des bidirektionalen Ladens auf die Integration von Erneuerbaren Energien und die Vermeidung der Abregelung von EE-Überschussmengen vorgenommen.

In betroffenen Regionen mit hoher EE-Erzeugung und Einspeisung (insb. im europäischen Süden mit hohen PV-Potentialen) konnte eine Reduzierung der Abregelmengen um bis zu 20 % aufgezeigt werden.

2. Bidirektionales Laden im lokalen Verteilnetz

		Netze mit Ausbaubedarf 2040
Use Cases Analyse	V2G: Vermarktung an Strombörse und STAU*-Reduktion	71 %
	V1G: Gesteuertes Laden mit variablen Stromtarifen	69 %
	Referenz: Alle Flex-Optionen bedarfsgeführt (z. B. Direktladen)	43 %
	V2H: PV-Eigenverbrauchserhöhung und Spitzenlastkappung im Gewerbe	42 %
Use Case Mischung	Real: Realistisches Szenario mit Use Case Mix (17% V2H, 13% V2G, 70% Direktladen)	41 %
	Real, §14a: Realistisches Szenario und §14a EnWG (Entwurf: Vollflexibel, Eingriffsdauer 2h)	32 %

Abbildung 6: Übersicht der Netze mit Ausbaubedarf in den unterschiedlichen Use Cases für die bidirektionalen Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher im Jahr 2040

*STAU: Steuern, Abgaben, Umlagen

Insgesamt zeigen sich im BDL-Projekt je nach Use Case und angenommener Teilnahme aller Fahrzeuge an diesen Use Cases unterschiedliche Auswirkungen auf die Netzbelastung. Bidirektionales Laden kann einerseits bei Eigenverbrauchserhöhung die Netzbelastung leicht senken, aber bei rein tariflicher Optimierung anhand variabler Preise ohne Beachtung der lokalen Netzsituation diese auch deutlich erhöhen.

Die im Rahmen des BDL-Projekts ermittelten Auswirkungen auf den Ausbaubedarf in den Verteilernetzen, beispielhaft dargestellt anhand eines Verteilnetzes, sind geprägt durch die mit der Nutzung von zentralen Steuersignalen (variable Stromtarife, Day-Ahead-/Intraday-preise, Steuersignale zur Erbringung von Systemdienstleistungen) ansteigende Gleichzeitigkeit beim Laden und Entladen von Elektrofahrzeugen. Folgende Ergebnisse lassen sich anhand dieses Beispiels ableiten:

1. Die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors bis 2040 führt ohne Nutzung der Flexibilität bei bedarfsgeführten Betriebsweisen in 43 % der Niederspannungsnetze zu einem Ausbaubedarf.

2. Dieser Ausbaubedarf wird durch gesteuertes (unidirektionales) Laden (V1G) mit dynamischen Stromtarifen, welches unter der Annahme, dass alle Elektrofahrzeuge daran teilnehmen, hohe Gleichzeitigkeit hervorruft, deutlich erhöht (auf 69 % der Netze). Dynamische Stromtarife müssen ab 2025 von jedem Stromversorger angeboten werden.

3. Durch bidirektionales Laden (V2G) steigen in diesem Szenario die Ausbaubedarfe durch die höhere Flexibilität auf 71 % an.

4. Eine Durchmischung der Use Cases V2H und V2G (Real; Teilnahmegrad von 30 % der Fahrzeuge) führt zu geringfügig geringeren Ausbaubedarfen als das bedarfsgeführte Laden (41 %).

5. Insbesondere durch gezielte Eingriffe der Verteilnetzbetreiber (Real, § 14a; siehe Diskussion um EnWG § 14a) oder dynamische Netzentgelte kann der Ausbaubedarf reduziert werden. Diese beiden Aspekte sind jedoch unabhängig vom Thema bidirektionales Laden zu sehen.

6. Die vorgestellten Ergebnisse zeigen, dass aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung in der Niederspannungsebene in den nächsten Jahren erheblicher Netzausbaubedarf besteht. Neben den hier im Detail betrachteten Elektrofahrzeugen sind hierfür häufig Wärmepumpen, welche im Winter hohe Gleichzeitigkeiten haben, verantwortlich.

3 Anwendungsfälle aus Sicht der Kundinnen und Kunden

Dieses Kapitel betrachtet die Anwendungsfälle bzw. Use Cases aus Sicht der Kundinnen und Kunden, die Treiber und Hindernisse für das bidirektionale Laden sowie mögliche wirtschaftliche Potenziale. Ebenfalls werden zu diesen Themenbereichen Maßnahmen zur konkreten Umsetzung vorgeschlagen.

3.1 Überblick Use Cases

Generell wird die Nutzerin oder der Nutzer durch bidirektionales Laden in die Lage versetzt, das Fahrzeug als Stromspeicher in unterschiedlicher Art und Weise zum eigenen Vorteil zu nutzen. Dabei können die Anwendungsmöglichkeiten für Kundinnen und Kunden bzw. Nutzerinnen und Nutzer danach unterschieden werden, aus welchem Teil des Energiesystems Strom bezogen oder rückgespeist wird:

1. Aus/in den **Haushalt/das lokale Netz der Kundin oder des Kunden** (hinter dem Netzanschlusspunkt mit Stromzähler des Stromversorgers bzw. Messstellenbetreibers, auch „*behind the meter*");

2. Mit Bezug/Einspeisung aus/in das **öffentliche Stromnetz** (mit Verteil- und Übertragungsnetzen, auch „*front of the meter*").

In diesem Zusammenhang gibt es folgende Use Cases, die **netzgekoppelt**, d.h. nicht getrennt vom Stromnetz, stattfinden:

- V2H (Vehicle-to-Home) mit **Eigenverbrauchserhöhung**, **tarifoptimiertem** Laden und Notstromversorgung;

- V2G (Vehicle-to-Grid) für den **Energiemarkt und Systemdienstleistungen;**

- V2B (Vehicle-to-Building) etwa für das **Last-/Flottenmanagement von Unternehmen.**

Darüber hinaus gibt es Anwendungen, die als V2L (Vehicle-to-Load) oder als Inselnetzbetrieb **netzentkoppelt**, d.h. getrennt vom Stromnetz, stattfinden. Die vorliegende Unterlage fokussiert sich jedoch auf netzgekoppelte Use Cases, da hierbei die größten Umsetzungshürden bestehen.

Der Beirat bewertet V2H und V2G als die für die Kundin oder den Kunden am relevantesten Use Cases. Diese werden daher im Folgenden betrachtet. Darüber hinaus wird der Use Case V2B betrachtet.

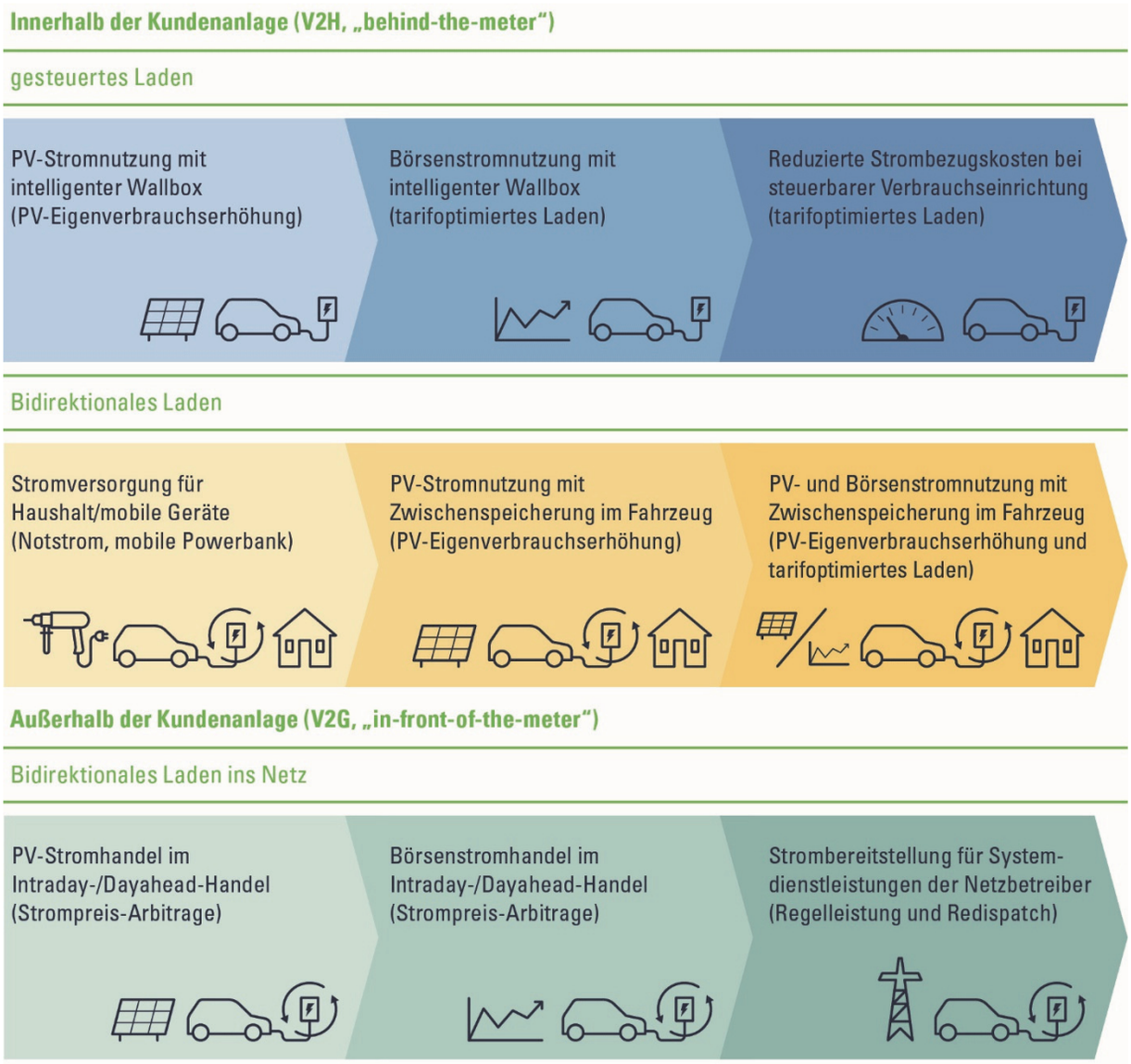


Abbildung 7: Anwendungsfälle Bidirektionales Laden, Quelle: ADAC

3.1.1 Vehicle-to-Home (V2H)

Unter dem Begriff V2H werden die Use Cases Eigenverbrauchserhöhung und tarifoptimiertes Laden/Entladen in das Lokalnetz (*behind the meter*) zusammengefasst.

Bei der **Eigenverbrauchsoptimierung** werden der Speicher des Elektrofahrzeugs und die PV-Anlage genutzt, um den Netzbezug des Haushalts zu optimieren. Bei einem Überschuss an elektrischer Energie durch die PV-Anlage wird das Fahrzeug - soweit verfügbar - geladen. Bei einem anschließenden Netzbezug des Haushalts wird das Fahrzeug - wenn möglich - so weit entladen, dass die Haushaltslast gedeckt werden kann. So kann der Netzbezug (und in Folge auch die Höhe der Netzentgelte und Netzumlagen/-abgaben) minimiert werden.

Aus regulatorischer Sicht ist dieser Anwendungsfall bereits möglich, setzt aber ab einer Leistung von 12kVA die individuelle Genehmigung des jeweiligen Netzbetreibers voraus (s.o.).

Relevante, V2H beeinflussende Faktoren sind hierbei u.a. die Leistung der PV-Anlage, der Haushaltsstromverbrauch, die Einspeisevergütung, das Ansteckverhalten des Elektrofahrzeugs, die Entladeleistung der Fahrzeugbatterie, die Verfügbarkeit von Grünstrom sowie deren saisonale und örtliche Abhängigkeit.

Weitere Potentiale für V2H ergeben sich durch das Zusammenspiel aus Wärmepumpe, sinkender Einspeisevergütung und steigenden Strompreisen.

Der Use Case **tarifoptimiertes Laden/Entladen** betrachtet die Nutzung von zeitlich variablen Stromtarifen durch das Laden zu Zeitpunkten mit niedrigen Strompreisen und das Entladen der Fahrzeugbatterie zur Versorgung des Haushalts zu Zeiten mit hohen Strompreisen. Ziel ist ein möglichst günstiger Energiebezug durch die Verschiebung des Ladens in Niedertarifzeiten und die Versorgung der Haushaltslast in Hochtarifzeiten aus der Fahrzeugbatterie.

Im Use Case **Insel(netz)betrieb** wird ein Lokalnetz ohne Verbindung zum Stromnetz betrieben, z. B. während eines Ausfalls des Verteilnetzes oder wenn ein solches nicht vorhanden ist. Hierbei wird der Strom aus dem Fahrzeug in das lokale Netz gespeist, um einen Haushalt mit Strom zu versorgen und somit einen temporär autarken Betrieb zu ermöglichen. Die Umschaltung auf den Inselnetzbetrieb durch Netztrennung erfolgt entweder manuell oder vollautomatisch. Somit kann durch diesen Use Case die Versorgungssicherheit erhöht werden.

Zur Vollständigkeit sei in diesem Zusammenhang auch kurz **Vehicle-to-Load (V2L)** und **Vehicle-to-Vehicle (V2V)** skizziert. Diese Use Cases beschreiben die Versorgung einer Einzelverbraucherin oder eines Einzelverbrauchers aus einer 230V AC-Steckdose im oder am Elektrofahrzeug oder das unmittelbare Laden eines Elektrofahrzeugs aus einem anderen Elektrofahrzeug.

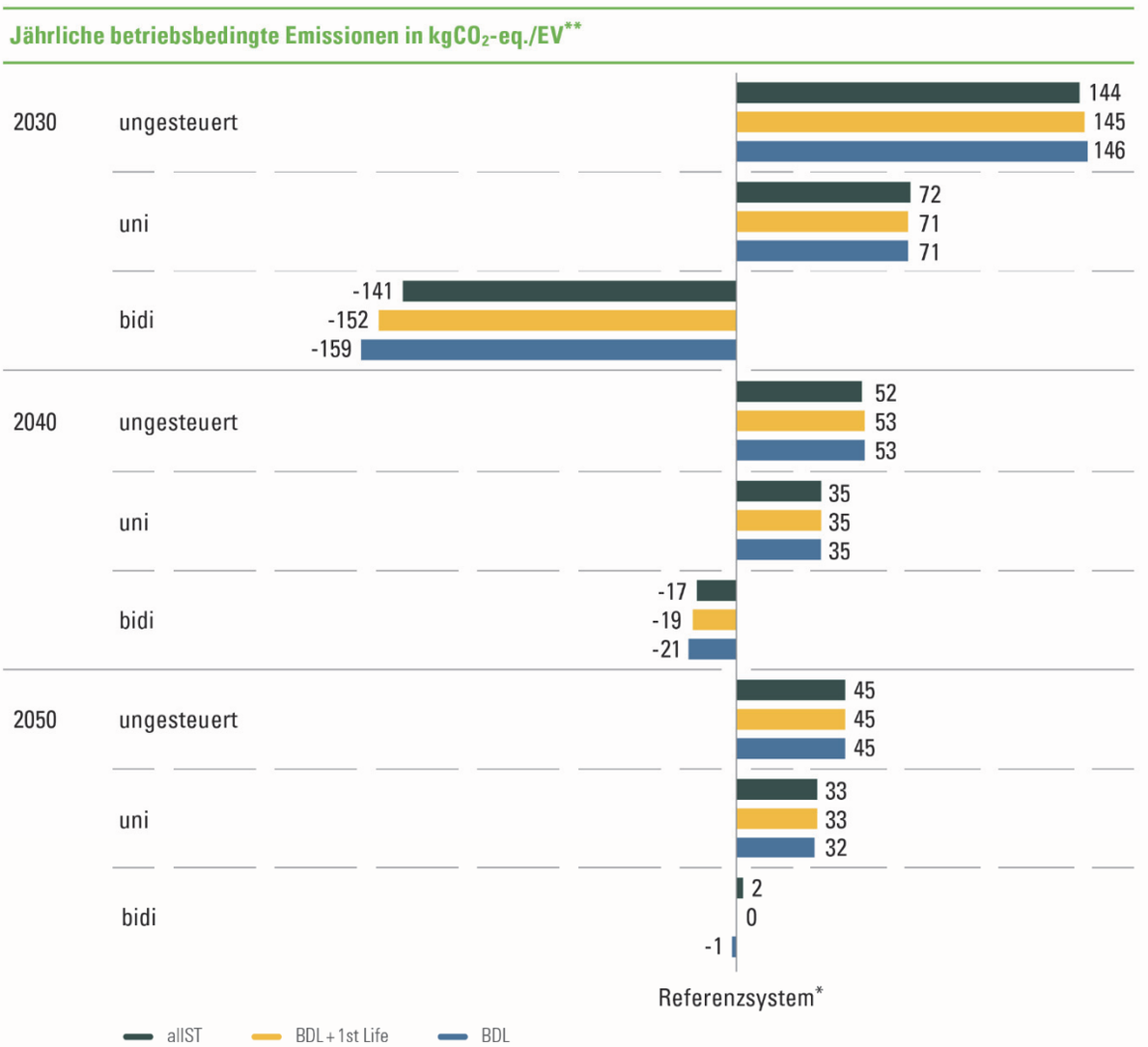
3.1.2 Vehicle-to-Grid (V2G)

Unter dem Begriff V2G werden die Use Cases, bei denen Strom aus dem öffentlichen Stromnetz (*front of the meter*) bezogen und darin eingespeist wird, zusammengefasst.

Dabei ist es möglich, dass kombiniert mehrere V2G Use Cases gemeinsam realisiert und über Vertragspartner/Aggregatoren angeboten werden. Diese Use Cases müssen aus Sicht der Nutzerinnen und Nutzer übergreifend betrachtet werden. Um diese Use Cases nutzen zu können, ist eine Weiterentwicklung des Rechtsrahmens erforderlich.

Aus Sicht der Nutzerinnen und Nutzer ist die Generierung eines finanziellen Mehrwertes zentral. Ziel ist insofern die Ladung und Zwischenspeicherung von möglichst viel kostengünstiger Energie, um diese zu einem späteren Zeitpunkt in einem wettbewerblichen Umfeld gewinnbringend einsetzen zu können. Auch sind die Zeiten niedriger Strompreise oftmals durch hohe Anteile erneuerbarer Energien gekennzeichnet. Das heißt, die V2G-Use Cases können Potenziale für zusätzliche Flexibilitäten und für die Integration von Erneuerbaren Energien bieten. Der Umfang der Potenziale ist jedoch umstritten.

Die folgende Abbildung aus dem BDL-Projekt zeigt mögliche Auswirkungen von bidirektionalem Laden („bidi“) auf die CO_2-Emissionen von E-Fahrzeugen im Vergleich zum unidirektional ungesteuerten und unidirektional preisgesteuerten Laden („uni“).



* Deutsches Energiesystem im jeweiligen modellierten Jahr; Anzahl der EVs: 12,9 Millionen in 2030 (davon 50% uni, 50% bidi), 30,3 Millionen in 2040 (davon 29% ungesteuert, 21% uni, 50% bidi) sowie 37,4 Millionen in 2050 (davon 50% ungesteuert, 50% bidi)

** Emissionen je Fahrzeug ergeben sich aus den modellierten Lade- und Entladeprofilen mit einer jährlichen Fahrleistung pro EV und Jahr: 14.052 km in 2030, 13.763 km in 2040 und 13.484 km in 2050

Abbildung 8: Einfluss der Ladestrategien auf die betriebsbedingten LCA-Emissionen des Fahrzeugs

1. Gesteuertes Laden verringert die Emissionen, indem Ladevorgänge zu Zeiten mit niedrigen Emissionen (und niedrigen Strompreisen) durchgeführt werden.

2. Bidirektionales Laden führt teilweise zu negativen Emissionen, indem Ladevorgänge zu Zeiten mit niedrigen Emissionen (und niedrigen Strompreisen) durchgeführt werden und Entladevorgänge zu Zeiten mit hohen Emissionen (und hohen Strompreisen) den Einsatz konventioneller Kraftwerke verdrängen. (Berechnung einfach durch: Emissionen Ladevorgänge - Emissionen Entladevorgänge)

3. Der Effekt ist im System 2030 in absoluten Werten deutlicher als 2040/2050, da zunehmend weniger Emissionen im Stromsystem ausgestoßen werden (und damit weniger reduziert werden können). Dafür ist der Wert eines reduzierten kgCO_2 im System 2040/2050 höher, da die Reduktion der CO_2-Emissionen zunehmend aufwendiger wird.

4. Weiterhin ist der Effekt 2030 in Deutschland beispielsweise größer als in Frankreich, da in Frankreich der Strommix durch die Kernenergie grundlegend geringere mittlere spez. Emissionen hat.

5. Unter Berücksichtigung der voraussichtlichen CO_2-Emissionen in Deutschland im Jahr 2030 stellen die Einsparungen durch bidirektionales Laden einen weiteren aber insgesamt eher kleinen Baustein zur Zielerreichung dar.

Bei V2G-Use Cases werden typischerweise eine Vielzahl von rückspeisefähigen Elektrofahrzeugen aggregiert (gebündelt) und die dadurch bereitgestellte Energiemenge zentral vermarktet. Dies erfolgt über Vertragspartner und Aggregatoren, die die Flexibilität in verschiedenen Märkten anbieten bzw. nutzen können.

Es bestehen folgende Energiemarktprodukte zur Vermarktung der Einspeisung aus Fahrzeugen:

- **Intraday**
- **Day-Ahead**

Darüber hinaus bestehen folgende netzdienliche Produkte für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB):

- Regelleistung (PRL, SRL, MRL)
- Redispatch (3.0)

Zuletzt besteht folgendes netzdienliches Produkt für Verteilnetzbetreiber (VNB):

- Netzdienstleistung im Verteilnetz

3.1.3 Vehicle-to-Building (V2B)

Der **Use Case V2B** ist ein lokaler Use Case mit mehreren Fahrzeugen und mit registrierender Leistungsmessung (RLM) an einem (Unternehmens-) Standort. Hierbei werden die rückspeisefähigen E-Fahrzeuge tarifoptimiert oder optimiert auf den Ertrag einer lokalen Erzeugungsanlage (z. B. PV-Anlage) geladen und entladen, um den Eigenverbrauch der Erzeugungsanlage zu erhöhen und den Strombezug in teuren Zeitfenstern zu minimieren. Zusätzlich kann die Spitzenlast gesenkt werden, wobei das Elektrofahrzeug zu Zeiten mit geringer Last geladen und in Zeiten der höchsten Lastspitze entladen wird. Ziel ist es, die maximale Last (im Mittel über eine Viertelstunde) im Abrechnungszeitraum (Monat/Jahr) zu senken. Als Erlösquelle fungiert ein reduzierter Leistungspreis, der für die maximale Leistung je Kilowattstunde berechnet wird.

3.1.4 Erstes Fazit zum Thema Use Cases

Der Beirat geht davon aus, dass sich voraussichtlich eine Kombination aus V2H/V2B (Eigenverbrauchsoptimierung und Tarifoptimierung) und V2G etabliert. Unter den unterschiedlichen Anwendungsfällen wird sich zunächst V2H/V2B am Markt etablieren, mittelfristig wird sich V2G über Aggregatoren bzw. Dienstleister im Markt entwickeln. Der gemeinsame Einsatz einer PV-Anlage, eines Heimspeichers und eines bidirektionalen E-Fahrzeuges kann für die Nutzerinnen und Nutzer zu einer höheren Wirtschaftlichkeit führen.

Aus der Heim- und Strommarktintegration sowie der Berücksichtigung von Mischformen ergeben sich jedoch auch Anforderungen an steuerliche und regulatorische Rahmenbedingungen (siehe auch Kapitel 5).

3.2 Treiber und Hemmnisse für die Nutzermotivation

Die Kundenmotivation und die damit verbundenen Erlöspotenziale sind stark von Fahrzeug- und Wallbox-Parametern, Lasten einer Liegenschaft (z.B. Dienstbarkeiten), den Marktpreisen und dem Nutzerverhalten abhängig. Auch an dieser Stelle kann nach Nutzergruppen (Fahrzeugnutzer, Hausbesitzer, Fuhrpark/Flotte etc.) differenziert werden. Folgende wichtigste Treiber und Hemmnisse für die Nutzermotivation sind zu nennen:

Treiber	Hemmnisse
- Sicherheit/Autarkie (u.a. in Verbindung mit der Wärmeerzeugung)	- Verfügbarkeit Fahrzeuge & BiDi-Wallboxen, Anschaffungskosten BiDi-Wallbox - Fehlen non-proprietärer, interoperabler Lösungen samt Implementierung der dafür notwendigen Schnittstellen
- Eigenverbrauchserhöhung: Zwischenspeicherung und Nutzung selbsterzeugter Energie vs. Netzbezug, Reduktion CO_2-Fußabdruck, direkte Partizipation an der Energiewende, Synergie Wärmeerzeugung	- Garantie- und Nutzungsbedingungen Fahrzeugbatterie (Anzahl Ladevorgänge, Lebensdauereinschränkungen, ...), Zusatzkosten für die Nutzung der Funktionalität
- Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von Elektrofahrzeugen durch Erlöspotentiale, Speichervermarktung	- Datenschutz/Sicherheit/Vertrauen
- Erhöhung der Wirtschaftlichkeit auf Systemebene (z. B. Ersatz für Heimspeicher)	- Systemkomplexität, Aufklärungsbedarf, rechtliche Eigentumsklarheit Fahrzeug und Nutzung der Energie, Steuerliche Behandlung (Ladung/Transport/Nutzung) - Datenverfügbarkeit/-nutzung von fahrzeuginternen Daten in Bezug auf die Batterie zur HEMS-Steuerung

3.3 Erlösmöglichkeiten und mögliche Incentivierungen

Bei entsprechender Nutzermotivation haben die Nutzerinnen und Nutzer folgende konkrete Erlösmöglichkeiten:

Einsparmöglichkeiten aus V2H, PV-Eigenverbrauchsoptimierung

- Die Eigenverbrauchsoptimierung führt zu einem geringeren Netzbezug bei entsprechend reduzierter Einspeisung von Erneuerbaren Energien. Die Einsparung ergibt sich aus dem Delta zwischen Stromtarif und EEG-Vergütung bzw. Direktvermarktung.

- Aus tarifoptimiertem Laden/Entladen: Netzbezug und Laden des EV wird in die Zeitfenster mit niedrigem Tarif gelegt, in Zeitfenstern mit hohem Tarif wird Strom aus dem EV zum Haushaltsverbrauch entnommen und damit Netzbezug im Zeitfenster mit hohem Tarif vermieden. Einsparung ergibt sich durch Vermeidung des Bezugs bei Hochtarif.

Einsparmöglichkeiten aus V2B Spitzenlastkappung:

- Vermeidung bzw. Reduzierung der Lastspitze, die zur Berechnung des Leistungspreisanteils in der Stromrechnung herangezogen wird.

Erlösmöglichkeiten aus V2G:

- Kundin oder Kunde bringt die Flexibilität und Speicherkapazität beim Laden des eigenen EV zur Vermarktung in ein "Aggregator"-Geschäftsmodell ein. Hier erwirtschaftete Erlöse werden anteilig an die Kundin oder den Kunden ausbezahlt. Grundsätzlich ist diese Vermarktung sowohl unabhängig vom bestehenden Stromliefervertrag möglich (dann ist ein Bilanzkreisausgleich zwischen Lieferant und Aggregator erforderlich) als auch in Kombination mit einem Stromliefervertrag. Im ersten Fall würde die Kundin oder der Kunde (Stand heute) steuerrechtlich zum Kleinunternehmer, im zweiten Fall nicht, da die erzielten Erlöse in der Stromrechnung gegen die Strombezugskosten verrechnet würden.

Incentivierungsmöglichkeiten:

- **Eine höhere Anrechenbarkeit von Grünstrom** beim Laden und die Berücksichtigung von bidirektionalem Laden im Rahmen der **THG-Quoten**

- **Senkung TCO (Differenzierung nach Anwendungsfall):**
  - Förderung von V2G Fahrzeugen
  - Förderung von bidirektionalen Wallboxen

- Überprüfung der einkommens- und gewerbesteuerlichen Bedingungen für V2G-Erlöse

Um Incentivierungsmöglichkeiten auch nutzen zu können, müssen entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden, auf die in Kapitel 5 detaillierter eingegangen wird.

3.4 Verbrauchersicht

Im Folgenden wird dargestellt, welche möglichen Bedenken bei (potenziellen) Nutzerinnen und Nutzern von bidirektionalem Laden bestehen können. Diese Bedenken müssen bei der Frage, wie bidirektionales Laden diskriminierungsfrei ermöglicht werden kann, berücksichtigt werden.

1. Allgemeines Wissen zum bidirektionalen Laden

Die technischen und rechtlichen Fragen zum Einsatz von bidirektionalem Laden sind komplex und können auf potenzielle Nutzerinnen und Nutzer abschreckend wirken. Ein Lösungsansatz hierfür kann sein, dass die relevanten Akteure die Informationen zum bidirektionalen Laden in einem verständlichen und abgestimmten Verfahren mithilfe von z. B. niederschwelligen Vergleichsbeispielen unterbreiten. Hierbei ist eine zielgerichtete und rechtzeitige Vorkommunikation nötig, die u. a. auf realistische Weise Potenziale aufzeigt und eine frühzeitige Differenzierung zwischen V2H und V2G sicherstellt, um u. a. die Komplexität zu senken. Die im Rahmen von Werbung oder Produktinformationen getroffenen Versprechen müssen eingehalten werden.

2. Flexibilitäts- und Mobilitätseinschränkungen (technisch und vertraglich):

Bezüglich Flexibilitätseinschränkungen könnten die Bedenken entstehen, dass die verfügbare Reichweite durch bidirektionales Laden in einem solchen Maße eingeschränkt wird, dass die gewohnte bzw. erwartete Mobilität nicht mehr gewährleistet werden kann. Ein Lösungsansatz kann sein, dass individuelle und zeitabhängige Mindestreichweiten und Ziel-Ladezustand jederzeit von der Nutzerin oder dem Nutzer angepasst werden können. Sie benötigen die Sicherheit, dass die durch die Lade-App eingestellten Werte wie Abfahrtszeit und Mindestreichweiten und

Mindest-Ladezustand in jedem Fall eingehalten werden. Hierfür muss sichergestellt werden, dass auf die hierfür benötigten Fahrzeugdaten zugegriffen werden kann. Die dazu erforderlichen Datenerhebungen sind DSGVO-relevant und sind in den Nutzungsbedingungen zu verankern (Datenschutzkonzept).

Zusätzlich abzuschließende Verträge mit Lieferanten/Aggregatoren, um bidirektionales Laden zu nutzen, könnten Nutzerinnen und Nutzer verunsichern. Eine Lösung könnte sein, für die Kundin oder den Kunden angepasste, flexible Vertragsmodalitäten anzubieten, bei denen es möglich ist, das bidirektionale Laden temporär nicht zu nutzen.

3. Finanzielle Bedenken

Unter potenziellen Nutzerinnen und Nutzern könnten die Bedenken bestehen, dass durch die Nutzung von bidirektionalem Laden höhere Investitions- und Betriebskosten entstehen (z. B. durch die Anschaffung entsprechender Ladeeinrichtungen oder Heimenergiemanagementsystemen). Ihnen kann im Vorfeld unklar sein, welches Kosten-Nutzenverhältnis entsteht. Eine Lösung könnte sein, den Nutzerinnen und Nutzern im Vorfeld exemplarische Investitions- und Betriebskostenrechnungen sowie eine individuelle (potenzielle) Erlössituation aufzuzeigen. Insgesamt muss transparent dargestellt werden, welche Gesamtkosten auf die Nutzerin oder den Nutzer zukommen können. In diesem Zusammenhang muss auch bei den Preisen und Erlösen für das Laden und Entladen Transparenz und Vergleichbarkeit hergestellt werden (z. B. per App darstellen).

4. Nutzungstransparenz

Für die Nutzerinnen und Nutzer muss nachvollziehbar sein, wann wie viel geladen bzw. entladen wurde und welcher Nutzen bzw. Mehrwert daraus generiert wurde. Fahrzeuginterne Daten in Bezug auf die Batterie wie z.B. die Lade- und Entladedaten inkl. Ladezyklen der Fahrzeugbatterie müssen lückenlos und transparent für die Nutzerinnen und Nutzer bzw. für die von ihnen beauftragten Dienstleister nachvollziehbar sein. Bei Rückfragen müssen Ansprechpartner zur Verfügung stehen. Ansonsten kann dies eine Hürde für den praktischen Einsatz des bidirektionalen Ladens darstellen.

5. Risiko Gewährleistungsverlust/ übermäßige Erlöspotentialminderung

Nutzerinnen und Nutzer könnten befürchten, dass durch die stärkere Belastung der Fahrzeugbatterie durch die Nutzung von bidirektionalem Laden eine Einschränkung der Garantie und verminderte Arbitragegewinne durch eine reduzierte Zyklenzahl seitens der OEM entstehen könnte. Eine Lösungsmöglichkeit wären eindeutige Garantiebedingungen, die bidirektionales Laden inkludieren und klare Nutzungspfade aufzeigen.

6. Datenschutz

Es könnten Bedenken entstehen, dass die Datenhoheit der Nutzerinnen und Nutzer ausgehöhlt wird und die für das bidirektionale Laden verwendete Technik Datenmissbrauch ermöglicht. Ein Lösungsansatz ist, dass die Marktteilnehmerinnen und -teilnehmer bei allen vorangegangenen Punkten nur die Daten erhalten, die zur Erfüllung ihrer Aufgaben benötigt werden. Nutzerinnen und Nutzer müssen jederzeit erfahren können, wer welche Daten warum nutzt, bzw. bestimmen können, wem sie die Datennutzung übertragen wollen. Die verwendete Technik muss gängige Sicherheitsanforderungen erfüllen (vgl. BSI-Zertifikat für SMGW, MsBG).

7. Technische Funktionsfähigkeit/Sicherheit

Es könnten Bedenken bestehen, dass Systembestandteile (Wallbox, PV-Anlage, Fahrzeug, HEMS etc.) nicht bzw. nur eingeschränkt untereinander kompatibel sind, mögliche Dienste oder Services nicht möglich sind und die Updatefähigkeit nicht für eine lange Nutzung garantiert wird.

8. Eigentum Fahrzeug/Wiedereinspeisung Strom Dritter

Nutzerinnen und Nutzer, die nicht Halter des Fahrzeugs sind, da sie das Fahrzeug z. B. leasen oder ein Dienstfahrzeug nutzen, könnten eine unklare Rechtslage befürchten oder z. B. beim Arbeitsgeber (kostenlos) geladenen Strom zu Hause wieder einspeisen. Für Lösungsansätze kann fahrzeugseitig auf Punkt 6 verwiesen werden. Bezüglich der Stromeinspeisung muss eine rechtliche und steuerliche Klarheit geschaffen werden.

9. Lock-in-Effekte / Wiederverwendbarkeit der Ladeeinrichtungen und Wechselmöglichkeit

Nutzerinnen und Nutzer könnten Bedenken haben, dass sie sich dauerhaft an einen Dienstleister binden. Die Lösung ist die zeitnahe Ablösung der proprietäreren Systeme durch interoperable Lösungen vom Fahrzeug bis zum SMGW sowie die Vermeidung von Markteintrittsbarrieren. Unter Beachtung der jeweiligen vertraglichen Vereinbarung muss die Nutzerin oder der Nutzer die Möglichkeit haben, wechselnde Aggregatoren mit der Vermarktung seiner Flexibilität zu beauftragen.

4 Aktueller Sachstand notwendiger nationaler und internationaler Standardisierung zur marktreifen Umsetzung von bidirektionaler Ladetechnologie

Mit dem aktuellen Hochlauf der Elektromobilität werden auf Kundinnen und Kunden anwendbare marktliche Funktionalitäten immer wichtiger. Hohe Erwartungen liegen daher in der Nutzung bidirektionaler Ladetechnologie, die der Kundin oder dem Kunden Möglichkeiten bieten soll, als sogenannter Prosumer am Energiemarkt teilzuhaben. Bidirektionales Laden bietet eine Vielzahl von technischen Lösungsmöglichkeiten für verschiedene Anwendungszwecke. Vom „Proof of Concept" der technischen Machbarkeit in Pilotprojekten bis zur interoperablen, herstellerübergreifenden Anwendung mit genormten, marktreifen Produkten ist es jedoch ein weiter Weg, bei dem die elektrische Sicherheit nicht auf der Strecke bleiben darf. Während für das AC- und DC-Laden heute bereits die meisten Normenwerke einen hohen Reifegrad besitzen, liegen für den Rückspeisefall noch keine normativen Anforderungen vor (weder technisch noch marktlich), die eine Rückspeisung in AC oder DC zum jetzigen Zeitpunkt spezifizieren. Dabei ist es entscheidend, dass die technologische Umsetzung auf Fahrzeugseite oder auf Infrastrukturseite allein nicht für eine marktreife Anwendung ausreicht. Vielmehr müssen verschiedene Bereiche miteinander agieren. Dazu zählen:

- Automobilhersteller
- Hersteller von Ladeeinrichtungen
- Hersteller von Energie-Management-Systemen
- Netzbetreiber
- Betreiber von Ladeeinrichtungen

Marktreife Systeme bedingen dabei zwingend das Vorhandensein eines **elektrotechnisch sicheren, interoperablen** Gesamtsystems bestehend aus Fahrzeug – Ladeeinrichtung – Netzverknüpfungspunkt.

Für eine marktliche Nutzung muss weiterhin eine **sichere Marktanbindung**, nach netz- und marktseitigen Bedürfnissen, mit Anschluss an rechtssichere Abrechnungssysteme vorliegen.

Eine herstellerübergreifend interoperable, diskriminierungsfreie und flächendeckende Umsetzbarkeit des Bidirektionalen Ladens steht im Kontext eines Gesamtbildes bestehend aus der Interaktion unabdingbarer technischer Normen und Standards in der internationalen Anwendung und der Abhängigkeit zu nationalen technischen Regelsetzungen. Diese nationalen und internationalen Regelsetzungen unterliegen sehr unterschiedlichen Zeithorizonten, die bei der Umsetzung auch in Bezug auf den regulatorischen Rahmen betrachtet werden müssen.

4.1 Grundlagen eines standardisierten Gesamtsystems

Ein standardisiertes Gesamtsystem für bidirektionales Laden umfasst den technischen und den rechtlichen Rahmen.

Die übergeordneten energiewirtschaftlichen Gesetzgebungs- und Verordnungsverfahren (EnWG, GNDEW, MsbG) besitzen einen ausreichenden Reifegrad. Möglicherweise sind innerhalb zyklisch vorgesehener Revisionen oder Novellierungen geringe Anpassungsbedarfe notwendig. Diese werden jedoch die grundsätzlich eingeschlagene Richtung des Bidirektionalen Ladens nicht signifikant verändern.

Die Anforderungen des in Kapitel 5 beschriebenen Gesetzes- und Verordnungsrahmens müssen in

technische Lösungen umgesetzt werden. Das geschieht i.d.R. über technische Regelwerke, in Form von Normen, Anwendungsregeln, Richtlinien oder Spezifikationen.

Zielsetzung der Standardisierung ist es, ein ganzheitlich sicheres und funktional anwendbares System zu beschreiben. Folgende Bereiche liegen im Fokus der technischen Regelsetzung:

- Elektrische Sicherheit und herstellerübergreifende Interoperabilität zwischen **Netzanschlusspunkt, Ladeeinrichtung und Fahrzeug**
- Anforderungen an den Einsatz rechtssicherer **Abrechnungssysteme**
- **Kommunikationsprotokolle** zur Steuerung und digitalen Markt-Anbindung

An der Umsetzung sind verschiedene Organisationen beteiligt, die Beiträge für das Gesamtsystem in Form von technischen Anforderungen liefern müssen.

Neben dem FNN, der technische Anwendungsregeln zur Netztechnik/Netzbetrieb erarbeitet, ist die DKE in Form von mehreren Komitees für die Erstellung von Normen zur elektrischen Sicherheit, Mess- und Zählwesen und Informationssicherheit verantwortlich. Der VDA NA Automobil erstellt fahrzeugseitig systemrelevante Normen. Eine Auflistung national verantwortlicher Organisationen ist dem Anhang beigefügt.

DKE und VDA NA Automobil stellen u.a. nationale Spiegelgremien zu den internationalen Organisationen IEC und ISO dar.

4.2 Technische Umsetzungen und Regelwerke

Elektrotechnisch betrachtet ist zwischen der Rückspeisung mit und ohne Kopplung zum öffentlichen Netz zu unterscheiden. Auch bei den meisten Anwendungsfällen im Bereich Vehicle-to-Home (V2H) wie z.B. der Eigenverbrauchsoptimierung liegt die Kopplung zum öffentlichen Netz vor, womit technisch u.a. auch die im FNN definierten Netzanschlussrichtlinien eingehalten werden müssen.

Für alle Anwendungsfälle gilt weiterhin, dass unabhängig davon, ob der Wechselrichter im Fahrzeug oder in der Infrastruktur angeordnet ist, das rückspeisende Gesamtsystem, bestehend aus Fahrzeug und Ladeeinrichtung, die entsprechenden Anforderungen der vorgelagerten Installation und des Netzanschlusses einhalten muss.

Die für die Versorgung einzelner Betriebsmittel definierten technischen Lösungen sind auf den V2L-Anwendungsfall beschränkt, bei dem einzelne Betriebsmittel aus der Traktionsbatterie über Haushalts- oder Industriesteckvorrichtungen gespeist werden.

Die Versorgung eines Gebäudes aus einer dieser Steckvorrichtungen ist nicht vorgesehen. Der Anwendungsfall der Rückspeisung über die DC-Schnittstelle mit einem stationären Wechselrichter ähnelt stark der Einspeisung aus dem Bereich Photovoltaik, sodass für diesen Fall Analogiebetrachtungen herangezogen werden können.

Wie beim Laden kann alternativ die Wechselrichtung im Fahrzeug erfolgen. Hinsichtlich der Einhaltung der Anforderungen der Netzanschlussrichtlinien gilt, dass eine klare Zuordnung der Funktionalitäten zwischen Fahrzeug und Ladeeinrichtung noch über die ausstehende Normung erfolgen muss.

Nachfolgend werden die für eine Rückspeisung unabdingbar notwendigen technischen Regelwerke dargestellt. Das intelligente Messsystem wird als Komponenten Smart-Meter-Gateway, Intelligente Messeinrichtung und CLS-Steuerbox dargestellt.

Regelwerke der technischen Umsetzung über die DC-Schnittstelle

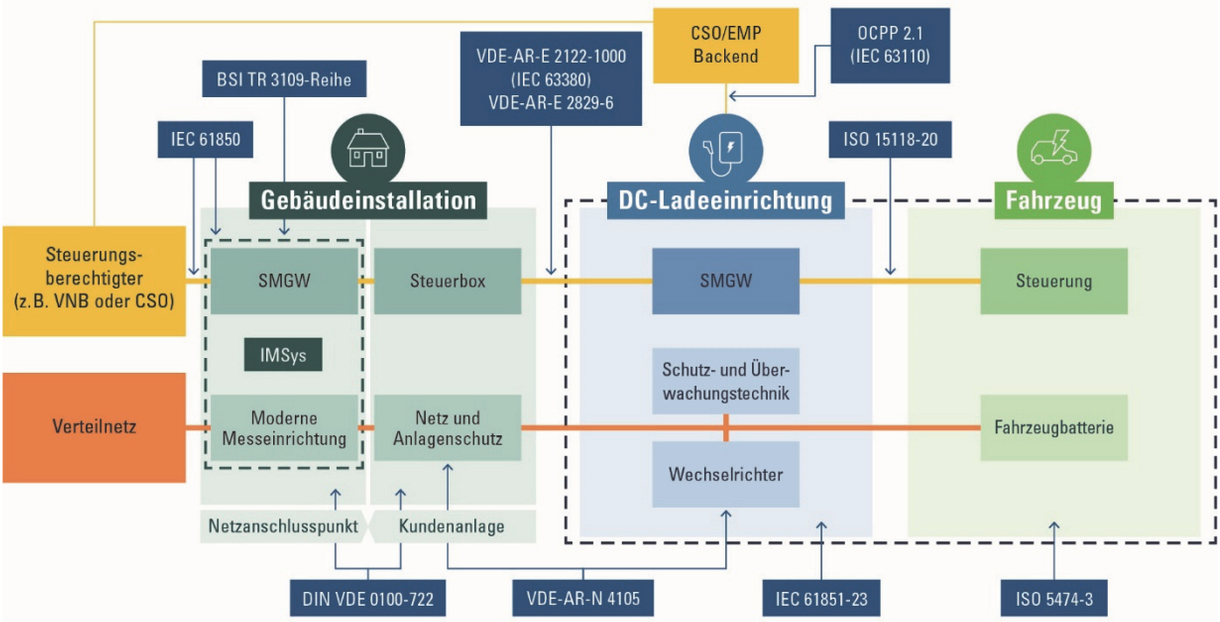


Abbildung 9: Darstellung Regelwerke über die DC-Rückspeisung über CCS Combo; Quelle: Eigene Darstellung

Regelwerke der technischen Umsetzung über die AC-Schnittstelle

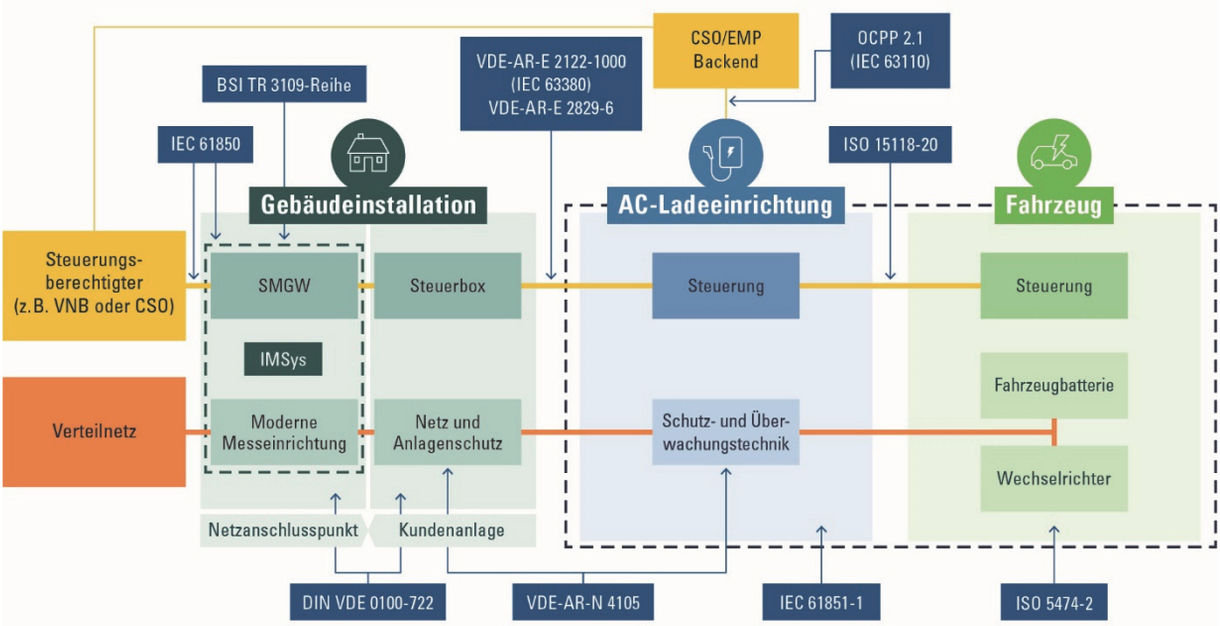


Abbildung 10: Darstellung Regelwerke über die AC-Rückspeisung Typ 2; Quelle: Eigene Darstellung

4.3 Ausstehende Arbeiten an Regelwerken

Aus den vorab dargestellten Zusammenhängen ist erkenntlich, dass BDL von mehreren technischen Regelwerken und Stakeholdern tangiert wird.

Auf der Grundlage der systemischen Interaktion ist BDL weder eine simplifizierte elektrotechnische Erweiterung im Fahrzeug (bei AC-BDL) noch durch ein Softwareupdate der Ladeeinrichtung umsetzbar. Neben Hard- und Softwareanforderungen an das rückspeisefähige System bestehend aus Fahrzeug und Ladeeinrichtung sind weitreichende Anpassungen in der Gebäudeinstallation bis zu den Backendsystemen der Ladepunktbetreiber und Aggregatoren zu erwarten.

Um bidirektionales Laden marktreif abbilden zu können, müssen die Voraussetzungen durch alle Stakeholder geschaffen sein.

Im Folgenden wird der jeweilige technische Sachstand bewertet in Bezug auf noch ausstehende Arbeiten in den wichtigsten technischen Regelwerken, um eine systemische Interaktion zu ermöglichen.

Der Beschreibung ist eine Auflistung der wichtigsten betroffenen Normen mit ihren geplanten Veröffentlichungsdaten vorangestellt. Dabei ist zu bedenken, dass mit Veröffentlichung als „Finaler Standard" eine sofortige Anwendung im Markt i.d.R. nicht gegeben ist. Insbesondere IT-lastige Standards erfordern einen angemessenen Zeitraum der Implementierung und Absicherung.

4.3.1 Elektrische Sicherheit

Ladeeinrichtung (IEC 61851) ↔ Fahrzeug (ISO 5474-1/-2/-3)

Notwendige Regelwerke:

IEC 61851-1 → Veröffentlichung der Edition 4 ist für **03/2025** geplant. Laut Plenary Report (WG12) ist die Veröffentlichung für **04/2026** geplant. Eine Berichtigung auf IEC-Seite wird daher erwartet.

IEC 61851-23 → Zeitplan für eine Überarbeitung liegt aktuell noch nicht vor. → Es wurde auf dem Plenary mindestens 1-2 Jahre bis zur Maintenance diskutiert. Bei einer optimalen Projektlaufzeit wäre dann 12/2027 bzw. 01/2028 möglich.

ISO 5474- Teile 1 bis 3 → Zeitplan für die Überarbeitung **liegt aktuell noch nicht vor**.

- In beiden einschlägigen Normengebinden für die elektrische Sicherheit und Interoperabilität von Ladeeinrichtungen und Fahrzeugen sind weitreichende Erweiterungen für BDL notwendig. Diese werden im Rahmen der internationalen Normungsarbeiten (IEC und ISO) in den dafür vorgesehenen Zeitfenstern umgesetzt, jedoch muss in beiden Normengebinden eine verlässliche Roadmap für AC- und DC-Rückspeisefälle entwickelt werden.

- Rückspeisefähige AC-Ladeeinrichtung: Erarbeitung der Anforderungen im Zuge der laufenden Überarbeitung der IEC 61851-1 ED4. Voraussichtliche Veröffentlichung Anfang 2026.

- Rückspeisefähige DC-Ladeeinrichtung: Erarbeitung der Anforderungen im Zuge der nächsten, noch nicht gestarteten Überarbeitung zur Edition 3 der IEC 61851-23. Aktuell befindet sich die Finalisierung der ED2 der IEC 61851-23 in der Durchführung, in der keine Anforderungen an bidirektionales Laden für das Combined-Charging-System (CCS) definiert sind. Ein Zeitplan für die ED3 der IEC 61851-23 liegt zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht vor.

- Rückspeisefähige AC- und DC-Fahrzeuge: Erarbeitung der Anforderungen im Zuge der nächsten, noch nicht gestarteten Überarbeitung zur Edition 2 der ISO 5474-Reihe bzw. der für konduktives Laden entscheidenden Teile 1 bis 3. Aktuell befindet sich die Finalisierung der ED1 der ISO 5474-1/-2/-3 in der Durchführung, in der lediglich der Betrieb einzelner Betriebsmittel (V2L) über die AC-Ladeschnittstelle beschrieben ist. Ein Zeitplan für die ED2 der ISO 5474 liegt zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht vor.

4.3.2 Technische Anforderungen für den Netzanschluss

Netzverknüpfungspunkt (VDE-AR-N 4100, VDE-AR-N 4105)

Notwendige Regelwerke:

VDE-AR-N 4100 → Novelle 2023 ist unvollständig für BDL. Nächste Revision ist **noch offen**.
VDE-AR-N 4105 → Finale Anforderungen erst mit der Überarbeitung der Revision **2030** geplant.
FNN Hinweis (mit 4105-Revision 2025) → Hinweis ist mit der Revision für **2025** geplant.

Aktuell müssen netzgekoppelte Anwendungsfälle für V2H nach individuellen Vorgaben der Netzbetreiber zugelassen werden, da entsprechende Regelwerke für den Netzanschluss erst in den nächsten Jahren bearbeitet werden (siehe nachfolgende Absätze), sodass eine übergreifende juristische Vermutungswirkung angenommen werden kann. Eine Zertifizierung aus Ladeeinrichtung und Fahrzeug erfolgt somit auf Grundlage von Analogiebetrachtungen zu bestehenden Regelwerken, die in den nächsten Jahren durch Anforderungen für das bidirektionale Laden erweitert werden.

Alle netzspezifischen Regelwerke sind von Anpassungen betroffen. Insbesondere die VDE-AR-N 4105 steht in einem besonderen Fokus. Für die Revision 2025 können BDL-Anforderungen nicht mehr berücksichtigt werden, eine übernächste Revision ist turnusmäßig für 2030 angesetzt.

Aktuell plant der FNN einen Hinweis (Erstellung ab 2024) zum BDL (Verweis in 4105-2025 auf FNN-Hinweis) zu erstellen. Dieser Hinweis soll technisch zulässige Lösungen beschreiben. Hinzuweisen ist jedoch darauf, dass ein FNN-Hinweis keine juristische Vermutungswirkung entfalten kann, wie dies bei einer VDE-Anwendungsregel mit öffentlichem Einspruchsverfahren der Fall ist. Mit Blick auf die Netz-Anschlussaktivitäten ist zu berücksichtigen, dass aktuell auf europäischer Ebene über ACER die regulatorischen Vorgaben an Netzbezug- und Netzeinspeisungsanlagen überarbeitet werden. Diese werden insbesondere auf die unter diesem Punkt aufgeführten Regelwerke einen großen Einfluss haben.

4.3.3 Digitale Kommunikation

Fahrzeug – Ladeeinrichtung – Backend

Notwendige Regelwerke:

ISO 15118-20 → Veröffentlichung der Anpassungen werden für **Q4/2023** erwartet.
IEC 63110-1 → Veröffentlicht seit **07/2022**, jedoch bisher nicht in Marktanwendung. Alternativ steht die Norm zur weit verbreitenden Anwendung von OCPP 2.1, bzw. zukünftig OCPP 2.2. Der aktuell angestoßene IEC-Integrationsprozess von OCPP in die IEC 63110 wird von der DKE observiert, kann aber aktuell nicht mit einem Zieldatum benannt werden.
IEC 63380-1 → Veröffentlichung geplant für **09/2024**.
IEC 63380-2 → Veröffentlichung geplant für **01/2025**.
IEC 63380-3 → Veröffentlichung geplant für **01/2025**.

ISO 15118 und **IEC 63110** (ersetzt zukünftig OCPP) als **digitale** Kommunikationsstandards sind für die Umsetzung des BDL **unerlässlich** und müssen in **Interaktion**, als auch zu anderen Systemen betrachtet werden.

- Marktreife Implementierung und Anwendbarkeit der ISO 15118-20 wird nicht **vor 2025** erwartet. Aktuell werden Anpassungen zum AC-BDL im Teil 20 der Norm ergänzt. Eine verlässliche Verabschiedung des Standards wird für Q4/2023 erwartet, sodass mit Konformitätstests zur Interaktion im Laufe des Jahres 2024 begonnen werden kann.
- IEC 63110 Anwendungen sind aktuell nicht absehbar, werden aber in jedem Fall noch einen längeren Zeithorizont benötigen. Geschätzt wird dieser bis in das **Jahr 2026** hineingehen. Abzuwarten ist, ob OCPP über einen IEC PAS-Prozess in die IEC 63110 integriert werden wird oder als eigenständiger Industriestandard, bzw. als IEC-Norm weitergeführt wird. Weiterführende Versionen ab OCPP 2.0 sind auf bidirektionales Laden ausgerichtet.

4.3.4 Messen, steuern und digitalisieren

Notwendige Regelwerke:

BSI TR 3109-Reihe → Bis auf Teil 5 veröffentlicht, jedoch **keine** Angaben zu Revisionen.
CEN EN 50732- Teile 1 bis 3 → Veröffentlichung erster Draft geplant für **09/2029**. VÖ noch offen
VDE-AR-E 2829-6-1→ Veröffentlicht seit **12/2022**.
VDE-AR-E 2829-6-2 → Veröffentlicht seit **09/2023**.
VDE-AR-E 2829-6-3 → Veröffentlicht seit **09/2023**.
VDE-AR-E 2829-6-4 → Veröffentlicht seit **09/2023**.

Voraussetzung für eine vollumfängliche Marktimplementierung ist die Anwendbarkeit eines intelligenten Messsystems auf Grundlage der BSI TR 3109-Reihe. Topologisch ist dazu auch eine Steuerbox notwendig, die nach CLS-Anforderungen Steuersignale an die Ladeeinrichtung senden kann und daran anschließend Messsysteme, die zukünftig nach der europäischen Norm CEN EN 50732 zertifiziert werden. Ein Steuern ist jedoch auch ohne Gateway möglich, sofern die Anforderungen an eine CLS-Verbindung umgesetzt werden können.

- Anwendbare intelligente Messsysteme müssen bidirektionale Energieströme fehlerfrei erfassen können mit marktreifen CLS-Steuerboxen und der Interaktion zu IT-Systemen von EMPs und CPOs, was **vor** nicht **2026** realistisch ist.

- Die Finalisierung der VDE-AR-E 2829-Reihe als Umsetzung einer lokalen Ansteuerung der Ladeeinrichtung wurde kürzlich abgeschlossen.

- Nachgelagerte Messsysteme müssen Zertifizierungen (wahrscheinlich nach CEN 50732) in Bezug auf die abgegebene Energiemengen besitzen. Der angestoßene europäische Harmonisierungs- und Standardisierungsprozess wird bis **ca. 2027** durchgeführt werden. Aktuell wird jedoch an einer 2. Edition der VDE-AR-E 2418-3-100 gearbeitet, die u.a. bidirektionale Energieströme verarbeiten kann. Inhaltlich werden die Anforderungen jedoch prioritär in das internationale Normungsprojekt einfließen. Somit würde eine Edition 2 der nationalen Anwendungsregel nur für den Fall in Frage kommen, sofern eine größere Verzögerung des internationalen Projektes CEN 50732 absehbar wäre.

- Die systemisch ganzheitliche Anbindung an eine Marktplattform, unter Berücksichtigung netzrelevanter situativer Aspekte und der Anzahl von mehr als 850 Verteilnetzbetreibern wird nicht vor **2030** möglich sein.

4.4 Zwischenfazit zum Themenbereich Technik, Standards und Interoperabilität

Die Verfügbarkeit marktreifer Produkte ist nicht über ein einziges Regelwerk abbildbar, sondern muss als Gesamtsystem durchgängig über alle Stakeholder einen definierten Reifegrad besitzen.

Die Analyse der Reifegrade technischer Regelwerke zeigt auf, dass vollumfängliche Lösungen einen längeren Zeitraum in Anspruch nehmen.

Es gilt dennoch, den auf internationalem Konsens basierenden Prozess der Normung zu unterstützen und keinen nationalen Sonderweg einzuschlagen. Nur auf Basis der internationalen Normung kann die deutsche Industrie im internationalen Wettbewerb bestehen und dazu beitragen, Deutschland zum Leitmarkt und Leitanbieter im Bereich Elektromobilität zu entwickeln.

Abstriche dürfen in keinem Fall bei den Themen der elektrischen Sicherheit erfolgen, die vom Netzanschlusspunkt bis zur Traktionsbatterie über alle Installationsvarianten hinweg vollständig sichergestellt werden muss.

In diesem Zusammenhang ist ebenso wichtig, dass die Installation einer bidirektionalen Ladeeinrichtung immer einen Eingriff in die elektrische Anlage darstellt, der sowohl gegenüber dem Netzbetreiber gemeldet und genehmigt werden muss als auch gemäß § 13 NAV durch ein in ein Installateur-Verzeichnis eingetragenes Installationsunternehmen durchgeführt werden muss. Insbesondere bei Anlagen mit mehreren Ladepunkten, für die ursprünglich für den unidirektionalen Ladevorgang ein dynamisches Lastmanagement-System verbaut wurde, muss eine Überprüfung der Leitungsinstallation hinsichtlich der max. zu erwartenden Rückspeiseströme erfolgen und bei Anlagen mit einer Einspeiseleistung von > 30 kVA ein Netz- und Anlagenschutz installiert werden.

5 Regulatorischer Handlungsbedarf

Das Kapitel 5 beschäftigt sich mit dem regulatorischen Handlungsbedarf, der ergriffen werden muss, um die noch bestehenden rechtlichen Hürden für das bidirektionale Laden abzubauen. Hierbei wird aus regulatorischer Sicht auf anwendungsfallübergreifende Themen sowie auf Themen für V2H und V2G eingegangen.

5.1 Allgemeine anwendungsfallübergreifende Themen

Die Arbeitsgruppe hat Handlungsfelder identifiziert, die anwendungsfallübergreifende Relevanz besitzen und zeitnah adressiert werden sollten, um bestehende Hürden zur Nutzung des bidirektionalen Ladens abzubauen, Rechtssicherheit herzustellen und Investitionsanreize für die Technologie des bidirektionalen Ladens zu setzen. Dabei ist zu beachten, dass keine einzelnen Aspekte aus den anwendungsfallübergreifenden Themen heraus-gelöst werden können, da jede Hürde für sich den Rollout, die Skalierung und die diskriminierungsfreie Umsetzung im Markt mindestens stark erschweren oder gar komplett verhindern würde.

Handlungsempfehlungen bei Technischen Anschlussregeln (TAR) und Technische Anschlussbedingungen (TAB)

Derzeit sind die TAR aus Sicht der Arbeitsgruppe nur für den Energiebezug während des bidirektionalen Ladens (BiDi) im Rahmen der VDE-AR-N 4100 ausreichend definiert, nicht aber für die Rückspeisung. Analog zu den von der ACER geplanten und in Diskussion befindlichen Änderungen der „Requirements for Generators" (hier: RfG), sollte die VDE-AR-N 4105 explizit auch bidirektionale Fahrzeuge und entsprechende Ladeeinrichtungen einschließen. Die verschiedenen zukünftigen Anwendungsfälle (V2H, V2G etc.) sind noch nicht in den einschlägigen Normen (Anforderungen für Anschluss von Speichern, elektrotechnische Installationsnormen und Schutztechnik etc., Verweis auf AG 4) berücksichtigt. Da die TAR in der Regel auf diese Normen verweisen, kann dies in der Praxis durchaus zu Problemen und zur Ablehnung von BiDi-Anwendungen durch den VNB führen, insbesondere wenn diese den geplanten FNN-Hinweis zum BiDi-Laden nicht in die eigenen TAB überführen. Darüber hinaus sind unterschiedliche Vorgehensweisen in den jeweiligen Netzgebieten zu befürchten, was insbesondere für die Skalierbarkeit eine Hürde darstellt. Der Gesetzgeber muss künftig sicherstellen, dass alle VNB alle V2X-Anwendungsfälle in ihren TAB zulassen, sofern die entsprechenden BiDi-Fahrzeuge und Ladeeinrichtungen die einschlägigen technischen Anforderungen erfüllen. Um die BiDi-Markt- und Technologiereife zu beschleunigen, muss zudem sichergestellt werden, dass der VDE die Anforderungen vor Ende des regulären Revisionszyklus kurzfristig anpasst/ausarbeitet. Grundsätzlich sollte ein möglichst standardisiertes und einfaches Verfahren für den Netzanschluss in allen Netzgebieten bidirektionaler Ladepunkte das Ziel sein.

Handlungsempfehlungen für die Regelung von Steuern, Abgaben und Umlagen für zwischengespeicherten Strom

Aus Sicht der Arbeitsgruppe ist von entscheidender Bedeutung, dass mobile Speicher aufgrund ihrer wachsenden Bedeutung für die Sektorkopplung zwischen dem Verkehrs- und Energiesektor, sowie ihrer Fähigkeit markt- und netzdienliche Dienstleistungen anzubieten, bei der Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen, unter den im Folgenden aufgeführten Voraussetzungen von denselben Vergünstigungen wie stationäre Speicher profitieren. Darüber hinaus sollten Maßnahmen getroffen werden, die die Wirtschaftlichkeit aller Arten von Speichern erhöhen. Aus Sicht der Arbeitsgruppe sind dabei für Speicher zwei

verschiedene Vorgehensweisen denkbar, um dies zu verwirklichen:

Option 1: Anpassung der Regeln für ortsfeste und mobile Speicher

Vorab muss angemerkt werden, dass Option 1 eine Möglichkeit darstellt, bestehende regulatorische Hürden abzubauen. Gleichzeitig stellt die weiter unten dargestellte Option 2 aus Sicht der Arbeitsgruppe eine unkompliziertere und pragmatischere Vorgehensweise dar.

Im Kern geht es bei Option 1 darum, dafür zu sorgen, dass mobile Speicher die gleichen Vergünstigungen wie stationäre Speicher erhalten. Dafür wäre die Beseitigung von spezifischen Hürden für alle Arten von Speichern notwendig, die im Folgenden erklärt werden.

Aktuell werden stationäre Stromspeicher, die ausschließlich für die Zwischenspeicherung von Strom aus dem öffentlichen Netz genutzt werden, entsprechend § 118 Abs. 6 EnWG für 20 Jahre nach Inbetriebnahme (nach EnWG-Novelle bei Inbetriebnahme bis 03.08.2029) von der Zahlung etwaiger Netzentgelte hinsichtlich des Bezugs befreit, wenn der eingespeicherte Strom in das gleiche Stromnetz ausgespeist wird.

Zum einen ist mit Blick auf Fahrzeuge die Vorgabe des § 118 Abs. 6 EnWG zur Rückspeisung in dasselbe Netz praxisfern. Rückgespeiste Energie sollte daher pauschal und darüber hinaus nicht nur für 20 Jahre, sondern dauerhaft bei der Rückspeisung in „ein Netz" (bislang: „in dasselbe Netz") von den Netzentgelten befreit werden. Zudem ist die zeitliche Beschränkung der Inanspruchnahme einer Netzentgeltbefreiung aus heutiger Sicht nicht mehr zweckmäßig und sollte folglich entfristet werden.

Zum anderen wird eine Anwendung des § 118 Abs. 6 EnWG generell auf Speicher, die sowohl Grau- als auch Grünstrom einspeichern, in der Regel seitens der VNB abgelehnt. Hier bedürfte es zur Schaffung von Rechtssicherheit einer Klarstellung in der Formulierung, dass auch bivalent genutzte ortsfeste und mobile Speicher vom Anwendungsbereich des § 118 Abs. 6 EnWG erfasst sind und ein Anspruch besteht, die Saldierung über eine Nachweisführung mittels geeignetem Mess- & Abrechnungskonzept, umzusetzen.

Eine weitere Rechtsunsicherheit im Zusammenhang mit der Inanspruchnahme des § 118 Abs. 6 EnWG resultiert aus der geplanten Festlegung der BNetzA zu § 14a EnWG: Anlagen nach § 14a Abs. 1 EnWG sollen laut der damaligen Gesetzesbegründung zu der im Jahr 2011 eingeführten Neuausrichtung des § 118 Abs. 6 EnWG nicht unter den Anwendungsbereich fallen. Aufgrund der geplanten BNetzA-Festlegung würden künftig alle Speicher ab 4,2 kW mit einem Netzanschluss als § 14a-Anlage definiert. Da die bisherige Freiwilligkeit einer Teilnahme an § 14a EnWG entfällt, könnte das für alle netzgekoppelten ortsfesten und mobilen Speicher bedeuten, dass sie generell keine Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG in Anspruch nehmen dürften. Hier sollte dringend Rechtssicherheit dahingehend hergestellt werden, dass ortsfeste und mobile Stromspeicher trotz ihrer (verpflichtenden) Teilnahme am § 14a-Modell der BNetzA unter den Anwendungsbereich des § 118 Abs. 6 EnWG fallen können.

Außerdem gilt die Befreiung von der Stromsteuer (§ 5 Abs. 4 StromStG) derzeit nur für stationäre Speicher. Daher ist aus Sicht der Arbeitsgruppe eine Ausweitung dieser Befreiung auf mobile Speicher im Rahmen des § 9 StromStG notwendig.

Eine spezifische Definition „mobiler Speicher" in den Rechtsrahmen einzuführen wäre nur eine mögliche Lösung auf dem Weg zu mehr Rechtssicherheit. Alternativ könnten Regelungen für mobile Speicher an den relevanten Gesetzesstellen aufgenommen werden.

Option 2: Ausweitung der Saldierungsmöglichkeit nach § 21 EnFG

Hauptansatzpunkt stellt aus Sicht der Arbeitsgruppe § 21 EnFG dar, der den in ortsfesten (Abs. 1) oder mobilen Speichern (Abs. 3) zwischengespeicherten Strom bereits heute von der KWKG- und der Offshore-Umlage befreit. Dabei findet (ähnlich dem § 118 Abs. 6 EnWG) eine Saldierung der am Netzanschlusspunkt entnommenen („verbrauchten") und eingespeisten („erzeugten") Strommengen statt. Zusätzlich muss hier - gleichermaßen für alle Speichertechnologien - die Befreiung von Netzentgelten, StromNEV-Umlage und Stromsteuer hinsichtlich der Bezugsmenge des zwischengespeicherten Stroms aus dem Netz mit aufgenommen werden, damit im Gesamtsystem die zwischengespeicherte kWh-Menge insgesamt nur einmal mit Abgaben und Umlagen belastet wird. Das BMWK sollte darüber hinaus prüfen, inwieweit auch die Konzessionsabgabe nach § 48 EnWG oder andere Abgaben Gegenstand einer Befreiung nach § 21 EnFG sein könnten. Um Schiefstände im Energiesystem zu vermeiden, muss dabei die Bilanzierbarkeit der entnommenen und eingespeisten Energie in allen Fällen sichergestellt sein.

Auch empfiehlt die Arbeitsgruppe dem BMWK eine umfassende Prüfung weiterer notwendiger Anpassungen des Rechtsrahmens für Stromspeicher aller Art. Als Beispiel ist hier das in § 19 Abs. 1 iVm § 19 Abs. 3 EEG verankerte Ausschließlichkeitsprinzip zu nennen.

Handlungsempfehlungen bei der messtechnischen Abgrenzung von Grün- und Graustrom

Elektrofahrzeuge werden in der Regel an verschiedenen Ladepunkten geladen und dabei sowohl Grün- als auch Graustrommengen aufnehmen. Vor dem Hintergrund des in § 19 Abs. 1 iVm § 19 Abs. 3 EEG verankerten Ausschließlichkeitsprinzips entstehen Hindernisse, die die Attraktivität von bidirektionalem Laden sowohl in V2H/B- als auch in V2G-Anwendungsfällen schmälern. So führt beispielsweise eine gleichzeitige Zwischenspeicherung von Grau- und Grünstrom aktuell dazu, dass für den in einem ortsfesten oder mobilen Speicher zwischengespeicherten Strom keine Vergütung nach dem EEG (Einspeisevergütung, Marktprämie) in Anspruch genommen werden darf.

Problem 1:

Stromspeicher, die als EEG-Anlage gelten, da sie ausschließlich EE-Strom aufnehmen, haben Anspruch auf vorrangigen Netzanschluss und vorrangige Stromabnahme. Das Privileg der vorrangigen Stromabnahme dürfte nicht für EVs gelten, da nicht ausgeschlossen werden kann, dass auch Graustrom bezogen wird.

Problem 2:

Betreiber von PV-Anlagen erhalten bei Einspeisung eine EEG-Vergütung (s.o.). Dieses Privileg würde für den zwischengespeicherten PV-Strom im EV und anschließender Einspeisung ins Netz verloren gehen.

Die obigen Problembeschreibungen zeigen zudem, dass V2H/B- und V2G-Anwendungsfälle regulatorisch nie voneinander getrennt betrachtet werden können. Grund dafür ist die Tatsache, dass zum Zeitpunkt der Zwischenspeicherung von Strom in der EV-Batterie – und der Abführung von Steuern, Abgaben und Umlagen – die Intention zur Verwendung des Stroms für den Letztverbrauch (z.B. Nutzung als Fahrstrom) vs. für die Rückspeisung in ein Netz (z.B. für netzdienliche Anwendungsfälle) und einer damit verbundenen, sachgerechten Rückerstattung noch nicht festgelegt ist.

Zur Auflösung dieser Problemlagen für sämtliche V2X-Anwendungsfälle empfiehlt die Arbeitsgruppe daher eine Abschaffung des Ausschließlichkeitsprinzips für alle Arten von Stromspeichern und die Überprüfung, inwieweit der Nachweis zur Stromkennzeichnung (§ 42 EnWG) vereinfacht werden kann. Eine denkbare Vereinfachung wäre die bereits zuvor erwähnte Genehmigung, zur Abgrenzung von Strommengen auf MID-Zähler anstatt auf „mess- und eichrechtskonforme" Messeinrichtungen abzustellen,

sollte dies regulatorisch und verbraucherschutzrechtlich möglich sein.

Weiterhin müsste die Erlaubnis einer messtechnischen Abgrenzung von Grün- und Graustrommengen auf Basis einer 15-minütigen Saldierung auch am jeweiligen Ladepunkt entsprechend § 21 Abs. 3 EnFG, wie bereits oben beschrieben, gesetzlich verankert werden.

Um möglichst zeitnah V2H/V2B-, aber langfristig auch V2G-Anwendungen zu realisieren, muss geprüft werden, wie die Erlöse durch die Bereitstellung von Flexibilität auch dem Fahrzeughalter und -besitzer zugerechnet werden können. Derzeit sieht der aktuelle Rechtsrahmen den Ladepunkt als Letztverbraucher, was sich in der Praxis als richtig und notwendig für die Vermeidung von Umsetzungskomplexitäten bewährt hat und somit zwingend beizubehalten ist. Davon ausgehend sollte geprüft werden, inwiefern in § 21 Abs. 3 EnFG neben dem Ladepunkt auch der Verbrauch eines mobilen Speichers berücksichtigt werden könnte und - jedoch ausschließlich für die Zwecke dieser Bestimmung - als Letztverbraucher definiert werden könnte, um bidirektionales Laden auch für die Fahrzeugnutzerinnen und -nutzer sinnvoll anzureizen.

Um die unkomplizierte Umsetzung von V2G-Use Cases sicherzustellen und einen zusätzlichen Anreiz zu setzen, könnten Erlöse aus V2G-Use Cases für Privatnutzerinnen und -nutzer von der Einkommens- und Gewerbesteuer befreit werden. Die Wirksamkeit vergleichbarer Maßnahmen zeigt sich etwa im heutigen Umgang mit PV-Anlagen bis 30kWp.

Die messtechnische Abgrenzung und Abrechnung sollte sowohl in V2H/V2B- als auch in V2G-Anwendungsfällen über bspw. MID-konforme Zähler (ähnlich wie bei der Abrechnung von Dienstwagenfahrerinnen und -fahrern) ermöglicht werden. Im Falle von mobilen Speichern wäre eine Messung mithilfe der vorhandenen Messtechnik im Fahrzeug einfacher und für die Nutzerin oder den Nutzer günstiger umzusetzen. Zu begrüßen und absolut notwendig sind in diesem Zusammenhang auch die Fortschritte beim Rollout intelligenter Messsysteme durch das GNDEW. Es wäre hilfreich, ein Messkonzept auszuarbeiten, das den beschriebenen Anforderungen gerecht wird. Daran ließen sich die aufgezeigten Entscheidungsbedarfe sehr konkret festmachen.

Handlungsempfehlungen für die Übertragung von Daten

Energiewirtschaftlich relevante Daten und Anwendungsfälle i.S.d. § 19 MsbG, die zwingend über das SMGW abgewickelt werden müssen, wurden durch das GNDEW näher konkretisiert und definiert. Hierbei ist stets darauf zu achten, dass die verpflichtende Verwendung intelligenter Messsysteme bei der Datenübertragung auf einen angemessenen, sinnvollen und praxistauglichen Rahmen begrenzt wird.

Trotz der zu erwartenden Beschleunigung des Rollouts der iMS-Infrastruktur ist in Punkto Schnelligkeit und Kosten die Nutzung vorhandener Messgeräte (bspw. MID-Zähler) und Kommunikationskanäle (bspw. Backendsysteme der Hersteller) bei der Übertragung von Daten zu berücksichtigen. Eine Nutzungspflicht von SMGW-Infrastruktur kann sich nur auf energiewirtschaftlich relevante Daten beziehen, also auf Daten für abrechnungs-, bilanzierungs- oder netzrelevante Standard- und Zusatzleistungen.

Für einen sicheren operativen Betrieb gilt es, die rasche Schließung der Lücken im deutschen Mobilfunknetz im ländlichen Raum voranzutreiben.

Handlungsempfehlungen zur Verfügbarkeit von Fahrzeugdaten

Beim Thema „Datenverfügbarkeit“ aus dem Fahrzeug fehlt es bislang an einer europaweit einheitlichen Regelung, wie die Nutzerin oder der Nutzer auf die für das bidirektionale Laden notwendigen Energie- und Leistungsdaten aus dem Fahrzeug zugreifen kann. Beispielsweise muss die Nutzerin oder der Nutzer bzw. ihr oder sein Aggregator auf die im Fahrzeug

verfügbaren Kilowattstunden, die benötigte Energie bis zum Zielladezustand oder die Lade- und Entladeleistungsdaten für die Rückspeisung von Energie in das Netz zugreifen können. Dies ist auch nicht konkret durch den Data Act geregelt, der nur einen allgemeinen Rahmen zum Datenthema spannt. Auch die AFIR regelt den Umgang der Nutzerinnen und Nutzer mit den Energie- und Leistungsdaten aus dem E-Fahrzeug nicht konkret genug.

Grundsätzlich ist die Neufassung bzw. Umsetzung der relevanten europäischen Regelwerke in nationales Recht wie etwa die RED III unverzichtbar. Diese legt fest, dass „die Fahrzeughersteller in Echtzeit fahrzeuginterne Daten in Bezug auf den Alterungszustand der Batterie, den Ladezustand der Batterie, die Leistungseinstellung der Batterie, die Kapazität der Batterie sowie gegebenenfalls zusätzlich den Standort von Elektrofahrzeugen für die Eigentümer und Nutzer von Elektrofahrzeugen sowie für Dritte, die im Namen der Eigentümer und Nutzer handeln, wie Elektrizitätsmarktteilnehmer und Anbieter von Elektromobilitätsdienstleistungen zu nichtdiskriminierenden Bedingungen kostenlos und im Einklang mit den Datenschutzvorschriften" bereitstellen.

Auf Grundlage bestehender Vorarbeiten (BDEW-Papier PG Daten, VDA-Papier PG Laden) setzen Automobilindustrie und Energiewirtschaft zusammen mit den verantwortlichen Behörden sowie ADAC und Verbraucherverbänden einen Expertendialog zu den für das bidirektionale Laden notwendigen Energie- und Leistungsdaten und ihrem Austausch auf und erarbeiten eine Liste der notwendigen Datenpunkte zur digitalen Kommunikation.

5.2 Themen für V2H/V2B

Nach Umsetzung der oben beschriebenen Lösungsansätze könnten sowohl V2H/V2B-Lösungen in größerer Stückzahl im Markt ausgerollt und unterhalten werden als auch zu einem späteren Zeitpunkt sachgerechte Anreiz- und Ausgleichsmechanismen für V2G-Anwendungen realisiert werden.

Dies gilt ebenfalls für die diskriminierungsfreie und standardisierte Kommunikation zwischen verschiedenen technischen Komponenten innerhalb einer Kundenanlage (Heimenergiemanagementsystem, Batteriemanagementsystem, Backendsysteme) und dem Fahrzeug. Bereits heute erhalten Ladeeinrichtungen über die ISO 15118 die grundsätzlich notwendigen Daten vom Fahrzeug und können diese über standardisierte Protokolle (bspw. EEBUS) und Backendschnittstellen weiteren Geräten wie einem HEMS zur Verfügung stellen.

5.3 Themen für V2G

Handlungsempfehlungen bei der Erbringung von Regelleistung

Die Regelleistung dürfte auch zukünftig einen kleinen Markt mit wenig Attraktivität und Relevanz für das bidirektionale Laden ausmachen. Dennoch könnte überprüft werden, ob die aktuellen Anforderungen zur Erbringung von Regelleistungen für dezentrale Speicher geeignet sind. Um die - wenn auch niedrigen - Potenziale in Zukunft nutzen zu können, sollten einige allgemeingültige Punkte Berücksichtigung finden:

- Schaffung automatisierter Präqualifizierungs-Prozesse bspw. mit Hilfe einer Typen-Präqualifikation auch für Anlagen-Pools wie bspw. EVs
- Datensparsame Verfahren zur Nachweiserbringung
- Berücksichtigung von Primärregelleistung (FCR) als Energieanwendungsfall im BSI-Stufenmodell

Handlungsempfehlungen für Redispatch

Auch mit Blick auf die Anforderungen an Redispatch-Dienstleistungen sieht die Arbeitsgruppe derzeit keine Möglichkeit zur Erbringung von Dienstleistungen durch mobile Anwendungen. Zwar wird für diesen Anwendungsfall ebenfalls wenig Relevanz gesehen, dennoch wird die Schaffung eines – ergänzend

zum gesetzlichen Redispatch 2.0 existierenden – anreizbasierten Systems zur freiwilligen und unbürokratischen Bereitstellung von Redispatch-Dienstleistungen für nicht-teilnahmepflichtige dezentrale Erzeuger/Speicher/Verbraucher angeregt.

Handlungsempfehlungen für Netzentgelte und die Aktivierung marktbasierter Beschaffung von Flexibilität

Zusätzlich zur Dynamisierung der Börsen-Strompreise kann die Schaffung zeitvariabler Netzentgelte auf Basis der prognostizierten zeitlichen und räumlichen Netzbelastung als Einstieg für eine systemdienlichere Netznutzung sinnvoll sein. Aktuelle Vorschläge der BNetzA zur Ausgestaltung des § 14a EnWG mit den konkreten Plänen hinsichtlich der Einführung zeitvariabler Netzentgelte sind diesbezüglich in großen Teilen zu begrüßen. Dabei ist aber zu beachten, dass hierdurch großflächige und umfassende Synchronisierungseffekte auftreten können, welche die Stromnetze zusätzlich belasten.

BMWK und BNetzA sollten darüber hinaus prüfen, inwiefern § 14c EnWG sinnvoll genutzt werden kann, um marktliche Lösungen zur Nutzung von Strom aus mobilen Speichern für lokale Flexibilitätsdienstleistungen einzuführen.

6 Roadmap

6.1 Präambel

Elektroautos sind Kurzzeitspeicher auf Rädern. Ihr volles Potenzial für das Energiesystem wird dann gehoben, wenn sie bidirektional laden und Strom zurückspeisen. Geschieht dies in einem geeigneten marktlichen und anreizbasierten System, kann eine Win-Win-Situation entstehen. Wie dies erreicht werden kann, soll in diesem Kapitel skizziert werden. Im Folgenden wird dargestellt, wie die Zielbilder der beteiligten Stakeholder aussehen und mit welchen Schritten und zeitlichen Abläufen diese Zielbilder erreicht werden können.

6.2 Zielbilder

6.2.1 Zielbild 2030 gesamt

Bidirektionales Laden ist 2030 in allen Use Cases diskriminierungsfrei im Markt etabliert und von der Nutzerin oder dem Nutzer interoperabel betreibbar. Gesamtwirtschaftlich ist die Grundlage dafür gelegt, dass bidirektionales Laden einen Beitrag zur Systemstabilität, zur Versorgungssicherheit und durch die Nutzung zusätzlicher Potentiale erneuerbarer Stromproduktion zum Klimaschutz leisten kann. Der Gesetzgeber hat den Rechtsrahmen soweit angepasst, dass bidirektionales Laden ermöglicht wird.

Alle bidirektionalen Use Cases, insbesondere die V2G-Use Cases, sind grundsätzlich regulatorisch möglich und der Rahmen von Normen und Standards ist für eine interoperable Nutzung zwischen den unterschiedlichen Fahrzeugen und Ladeeinrichtungen sowie weiteren Komponenten, wie bspw. Energiemanagementsystemen, geeignet. Weitere identifizierte Handlungsbedarfe sind geklärt und terminiert. Die herstellerspezifischen Garantie- und Nutzungsbedingungen für den Fahrzeugspeicher und Ladekomponenten des Elektrofahrzeugs, die über die gesetzliche Gewährleistung hinausgehen können, sind Teil des Wettbewerbs und als ggf. limitierender Faktor für bidirektionale Use Cases bei allen Stakeholdern verstanden und akzeptiert.

Elektrofahrzeuge und bidirektionale Ladeeinrichtungen sind zu akzeptablen Preisen erhältlich und in den von Kundinnen und Kunden gewünschten Use Cases funktional kompatibel. Die bidirektionale Ladeeinrichtung (Wallbox) ist durch Servicepartner problemlos zu installieren und ggf. in ein Energiemanagement zu integrieren, mögliche Anmeldeprozesse bei Verteilnetzbetreibern sind bekannt sowie einfach und digital durchführbar. Auf Wunsch der Kundinnen oder Kunden muss der Messstellenbetreiber ein intelligentes Messsystem installieren, das die mit bidirektionalem Laden erforderlichen Messkonzepte abdeckt. Bidirektionales Laden lässt sich durch die Nutzerin oder den Nutzer kundenfreundlich, flexibel und mit geringem Aufwand steuern. Er steigert die Wirtschaftlichkeit seiner Energieversorgung, erhöht die eigene Versorgungssicherheit (Notstrom) und erhöht bei Nutzung einer PV-Anlage den Eigenanteil an der Stromversorgung.

Eine flächendeckende Einsetzbarkeit von intelligenten Messsystemen ist gegeben, u.a. durch einen besseren Ausbau des Mobilfunknetzes, sodass der Betrieb komplexer Systeme mit energiewirtschaftlichen Anwendungsfällen überall und ohne relevante Einschränkungen oder prohibitive Kosten möglich ist.

6.2.2 Zielbild 2030 Nutzer/Kunde

Der Nutzer/Kunde möchte durch die Nutzung von bidirektionalem Laden seine individuelle Versorgungssicherheit und Autarkie erhöhen. Hierzu tragen bei Nutzung einer PV-Anlage, eines Speichers und/oder eines E-Fahrzeugs ein höherer Autarkiegrad sowie die Möglichkeit zur Notstromversorgung bei. Darüber hinaus lässt sich durch bidirektionales Laden die Wirtschaftlichkeit der eigenen Energieversorgung, des Fahrzeugs aber auch der Elektromobilität insgesamt verbessern.

Dies kann sich lokal (V2H) aus der Steigerung des Eigenverbrauchs von Strom aus der eigenen PV-Anlage durch Zwischenspeicherung und spätere Nutzung selbsterzeugter Energie anstelle von Netzbezug ergeben. Sofern im Haushalt große Stromverbraucher vorhanden sind (z.B. Wärmeerzeugung), nehmen die Potenziale zu.

Eine höhere Wirtschaftlichkeit wird aber auch beim Netzbezug von Strom durch tarifoptimiertes Laden/Entladen von bezogenem Strom oder durch Erlöspotentiale aus der Speichervermarktung des batterieelektrischen Fahrzeugs sowie durch einen fehlenden oder geringeren Invest in einen stationären Heimspeicher möglich (Gesteuertes Laden und V2G).

Damit wird Elektromobilität für Nutzerinnen und Nutzer durch Vorteile in der Betriebsphase dauerhaft wirtschaftlich interessanter.

Für die Nutzung von bidirektionalem Laden sprechen aus Verbrauchersicht auch eine Reduktion des eigenen CO_2-Footprint und der individuelle Beitrag zur Energiewende. Investitionen der Nutzerinnen und Nutzer in der Anfangsphase sollten hinsichtlich der Entwicklung von Standards und Normen zukunftssicher sein und weder zu Stranded-Investments (Hardware aufwärts-kompatibel) noch zu Einschränkungen bzgl. der Interoperabilität mit künftigen Systemen führen.

Zielbild 2030 Nutzer/Kunde	E-Fahrzeuge und BiDi-Wallboxen sind erhältlich und funktional kompatibel in den von der Kundin oder dem Kunden gewünschten Use Cases. Die bidirektionale Wallbox ist durch Servicepartner problemlos zu installieren und ggf. in ein Energiemanagement zu integrieren, mögliche Anmeldeprozesse bei Verteilnetzbetreibern sind bekannt und einfach durchführbar. Auf Wunsch der Kundinnen oder Kunden installiert der Messstellenbetreiber ein intelligentes Messsystem, das die mit bidirektionalem Laden erforderlichen Messkonzepte abdeckt. Die Nutzerin oder der Nutzer kann V2H über ein eigenes HEMS nutzen und problemlos wechselnde Aggregatoren mit der Vermarktung seiner Flexibilität an den Energiemärkten (V2G) beauftragen. Die dafür erforderlichen Daten werden von den Fahrzeugherstellern innerhalb des vorgegebenen regulatorischen Rahmens bereitgestellt. Die Nutzerin oder der Nutzer steigert so die Wirtschaftlichkeit seiner Energieversorgung, erhöht bei Nutzung einer PV-Anlage den Anteil der Eigenversorgung, stärkt die eigene Versorgungssicherheit (Notstrom) und ist in der Lage, Flexibilitäten bereitzustellen.

6.2.3 Zielbild 2030 OEM

Automobilhersteller sehen in der Nutzung von bidirektionalem Laden eine Möglichkeit, den Kundennutzen von Elektrofahrzeugen zu erhöhen. Zugleich ergeben sich gesamtwirtschaftliche Vorteile durch die Möglichkeit zur Integration und energiewirtschaftlichen Optimierung von Fahrzeug und Energiesystem. Auch der Beitrag zum Klimaschutz durch die verbesserte Zwischenspeicherung von erneuerbar produziertem Strom trägt zur Akzeptanz von Elektromobilität bei.

Zielbild 2030 Automobil und Ladeeinrichtungen OEM	Die Automobilhersteller bieten massenmarktfähige bidirektionale und interoperable E-Fahrzeuge an und stellen ihren Kundinnen und Kunden sowie den von ihnen beauftragten Dienstleistern die für das bidirektionale Laden erforderlichen Energie- und Leistungsdaten bereit. Bidirektionales Laden wird von den Kundinnen und Kunden nachgefragt und ist im Markt etabliert. Die fahrzeugseitige Bereitstellung von bidirektionalem Laden durch Automobilhersteller hat sich gelohnt und wird vom Markt honoriert (kein „stranded investment" für OEM). Alle BiDi-Use Cases, insbesondere auch die V2G Use Cases, sind regulatorisch möglich und wirtschaftlich erfolgreich betreibbar. Zur Mitte des Jahrzehnts noch bestehende Hemmnisse sind im Jahr 2030 abgebaut. Alle BiDi-relevanten Standards sind auf Seiten VDE, DKE etc. identifiziert, geprüft, mögliche Handlungsbedarfe sind geklärt und terminiert. Die Garantie- und Nutzungsbedingungen der OEM- für den Fahrzeugspeicher und Ladekomponenten des Elektrofahrzeugs sind Teil des Wettbewerbs und als ggf. limitierender Faktor für Ladevorgänge bei allen Stakeholdern verstanden und akzeptiert.

6.2.4 Zielbild 2030 Energie- und Ladebranche

Energie-/E-Mobilitätsdienstleister bieten Kundinnen und Kunden bidirektionales Laden an, um ihnen ein bestmögliches und auf ihren Use Case passendes Ladeerlebnis sowie die effektive Nutzung/Vermarktung ihrer Flexibilitäten zu ermöglichen. Die Nutzung aller BiDi-Use Cases ist wirtschaftlich erfolgreich möglich, die Gleichbehandlung aller Speichertechnologien ist sichergestellt. Dies gilt insbesondere für die Befreiung von Steuern, Entgelten, Abgaben und Umlagen. Ein passender technischer und rechtlicher Rahmen, die Interoperabilität der verschiedenen Systeme und der diskriminierungsfreie Zugang zu notwenigen Daten u. a. aus den Fahrzeugen ist sichergestellt.

Aus Netzsicht ist bidirektionales Laden analog zur bereits langjährig bestehenden dezentralen Einspeisung von erneuerbaren Energien, z.B. PV-Einspeisung in der Niederspannung oder der Windkraft-Einspeisung in der Mittelspannung, zu sehen. Verteilnetzbetreiber unterstützen durch die Digitalisierung und den Ausbau der Verteilnetze die Einbindung bidirektionalen Ladens als dezentrale Einspeise- und Speicheranlagen zur Nutzung als ein weiteres Flexibilitätspotential für den Energiemarkt. Die dazu erforderlichen Geschäfts- und Abrechnungsprozesse (inkl. Erfassung von Lastgängen für Endverbraucher) sind massenmarkttauglich. Übertragungsnetzbetreiber nutzen die angebotenen Flexibilitäten aus den E-Fahrzeugen für Systemdienstleistungen (Regelenergie).

Zielbild 2030 Energie- und Ladebranche

Die Energie- und Ladebranche sieht bidirektionales Laden als eine attraktive Mehrwertdienstleistung für ihre Kundinnen und Kunden, die Elektrofahrzeuge nutzen, von den Privatkundinnen und -kunden bis hin zu den Flottenbetreibern. Der Mehrwert für die Nutzerinnen und Nutzer und diesen Mehrwert im Rahmen von z.B. Stromlieferverträgen, Energie- oder Flexibilitätsdienstleistungen anbieten zu können, steht für die Energie- und Ladebranche im Vordergrund.

Hinzu kommt, dass die Energie- und Ladebranche in der zunehmend dezentralisierten und volatilen Energiewelt die marktliche Realisierung von Flexibilitäten zur Effizienzsteigerung des Energiemarktes als absolut sinnvolle Ergänzung ansieht. Im Bedarfsfall umfasst das auch Systemdienstleistungen sowie perspektivisch ggf. auch einen netzdienlichen Einsatz wie z.B. Redispatch.

Deshalb unterstützt die Energie- und Ladebranche die Realisierung von bidirektionalem Laden als Mehrwertdienstleistung für die Nutzerinnen und Nutzer. Ziel müssen nicht-proprietäre, technische „Plug & Play"-Lösungen für Fahrzeuge, Lade- und Energiemanagementsysteme sowie diskriminierungsfreie Datenzugriffsmöglichkeiten auf das Fahrzeug zur Vermeidung von Lock-in-Effekten bei den Nutzerinnen und Nutzern sein.

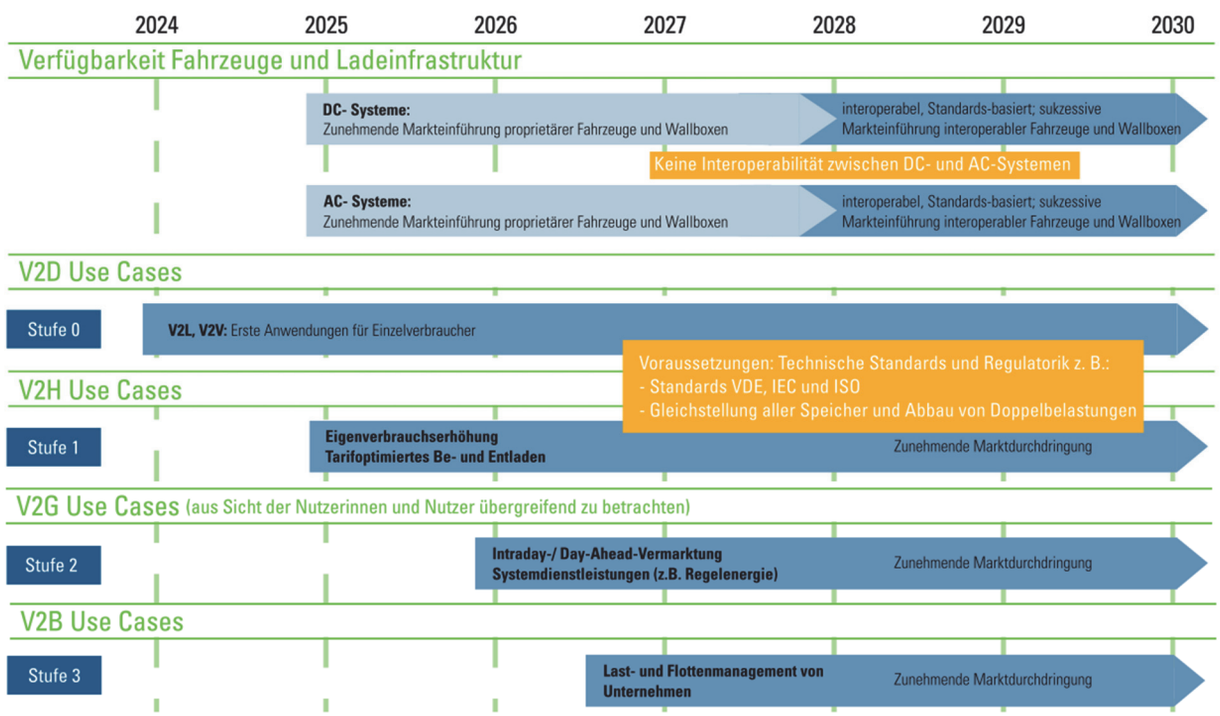


Abbildung 11: Roadmap gesamt; Quelle: eigene Darstellung

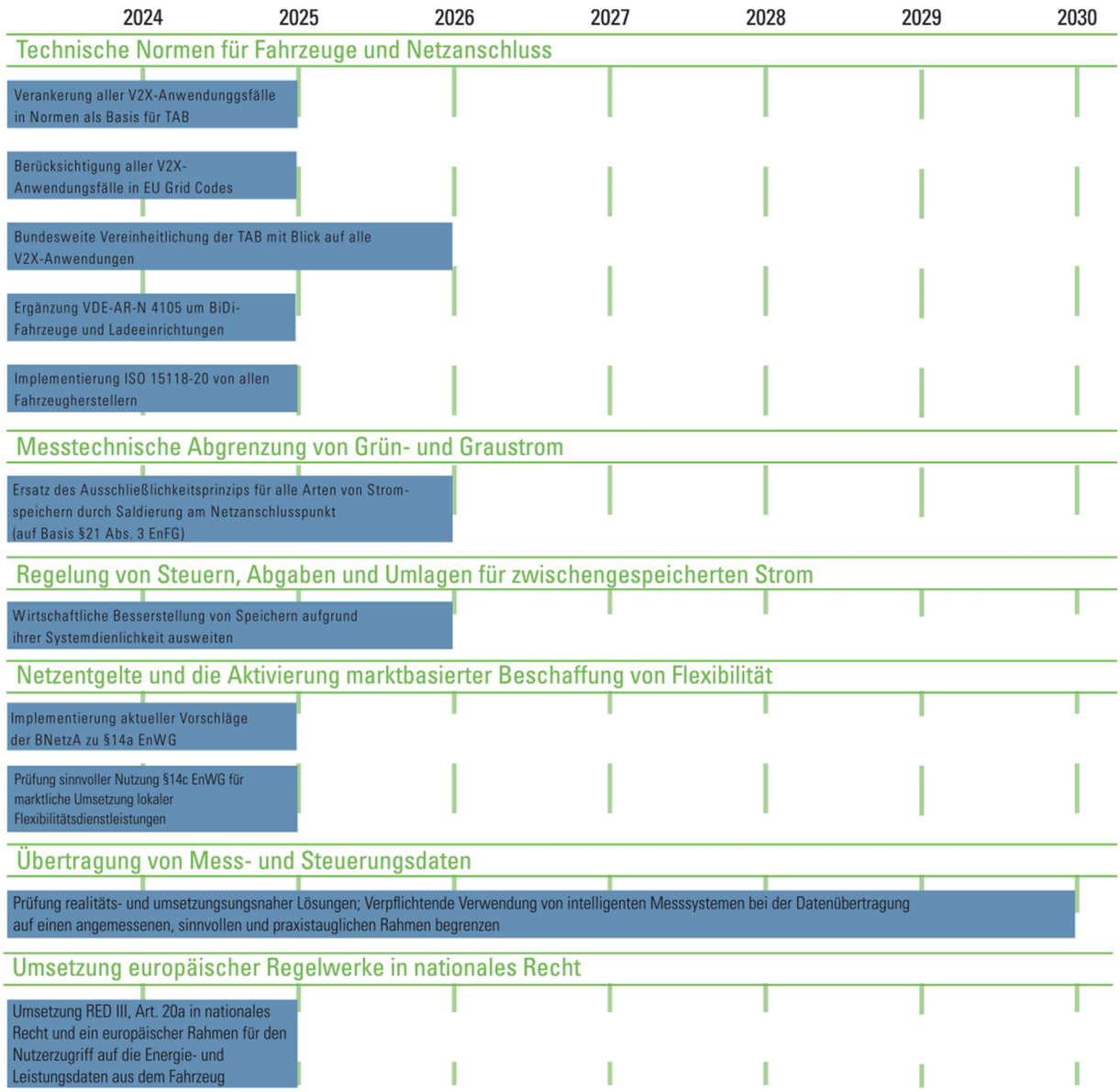


Abbildung 12: Roadmap-Auszug, Technik und Regulatorik

Glossar — Auszug

Begriff	Bedeutung
Proprietär	Eigene Entwicklung, (noch) nicht den technischen Standards und Normen entsprechend
Interoperabilität	Vereinbarkeit und mögliche Zusammenarbeit verschiedener Systeme durch i. d. R. gemeinsame technische Normen

Anlagen

Anlage 1: Verfügbare Fahrzeuge laut ADAC

Modell	Stecker	AC / DC	Art
Cupra Born (mit 77 kWh und VW-Konzern-Software 3.5)	CSS	DC	V2H: lt. VW ab Anfang 2024 mit Wallbox und Hauskraftwerk S10 E Compact von E3/DC / V2G (vorbereitet[2])
Genesis Electrified G80 / GV70	Schuko	AC (1-phasig)	V2L, Einführung von V2H und V2G voraussichtlich in der nächsten Generation
Nissan Leaf	CHAdeMO	DC	V2H / V2G (vorbereitet[2])
Nissan eNV200[1]	CHAdeMO	DC	V2H / V2G (vorbereitet[2])
Mitsubishi Outlander[1] / i-MIEV[1]	CHAdeMO	DC	V2H / V2G (vorbereitet[2])
Hyundai Ioniq 5 / 6	Schuko	AC (1-phasig)	V2L
Kia EV6 / Niro EV	Schuko	AC (1-phasig)	V2L
MG 4 / 5 / Marvel	Schuko	AC (1-phasig)	V2L
Skoda Enyaq (mit 77 kWh und VW-Konzern-Software 3.5)	CCS	DC	V2H: lt. VW ab Anfang 2024 mit Wallbox und Hauskraftwerk S10 E Compact von E3/DC / V2G (vorbereitet[2])
Volvo EX90	Schuko / Typ 2 / CCS	AC (1/3-phasig) / DC	V2L / V2H / V2G (vorbereitet[2])
VW ID.3, ID.4, ID.5, ID Buzz (mit 77 kWh und VW-Konzern-Software 3.5)	CSS	DC	V2H: lt. VW ab Anfang 2024 mit Wallbox und Hauskraftwerk S10 E Compact von E3/DC / V2G (vorbereitet[2])
Polestar 3	Schuko / Typ 2 / CCS	AC (1/3-phasig) / DC	V2L / V2H / V2G (vorbereitet[2])

[1] Modelle nicht mehr erhältlich

[2] bezieht sich auf V2G

Stand: 14.02.2024

Anlage 2: Verfügbarkeiten Ladeeinrichtungen

Hersteller	Modellbezeichnung	LP	Leistung (DC)	Preis (ca.)	Anwendung	Anmerkung
Wallbox	Quasar	1x CHAdeMO	7,4 kW	4.250,00 €		
Wallbox	Quasar 2	1x CCS	11,5 kW	5.350,00 €		Kompatibel mit Cupra Born Modellen
Kostal	BDL Wallbox	1x CCS	11 kW	3.500,00 €		Q4/2024
ionix	AVA	1x CCS	25 kW	n.a.	V2G	V2G-vorbereitet

evtec	sospeso&charge	1x CCS/CHAdeMO	10 kW (16 A)	12.200,00 €		Vertrieb in CH
Alpitronic	HYC 50	2x CCS	50 kW	23.500,00 €		
Ambibox	Ambicharge	1x CCS	11kW	4.200,00 €		
Ambibox	Ambicharge 2	1x CCS	22kW	n.a.		
Enercharge	DCW20/DCW40	1x CCS	20/40kW	n.a.		
Volvo	BiDi-Charger	CCS/Typ2?		n.a.		angekündigt
E3/DC	E3/DC S10 M					PV-Wechselrichter + integrierte DC Wallbox
E3/DC	Edison DC Connect	1x CCS	10 kW		V2H	angekündigt 2024; in Verbindung bzw. als Retro-Fit-Option für E2/DC-Hauskraftwerke
eaton	Green Motion DC 22	1x CCS / 2x CCS und CHAdeMO	22kW	n.a.	V2G	hardwaretechnisch V2G fähig
BorgWarner	RES-DCVC125-480-V2G	1x CCS	125 kW	n.a.	V2G	
BorgWarner	RES-DCVC60-480-V2G	1x CCS	60 kW	n.a.	V2G	
dcbel	dcbel r16	2x CCS/CHAdeMO	15,2kW	6.900,00 €	V2H, V2G-ready	
Enteligent	Hybrid DC Bi-Directional Fast EV Charger	1x CCS	12,5/25kW	n.a.	V2G, V2H, V2BESS	
AME	V2G 3p10kW V2X Charger	1x CHAdeMO	10kW	n.a.	V2G	
Ford	Charge Station Pro	1x CCS	19kW	n.a.	V2H	noch nicht in DE erhältlich; In Verbindung mit Siemens Smart Infrastructure
Nuvve	RES-HD60-V2G	1x CCS	60 kW	n.a.	V2G	

Nuvve	RES-HD125-V2G	1x CCS	125kW	n.a.	V2G	
Silla	Duke 44	2x CCS	2x 22kW	n.a.	V2H, V2G, V2V	
SolarEdge	SolarEdge Ladestation		24kW			PV-Wechselrichter + integrierte DC Wallbox
Endphase	Bidirektionale Wallbox					
Enovates	Single Wallbox	1x Type2	7,4kW (einphasig)/ 22kW(dreiphasig)	n.a.	V2G	V2G optional bei den Typen residential & Fleet und Professional
Mobilize	Powerbox		22kW			Wallbox (in Verbindung mit Renault Fahrzeugen der nächsten Generation)

Anlage 3: Use Cases Bidirektionales Laden

Name	Erlös-Ort	Kunden-gruppe	Regelung	Ausarbeitung im Projekt
Spitzenlastkappung	🏭	🏭	Zentral	Kundenumsetzung
Eigenverbrauchserhöhung	🏠	🏠	Lokal	Kundenumsetzung
Zeitliche Arbitrage (Intraday)	📡	🏠 🏭	Zentral	Kundenumsetzung
Zeitliche Arbitrage (Day-Ahead)	📡	🏠 🏭	Zentral	Labor
Echter Grünstrom (mit PPA)	🏭	🏭	Zentral	Labor
Primärregelleistung	📡	🏠 🏭	Lokal	Labor
Lokale Netzdienstleistung	📡	🏠 🏭	Zentral	Labor
Redispatch	📡	🏠 🏭	Zentral	Labor
Blindleistungsbereitstellung	📡	🏠 🏭	Zentral	Labor
Tarifoptimiertes Laden/Entladen	🏠	🏠	Lokal	Labor
Flottenmanagement	🏭	🏭	Lokal	Labor
Echter Grünstrom (CO_2 Laden)	🏭	🏭	Zentral	Simulation / Konzept
Notstromversorgung	-	-	Lokal	Simulation / Konzept
Powerbox	-	-	-	Simulation / Konzept

🏠 Zu Hause/ SLP-Kunde 🏭 Gewerbe / RLM-Kunde 📡 Netz / Markt / System

Quelle: FfE: Bidirektionales Lademanagement (BDL). Intelligentes Zusammenspiel von Elektrofahrzeugen, Ladeinfrastruktur und Energiesystem, 2022

Anlage 4: Relevante Organisationen zur Standardisierung bidirektionaler Energieflüsse

VDE FNN (Forum Netztechnik/ Netzbetrieb)

Im Rahmen der technischen Selbstverwaltung erarbeitet der Verband auf Grundlage eines definierten Prozesses (VDE AR N100) technische Anwendungsregeln zur Netzintegration und Netzbetrieb.

Die Themen umfassen Anlagensicherheit, Digitalisierung, Kommunikation, Anschlussrichtlinien. Diese stehen im Fokus der Energiewende und der damit notwendigen Digitalisierung.

Neben der Erstellung von Anwendungsregel werden vom FNN Hinweise, Positionspapiere, Studien, Lastenhefte und Infoblätter als Dokumente der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt.

Auf den Fokus Bidirektionales Laden bezogen sind insbesondere die technischen Regelwerke, VDE AR 4100 (als TAR) und VDE AR 4105 von hoher Relevanz. Weiter sind die Arbeiten zur FNN-Steuerbox als Lastenheft ein wichtiger Baustein für das Gelingen von bidirektionalen Laden als auch für den ganzheitlichen Prozess Energiewende.

VDA NA Automobil

Der VDA NA Automobil vertritt die Normungsinteressen zur automobilen und vernetzten Mobilität auf nationaler, regionaler und internationaler Ebene. Das Aufgabengebiet des VDA NA Automobil umfasst die Erstellung von Normen zu Anforderungen, Interoperabilität, Schnittstellen, Qualität und Sicherheit im Automobilbereich.

Eingeschlossen sind Managementnormen und Normen zur Vernetzung von Kraftfahrzeugen untereinander und mit der Infrastruktur für deren nachhaltige und optimale Nutzung auf öffentlichen Straßen.

Der VDA NA Automobil ist auch zuständig für die mit der straßengebundenen Mobilität nötige Vernetzung mit anderen Verkehrsträgern und der Umgebung sowie Aspekten der Verkehrssicherheit, der Nachhaltigkeit, des Datenmanagements, des Datenaustausches und der Kreislaufwirtschaft.

Ferner ist der VDA NA Automobil zuständig für die Normung der gesamten Ausrüstung straßengebundener Fahrzeuge und deren Aufbauten sowie die Normung der Frachtcontainer (ISO-Container).

DKE VDE DIN

DKE Komitee 353 (Elektrostraßenfahrzeuge)

Das DKE/K 353 ist für die Erarbeitung von Normen für den Ladevorgang von Elektrofahrzeugen zuständig. Hierzu gehören die Schnittstellenbeschreibungen sowie Anforderungen an Stationen für das Laden mit Gleich- und Wechselstrom, das kabellose Laden und den Batteriewechsel. Weitere Themen des Gremiums sind die Informationssicherheit beim Anschluss von Elektrofahrzeugen an die Ladesäule.

Das Gremium spiegelt die Aktivitäten von IEC/TC 69 und CLC/TC 69X. Die internationale Kooperation von IEC/TC 69 miSt ISO/TC 22 spiegelt sich national in einer engen Zusammenarbeit mit dem Normenausschuss Automobil (NAA).

Die Arbeiten des Gremiums sind durch die EU-Mandate M/468 und M/533 legitimiert.

DKE Komitee 461.2 (Messsysteme für nicht stationäre elektrische Betriebsmittel)

Das DKE/UK 461.2 hat sich im Februar 2020 konstituiert und ist als Nachfolge-Gremium des DKE/GAK 461.0.21 (Vorbereitung von elektrizitätsmessgerätebezogenen Normungs- und Standardisierungsvorschlägen für den Regelermittlungsausschuss nach § 46 MessEG) für die Erstellung von technischen Anforderungen an rechtssichere Messsysteme innerhalb der Elektromobilität verantwortlich.

Neben der Rückführung der spezifischen Messgeräte (AC und DC) in dafür legitimierte Arbeitskreise unterhalb des K 461, ist ein wesentlicher Fokus der Arbeiten des Komitees, eine Internationalisierung der nationalen Dokumente auf europäischer Ebene im CENELEC (TC13) zu erreichen, als auch eine Listung in der MID (Measurement Instrument Directive) anzustreben.

DKE TBINK AK SMGW (Arbeitskreis zu den Aktivitäten des BMWK/BSI zum SMGW)

Der TBINK (Technischer Beirat und Nationale Koordinierung) ist ein übergeordnetes beratendes Gremium der DKE (Deutsche Kommission für Elektrotechnik). Der Beirat observiert aktuelle und bestehende Projekte der nationalen und internationalen Standardisierung. Er kann bei großen Projekten oder Vorhaben, von denen i.d.R. mehrere Komitees betroffen sind, einen übergeordneten Arbeitskreis einberufen. Einberufende Arbeitskreise dienen dazu, fachliche Inhalte tangierter Komitees (K353, K461, K716, K901, K952), synchronisiert in eine abgestimmte DKE-Position zu überführen.

Im aktuellen Bundesvorhaben zum SMGW dient der AK zur Spiegelung und Kommentierung der ministerialen Entwürfe zu bestehenden oder noch zu entwickelnden Standards.

DKE UK 221.5 Zukunftsfähige Elektroinstallationen

Als Unterkomitee des K 221 (Elektrische Anlagen und Schutz gegen elektrischen Schlag) werden in diesem Arbeitskreis die Anforderungen für elektrische Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz definiert. Im Arbeitskreis DKE AK 221.5.5 (Systembetrachtung zum Anschluss von Elektrofahrzeugen) werden die Anforderungen der DIN VDE 0100-722 erarbeitet.

Anlage 5: Kurzbeschreibung der notwenigen technischen Systemnormen und Regelwerke

Nachfolgend befinden sich Kurzbeschreibungen zu den in den Abbildungen des Kapitel 4 aufgeführten Regelwerken:

VDE-AR-N 4100 (Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung): Diese VDE-Anwendungsregel "TAR Niederspannung" fasst die technischen Anforderungen zusammen, die bei der Planung, bei der Errichtung, beim Anschluss und beim Betrieb von elektrischen Anlagen an das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers zu beachten sind. Die "TAR Niederspannung" gilt für Bezugsanlagen und - in Verbindung mit der VDE-AR-N 4105 "Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz" - auch für Erzeugungsanlagen.

VDE-AR-N-4105 (Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz)

Diese VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 legt die technischen Anforderungen für Erzeugungsanlagen und Speicher fest, die über VDE-AR-N 4100 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)“ hinausgehen. Anforderungen an mobile Speicher sind noch nicht enthalten. Rückspeisefähige mobile Systeme werden in einem noch zu erstellenden, separaten Hinweis im FNN Anfang 2024 beschrieben.

DIN VDE 0100-722 Errichten von Niederspannungsanlagen, Teil 722: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Stromversorgung von Elektrofahrzeugen: Die besonderen Anforderungen, die in diesem Teil der Normen der Reihe DIN VDE 0100 (VDE 0100) enthalten sind, beschreiben

- Stromkreise für die Energieversorgung von Elektrofahrzeugen und
- Stromkreise für die Rückspeisung von elektrischer Energie von Elektrofahrzeugen.

Die Anforderungen sind aktuell (08/2023) noch nicht im Detail spezifiziert und werden in dem dafür vorgesehenen internationalen Format weiterentwickelt.

IEC 61851 (Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge) dient als System- und Produktnormenreihe für konduktive Ladesysteme und legt im Schwerpunkt elektrische Sicherheitsanforderungen für den Ladeverbund bestehend aus Fahrzeug und Ladeeinrichtung fest.

Für AC-Lade- und rückspeisefähige Systeme müssen die grundlegenden Anforderungen im Teil 1 der Normenreihe definiert werden. Für rückspeisende DC-Systeme müssen die bestehenden Anforderungen des Teils 23 der Normenreihe erweitert bzw. neu definiert werden.

IEC 63110- Teile 1 bis 4 definiert die Kommunikation zwischen Ladeeinrichtung und Backend. Sie soll zukünftig den Industrie-Standard OCPP ablösen, bzw. werden die Anforderungen des OCPP in die Norm überführt.

IEC 63119 definiert in Angliederung an die IEC 63310 Roaming- und Autorisierungsanwendungsfälle.

VDE-AR-E2122-1000 (Standardschnittstelle für Ladepunkte/Ladestationen zur Anbindung an lokales Leistungs- und Energiemanagement) (aktuell in Überführung zu IEC 63380). Beschreibt die Anbindung an ein lokales Energiemanagement und ist Grundvoraussetzung für die nach EnWG § 14 geforderte Steuerbarkeit über das intelligente Messystem.

VDE-AR-E2418-3-100 (Messsysteme für Ladeeinrichtungen) (aktuell in Überführung zu **CEN EN 70532**) beschreibt Mindestanforderungen an eichrechtskonforme Messsysteme in der Elektromobilität. Die vorauslaufenden deutschen Arbeiten seit 2017 werden, vor dem Hintergrund des Harmonisierungsprozesses aus EU-Vorgaben, aktuell in eine europäische Norm überführt.

BSI TR 3109-Reihe definiert die Anforderungen an ein intelligentes Messsystem zur Umsetzung als deutsche Lösung für marktliche und netzdienliche Steuerungsvorgänge.

ISO 15118-Reihe, die als Normengebinde eine digitale High-Level-Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladeeinrichtung definiert. Aktueller Fokus ist die anstehende Implementierung der ISO 15118-20 (Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation - Teil 20: Anforderungen der 2. Generation an das Netzwerk- und Anwendungsprotokoll). Dieser Teil der Norm erweitert die ISO 15118-Normenreihe, um zukünftige Funktionen, u.a. bidirektionales Laden zu ermöglichen.

HAUPTAUTORINNEN UND HAUPTAUTOREN

ADAC:
Stefan Gerwens
Dr. Sören Trümper

BDEW:
Dr. Jan Strobel

BMW:
Claas Bracklo

EnBW:
Claus Fest
Elisabeth Kolb
Stephan Wunnerlich

EWE GO:
Werner Harms

Mercedes Benz:
Sina Marek

Nationale Leitstelle
Ladeinfrastruktur:
Dr. Jens Hinrich Prause

P3 i. A. VDA:
Markus Hackmann
Michael Scholz

VDA:
Loïc Geipel

Volkswagen Group:
Maximilian Wilshaus

Unternehmens- und Politikberatung
E-Mobilität – Energie – Nachhaltigkeit i. A. VDA:
Xaver Pfab

Das Positionspapier des Beirats der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur gibt die Standpunkte der Mitglieder dieses Beirats wieder.

Weitere Informationen zum Beirat finden Sie hier:
Vernetzen | Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (nationale-leitstelle.de)

Nationale LEITSTELLE Ladeinfrastruktur

Bundesministerium für Digitales und Verkehr

NOW NOW-GMBH.DE

Die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur wurde im Auftrag des BMDV und unter dem Dach der NOW GmbH gegründet.