

Initiative „Bidirektionales Laden“

Positionspapier zu notwendigen regulatorischen Anpassungen im Kontext des bidirektionalen Ladens

nymoen | strategieberatung
con|energy gruppe

Initiative „Bidirektionales Laden“

Positionspapier zu notwendigen regulatorischen
Anpassungen im Kontext des bidirektionalen Ladens

Im Auftrag

nymoer strategieberatung gmbh
Joachimsthaler Straße 20
D-10719 Berlin

Autoren:

Dr. Håvard Nymoer
Tim Kimpel
Christopher Kaschade

Mit Unterstützung von Eric Niemann, Robin Leisen, Anna Katharina Putzik, Timo Wiedmann
sowie Vertretern der gesamten Initiative

Berlin, den 07. März 2022

I. Vorwort

Der Hochlauf der E-Mobilität nimmt weiter Fahrt auf und entwickelt sich sowohl im vertrieblichen als auch im technologischen Sinne sehr dynamisch. Eine sich in Anbahnung aber dennoch in fortgeschrittenem Stadium befindliche Entwicklung ist das bidirektionale Laden von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen. Ab 2022 ist mit einem flächendeckenden Rollout auf Seiten der Fahrzeuge zu rechnen. Die zur Anwendung geeignete Technik für die Ladeinfrastruktur ist ebenfalls bereits verfügbar und wird zukünftig massenmarkttauglich sein. Das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen kann dabei ökologisch und ökonomisch umfassende Mehrwerte bieten – sowohl für die Mobilitäts- als auch für die Energiewende. In diesem Kontext hat sich die Initiative Bidirektionales Laden gebildet. Diese besteht aus Vertretern der Automobil-, Energie- und Ladeinfrastrukturbranche, die von einer Parkhausgesellschaft, einem Softwarespezialisten sowie zwei Beratungshäusern flankiert werden. Die Initiative hat zum Ziel, das bidirektionale Laden als einen wichtigen Baustein der Energie- und Verkehrswende in Politik und Gesellschaft zu verankern und die zielführende Weiterentwicklung der für das bidirektionale Laden notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen sicherzustellen.

Das vorliegende Positionspapier stellt die Meinung der gesamten Initiative dar, die einen Querschnitt wesentlicher, mit dem bidirektionalen Laden in Verbindung stehender Marktakteure repräsentiert. Der Mehrwert der Initiative im politischen Diskurs ist, dass erstmals Stakeholder aus verschiedenen Branchen gemeinsam auftreten.



Abbildung 1: Mitglieder der Initiative "Bidirektionales Laden"

II. Inhaltsverzeichnis

I.	Vorwort	3
II.	Inhaltsverzeichnis	4
III.	Management Summary	5
IV.	Abkürzungsverzeichnis	10
1	Entwicklung der E-Mobilität	11
1.1	Erwartete Absatzentwicklung der E-Mobilität und ihrer Ladeinfrastruktur	11
1.2	Einordnung der batteriebetriebenen E-Mobilität	13
2	Use Cases des Bidirektionalen Ladens	15
2.1	Differenzierung relevanter Ladearten	15
2.2	Identifizierung relevanter Use Cases für das bidirektionale Laden.....	16
2.3	Technische Voraussetzungen	19
3	Volkswirtschaftliche Mehrwerte	21
3.1	Identifikation volkswirtschaftlicher Mehrwerte.....	21
3.2	Quantifizierung der Mehrwerte des bidirektionalen Ladens	23
4	Regulatorischer Anpassungsbedarf.....	29
4.1	Politische Zielvorgaben.....	29
4.2	Forderungen der Initiative.....	30
5	Fazit	38

III. Management Summary

Der Hochlauf der E-Mobilität entwickelt sich sowohl im vertrieblichen als auch im technologischen Sinne zurzeit sehr dynamisch. Die aktuelle Bundesregierung beabsichtigt laut Koalitionsvertrag Deutschland zum Leitmarkt für Elektromobilität zu machen und den Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur massiv zu beschleunigen. Neue Zielmarke sind mindestens 15 Millionen vollelektrische PKW bis 2030. Eine sich kommerziell in Anbahnung aber technologisch in fortgeschrittenem Stadium befindliche Entwicklung ist das bidirektionale Laden, das die potenziell enorme Speicherkapazität der Batterien der Elektrofahrzeuge für das Energiesystem nutzbar macht. Auch dieses will die Bundesregierung laut eigenem Bekunden ermöglichen.

Auch auf europäischer Ebene sind die Ziele für die Elektromobilität ehrgeizig. Im Rahmen der anstehenden Novellierung der Energy Performance Building Directive (Gebäudeeffizienz-Richtlinie) wird dabei auch verstärkt der Fokus auf den Ausbau von Lademöglichkeiten in Gebäuden gelegt. Die zu installierenden Ladepunkte sollen gemäß aktuellen Vorschlägen mindestens Smart Charging, wo immer möglich, aber auch bidirektionales Laden ermöglichen. Dabei wird explizit darauf verwiesen, dass durch bidirektionales Laden eine Integration der Gebäude in das Energiesystem ermöglicht würde. Insbesondere dort, wo es zu höheren Anteilen von Erneuerbaren Energien führen könnte, sollte bidirektionales Laden verfügbar sein.

Vor diesem Hintergrund hat sich im Herbst 2021 die „Initiative Bidirektionales Laden“ gegründet, ein Zusammenschluss von Unternehmen der Automobil-, Energie- und Ladeinfrastrukturbranche, die von einer Parkhausgesellschaft, einem Softwarespezialisten sowie zwei Beratungshäusern flankiert werden. Die Initiative möchte die positiven Impulse aus der europäischen und der Bundespolitik aufgreifen und die zielführende Weiterentwicklung der für das bidirektionale Laden notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen begleiten. Sie hat zum Ziel, das bidirektionale Laden als einen wichtigen Baustein der Energie- und Verkehrswende in Politik und Gesellschaft zu verankern und unternehmerisch umzusetzen.

Als erste gemeinsame Arbeit und Basis für künftige Aktionen wurde das vorliegende Positionspapier erarbeitet, mit folgenden Inhalten:

- Ziel war es, im ersten Schritt die aus Sicht der Initiative wichtigsten Use Cases für das bidirektionale Laden zu beschreiben.
- Anschließend wurde für die beschriebenen Use Cases untersucht, inwiefern sie neben einem für die verschiedenen Stakeholder wirtschaftlichen Vorteil ein „Enabler“ der Energiewende sein können, also ob es auch einen gesamtgesellschaftlichen, volkswirtschaftlichen Nutzen gibt. Im Rahmen einer Modellierung wurde dieser Nutzen exemplarisch auch quantifiziert.
- In einem dritten Schritt wurde untersucht, welche regulatorischen Hemmnisse einer Realisierung des identifizierten volkswirtschaftlichen Nutzens entgegenstehen.
- Aus den Ergebnissen der Analyse der Hemmnisse wurde schließlich ein regulatorischer Anpassungsbedarf abgeleitet und Handlungsempfehlungen formuliert, um das bidirektionale Laden möglichst zügig zu etablieren.

Use Cases

Im Rahmen dieses Positionspapiers wurden folgende zehn Use Cases als relevant identifiziert, die sich u. a. durch unterschiedliche Ladeorte (öffentlich, gewerblich, privat) und durch unterschiedliche Motivation für die verschiedenen Stakeholder (z.B. netzdienliches Laden vs. Optimierung des Eigenverbrauchs) unterscheiden, die aber z. T. auch deutliche Überschneidungen aufweisen und nicht immer trennscharf zu definieren sind (z.B. Lokale Netzdienstleistungen und Redispatch):

- Eigenverbrauchserhöhung
- Notstromversorgung
- Bidirektionales Lastmanagement
- Tarifoptimiertes Laden/Entladen
- Energiemarktoptimierung (z.B. Zeitliche Arbitrage)
- Nachbarschaftsversorger
- Flexible physische Grünstromlieferung
- Lokale Flexibilitätsdienstleistungen
- Regelleistung
- Redispatch

Volkswirtschaftliche Mehrwerte

Die identifizierten Use Cases zahlen in unterschiedlicher Weise insbesondere auf vier volkswirtschaftliche Mehrwerte ein:

Schnellere Durchdringung der E-Mobilität [CO₂-Einsparung]

Mithilfe des bidirektionalen Ladens kann im Rahmen vieler Use Cases Wertschöpfung generiert werden, die potenziell die Betriebskosten eines batteriebetriebenen Elektrofahrzeugs stark senkt. Diese Kostenvorteile unterstützen eine schnellere Verbreitung der Elektromobilität und damit einhergehend die Erreichung der ambitionierten CO₂-Ziele im Verkehrssektor. Die Mehrzahl der geschilderten Use Cases zahlt auf diesen Mehrwert ein. So können beispielsweise auf Basis von hinsichtlich des Arbitrage-Handels optimierten Ladevorgängen die Stromkosten eines Elektroautos auf jährlicher Basis um bis zu 60% reduziert werden.¹ Zudem werden Geschäftsmodelle vieler Akteure im Bereich der E-Mobilität durch das bidirektionale Laden attraktiver, sodass auch die verschiedenen Anbieter (etwa Automobilhersteller oder Energieversorger) in diesem Fall ein nochmals gesteigertes Interesse an einer schnelleren Skalierung der E-Mobilität haben.

Höherer Anteil Erneuerbarer Energien [CO₂-Einsparung]

Das bidirektionale Laden kann einen höheren Anteil Erneuerbarer Energien im Stromnetz ermöglichen und somit aktiv zur CO₂-Reduktion im Rahmen der Stromproduktion beitragen. Hervorzuheben sind hierbei Use Cases, in denen die Leistung und Kapazität der Batterien für Netzdienstleistungen verwendet werden, um eine ansonsten notwendige Abregelung der Erneuerbaren Energien aufgrund von Netzengpässen zu verhindern (Redispatch, lokale Netzdienstleistungen etc.) oder bspw. eine umfassendere Nutzung des Eigenstroms zu ermöglichen (Eigenverbrauchserhöhung, Nachbarschaftsversorger).

Geringere Netzausbaukosten [Kosteneinsparung]

Durch eine netzdienliche Anwendung des bidirektionalen Ladens kann die E-Mobilität zur Reduktion des ansonsten für die Energie- und Mobilitätswende notwendigen Netzausbaus beitragen und somit Kosten und Umwelteingriffe in diesem Kontext einsparen. Dies trifft vor allem auf diejenigen Use Cases zu, die eine netzdienliche Be- sowie Entladung ermöglichen oder gar voraussetzen.

¹ Vergleiche Kapitel 3.2, Quantifizierung der Mehrwerte des bidirektionalen Ladens

Transformation der Infrastruktur mit ohnehin bestehenden Assets [Kosteneinsparung]

Es werden ohnehin bestehende Assets einer intelligenten Netzinfrastruktur sowie Elektrofahrzeuge für zwangsläufig notwendige Systemdienstleistungen anstelle von separaten Assets verwendet. So könnten bidirektional ladende Fahrzeuge aggregiert in der Lage sein, fossile Kraftwerke, die derzeit Netzdienstleistungen wie Regelleistung bereitstellen, zu ersetzen, indem sie die dafür notwendige Flexibilisierung bieten. Dies führt zu einer kosteneffizienten Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur. Dadurch wird ein hoher Beitrag der E-Mobilität zur Versorgungssicherheit gewährleistet. Als weiteres Beispiel kann die Ergänzung oder auch Substitution eines Heimspeichers herangezogen werden. So ist ein BEV in starker Abhängigkeit des Fahrprofils in der Lage einen Heimspeicher sinnvoll zu ergänzen (in der Folge ist eine kleinere Dimensionierung des Heimspeichers möglich) oder fallabhängig gar gänzlich zu ersetzen.²

Regulatorische Hemmnisse und Handlungsempfehlungen

Um das bidirektionale Laden und die Realisierung der damit verbundenen energiewirtschaftlichen, volkswirtschaftlichen sowie ökologischen Vorteile zu ermöglichen, sind eine Vielzahl regulatorischer Hemmnisse innerhalb des aufgezeigten Rechtsrahmens zu beseitigen. Die wichtigsten Hemmnisse und Forderungen der Initiative „Bidirektionales Laden“ sind im Folgenden kurz dargestellt.

Fehlende Definition für mobile Batteriespeicher

Problemstellung: Aktuell werden mobile Batteriespeicher (mitunter im Sinne des bidirektionalen Ladens) rechtlich nicht ausreichend und eindeutig erfasst. Aus den Differenzen verschiedener Rechtsgrundlagen entsteht eine grundsätzliche Unsicherheit hinsichtlich der rechtlichen Einordnung bidirektional ladender Elektrofahrzeuge.

Handlungsempfehlung: Im Hinblick auf die Notwendigkeit eindeutiger rechtliche Regelungen einerseits sowie technische und energiewirtschaftliche Entwicklungen andererseits ist eine rechtliche Klarstellung von mobilen Batteriespeichern notwendig. Zielführend wäre dabei aus Sicht der Initiative die Erarbeitung einer konkreten, einheitlichen Legaldefinition.

Flächendeckender Ausbau unidirektionaler Ladeinfrastruktur

Problemstellung: Der Ausbau öffentlicher und privater Ladeinfrastruktur geschieht derzeit nahezu ausschließlich mit für das bidirektionale Laden nicht kompatibler Ladeinfrastruktur. Hauptgrund ist die bisher fehlende Anwendung und Verfügbarkeit geeigneter Hardware. Mit kurzfristig zu erwartender Verfügbarkeit und Anwendbarkeit wird jedoch mit einem vielversprechenden Hochlauf der bidirektionalen Ladeinfrastruktur gerechnet. Allerdings werden mittelfristig aus Sicht des Ladepunktbetreibers aufgrund von noch fehlenden Skaleneffekten Preisnachteile im Vergleich zur nicht für bidirektionales Laden geeigneten Ladeinfrastruktur bestehen.

Handlungsempfehlung: Damit weitere Lock-In-Effekte durch den Ausbau einer ausschließlich unidirektionalen Ladeinfrastruktur vermieden werden, schlägt die Initiative die Prüfung eines

² Vergleiche Kapitel 3.2, Quantifizierung der Mehrwerte des bidirektionalen Ladens

temporären und speziell für bidirektionale Ladeinfrastruktur geltenden Förderprogramms vor, um möglichst zügig wettbewerbsfähige Konditionen auf dem Markt darstellen zu können. Die Einführung eines solchen Förderprogramms sollte allerdings erst erfolgen, sobald eine ausreichende Anzahl an Anbietern bidirektionaler Ladeinfrastruktur auf dem Markt vorhanden ist, um den grundsätzlichen Ausbau von Ladeinfrastruktur nicht zu verlangsamen.

Weiterentwicklung der Steuerung von Verbrauchseinrichtungen und Flexibilitätsbeschaffung im Verteilnetz

Problemstellung: Mittels §14a EnWG können Netzbetreiber das Potenzial steuerbarer Verbrauchseinrichtungen erschließen. Gegenwärtig wird dabei nur die Ausspeisung ("Verbrauch") und nicht die Einspeisung ("Erzeugung") reguliert. Auch wird anstelle einer gezielten Steuerung in der Praxis häufig eine pauschale und nicht bedarfsorientierte Abschaltung durchgeführt, was die Attraktivität der E-Mobilität einschränkt. Möglichkeiten der marktgestützten Beschaffung über §14c EnWG bleiben zudem bislang weitestgehend ungenutzt.

Handlungsempfehlung: Das bidirektionale Laden eines Elektrofahrzeugs und somit sowohl die Steuerung der Ausspeisung („Verbrauch“) als auch der Einspeisung ins Netz („Erzeugung“), sollten innerhalb des § 14a EnWG respektive an anderer Stelle des Gesetzes Berücksichtigung finden. Regulatorische Anreize zur gezielten und netzzustandsbasierten Anwendung sollte geschaffen werden. Auch gilt es von der Festlegungskompetenz der BNetzA hinsichtlich der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen (§14c EnWG) Gebrauch zu machen.

Hohe Eintrittsbarrieren zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt

Problemstellung: Sowohl für die positive als auch negative Minuten- oder Sekundärreserve liegen die Mindestangebotsgrößen bei aktuell 5 MW. Die Bereitstellung der Minutenreserve hat innerhalb von 15 Minuten und die der Sekundärreserve innerhalb von 5 Minuten zu erfolgen. Dabei ist die gesamte Angebotsleistung in beiden Fällen für eine Stunde durchgehend zur Verfügung zu stellen.

Handlungsempfehlung: Die Schwellen für die Präqualifizierung sind mit 5 MW für die Minuten- und Sekundärreserve zu hoch und für V2G-Aggregatoren nur schwer zu erreichen. Die Initiative schlägt eine Senkung der Mindestangebotsgrößen von 5 MW auf 1 MW vor.

Stromnebenkosten für mobile Speicher

Problemstellung: Gegenwärtig besteht in Sachen der Belegung zwischengespeicherter Strommengen mit Stromnebenkosten (Abgaben, Umlagen und Steuern) eine Ungleichbehandlung des stationären Speichers und des mobilen Speichers, sodass mobile Speicher wirtschaftlich benachteiligt werden und je nach Wahl des Use Cases und Auslegung der rechtlichen Regelungen gar Doppelbelastungen mit entsprechenden Stromnebenkosten einer Stromeinheit auftreten können.

Handlungsempfehlung: Aus Sicht der Initiative besteht die Notwendigkeit, mobile Speicher mit stationären Speichern in Sachen Stromnebenkosten gleichzustellen und dies eindeutig zu

definieren. Dies bedeutet konkret, dass mobile Speicher für den zwischengespeicherten – nicht den im Rahmen des Fahrens verbrauchten Strom – in gleicher Weise wie stationäre Speicher von entsprechenden Abgaben, Umlagen und Steuern befreit und dessen Regelungen eindeutig definiert sein sollten.

Ausbau der Kommunikationsinfrastruktur

Problemstellung: Innovative Messtechnik ist für das bidirektionale Laden wichtig. Der entsprechende Rollout von intelligenten Messsystemen, also die Kombination aus intelligenten Messeinrichtungen und Smart Meter Gateways (SMGW) stockt jedoch seit Jahren. Dabei ist bislang sachgerecht, dass die Umsetzung der Steuerung und die eingesetzte Steuerungstechnik der vertraglichen Vereinbarung zwischen den Marktakteuren vorbehalten ist.

Handlungsempfehlung: Eine gezielte Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts im Sinne des bidirektionalen Ladens ist aus Sicht der Initiative erforderlich. In diesem Zusammenhang empfiehlt die Initiative, Anreize für den freiwilligen Einbau von Smart Metern zu schaffen.

Zur Umsetzung des bidirektionalen Ladens sind zudem unter Umständen weitere Markttrollen erforderlich. Neben den Netzbetreibern und Energieversorgern sind insbesondere Flexibilitäts-Aggregatoren sowie Gateway-Administratoren relevant. In diesem Zusammenhang empfiehlt die Initiative einen offenen Dialog hinsichtlich der Überprüfung und ggf. Aktualisierung bestehender Markttrollen und Kommunikationsregeln zwischen diesen untereinander sowie der Weiterleitung der Daten einzelner Messsysteme. In den zu den Markttrollen sowie der Kommunikationsinfrastruktur bereits existierenden Gesprächen ist die zukünftige Bidirektionalität der E-Mobilität zu berücksichtigen.

Fehlende wirtschaftliche Motivation des Netzbetreibers

Problemstellung: Zentrale Akteure und gleichzeitig auch potenzielle Nutznießer des bidirektionalen Ladens sind Verteilnetzbetreiber. Um volkswirtschaftliche Mehrwerte in Form des durch bidirektionales Laden verminderten Netzausbaus realisieren zu können, ist eine wirtschaftliche Motivation der Verteilnetzbetreiber notwendig, bidirektionales Laden als Alternative zum konventionellen Netzausbau wahrzunehmen. Dem steht die gegenwärtige Ausgestaltung der Anreizregulierung entgegen, die stark auf Kapitalkosten fokussiert.

Handlungsempfehlung: Die Initiative empfiehlt, die netzdienliche Flexibilitätsnutzung (mobiler) Speicher sowie die Digitalisierung der Netztechnik und damit jeweils einhergehende operative Kosten stärker in der Anreizregulierung zu berücksichtigen und mögliche Einsparungen beim Netzausbau zu einzubeziehen. Aufgrund der praktisch darstellbaren Prognostizierbarkeit und grundsätzlichen Steuerbarkeit bidirektionaler Ladeflüsse, empfiehlt die Initiative zudem die (n-1)-Sicherheit sowie Regelung rund um den Gleichzeitigkeitsfaktor im Sinne des bidirektionalen Ladens zu diskutieren und hinsichtlich einer agileren Reduktion des Netzausbaus bei gleichbleibender Versorgungssicherheit zu bewerten.

IV. Abkürzungsverzeichnis

BEV	<i>Battery Electric Vehicle (vollständig batteriebetriebenes Fahrzeug)</i>
BMWi.....	<i>Bundeswirtschaftsministerium</i>
BNetzA.....	<i>Bundesnetzagentur, Bundesnetzagentur</i>
CCS.....	<i>Combined Charging System</i>
CPO	<i>Charge Point Operator (Ladepunktbetreiber)</i>
DC	<i>Direct current (Gleichstrom)</i>
EmoG	<i>Elektromobilitätsgesetz</i>
EnWG.....	<i>Energiewirtschaftsgesetz</i>
EPBD	<i>Energy Performance of Buildings Directive</i>
HEMS	<i>Heimenergiemanagementsystem</i>
kW.....	<i>Kilowatt</i>
MsbG	<i>Messstellenbetriebsgesetz</i>
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle (Plug-In-Hybrid)</i>
PKW	<i>Personenkraftwagen</i>
SMGW.....	<i>Smart Meter Gateway</i>
SteuVerG	<i>Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz</i>
StromStG	<i>Stromsteuergesetz</i>
V2G	<i>Vehicle to Grid</i>
V2H	<i>Vehicle to Home</i>
VNB.....	<i>Verteilnetzbetreiber</i>

1 ENTWICKLUNG DER E-MOBILITÄT

1.1 Erwartete Absatzentwicklung der E-Mobilität und ihrer Ladeinfrastruktur

Potenzielle Emissionsfreiheit, Energieeffizienz, geringe Betriebskosten, neue Fahrzeugdesigns oder auch purer Fahrspaß: dies sind einige von vielen Eigenschaften von Elektrofahrzeugen, die viele PKW-Fahrer schätzen. Auch wenn das von der deutschen Regierung anvisierte Ziel, eine Million Elektrofahrzeuge bis Ende 2020 auf den deutschen Straßen zu haben, knapp verfehlt wurde, steigt die Anzahl der zugelassenen Elektrofahrzeuge in Deutschland mittlerweile rasant. Die Gründe des Markthochlaufs sind dabei vielfältig und keinesfalls auf die angesprochene Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung zu reduzieren.

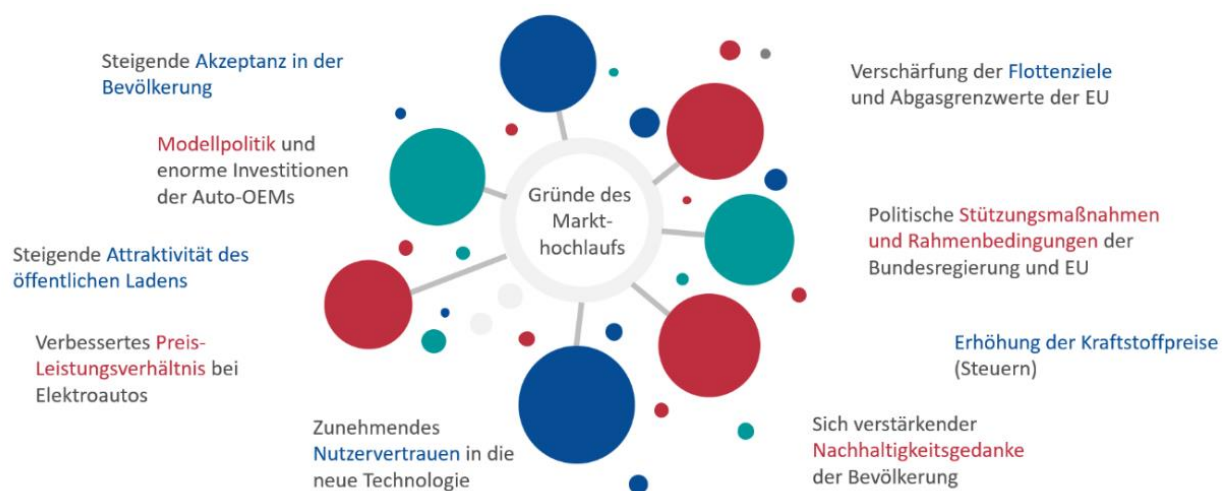


Abbildung 2: Gründe des Markthochlaufs elektrisch betriebener PKW

Allein im Jahr 2020 wurden 389.000 elektrisch betriebene PKW neu zugelassen. Dazu zählen Plug-In-Hybride (PHEV) sowie vollständig batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge (BEV). 2021 waren es mit stark steigender Tendenz bereits 681.000 Neuzulassungen, sodass Ende 2021 in Summe 579.000 PHEV und 635.000 BEV in Deutschland angemeldet waren. Mit Blick auf den stark steigenden Hochlauf der Elektromobilität sowie die strategische Ausrichtung der Politik und Automobilkonzerne erwartet die Initiative bis 2030 bis zu 15 Millionen in Deutschland zugelassener BEV. Dies wird circa 30 % des gesamten PKW-Bestandes in Deutschland entsprechen. Hinzu werden mehrere Millionen PHEV kommen. Diese Zahlen spiegeln die dynamische Entwicklung der E-Mobilität hin zu einer vollständigen Elektrifizierung des straßengebundenen Individualverkehrs wider. Im Rahmen dieses Positionspapiers werden ausschließlich BEV betrachtet, da PHEV aus Sicht der Initiative langfristig nur eine Zwischenlösung auf dem Weg zur vollständigen Elektrifizierung sein werden und insbesondere im Sinne des bidirektionalen Ladens praktisch kein Potenzial im Vergleich zu BEV aufweisen.

Eine der wesentlichen Gemeinsamkeiten aller BEV ist die Notwendigkeit der Batterieladung und folglich die Abhängigkeit von einer geeigneten Ladeinfrastruktur. Je nach Entwicklung verschiedener Parameter, wie etwa dem Nutzerverhalten oder auch dem Aufbau privater Ladeinfrastruktur, werden im Jahr 2030 in Deutschland zwischen 400.000 und 1.000.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte erwartet.

Im Falle eines zügigen Zubaus von (öffentlicher) Schnellladeinfrastruktur sowie privater Ladeinfrastruktur (Eigenheim, Gewerbe, etc.) ist jedoch mit einem Ausbauvolumen zu rechnen, das sich am unteren Ende der genannten Bandbreite bewegen wird.³ Im Jahr 2030 werden nach Abschätzung der Initiative zudem an rund 6 Mio. privaten Parkplätzen im Wohnumfeld Ladepunkte installiert sein. Zusätzlich werden zahlreiche Ladepunkte innerhalb des Gewerbes erwartet. Vor allem die privaten Ladepunkte werden seitens der Initiative mit umfassenden Potenzialen in Sachen des bidirektionalen Ladens, also der Möglichkeit die Batterien der Fahrzeuge sowohl zu laden als auch zu entladen, verbunden. Grundvoraussetzung dafür ist jedoch eine Verbreitung dafür geeigneter Ladeinfrastruktur, da die derzeit verbauten Ladepunkte nicht die aus Sicht der Initiative für das bidirektionale Laden geltenden Anforderungen erfüllen (siehe Kapitel 2.5, Technische Voraussetzungen)

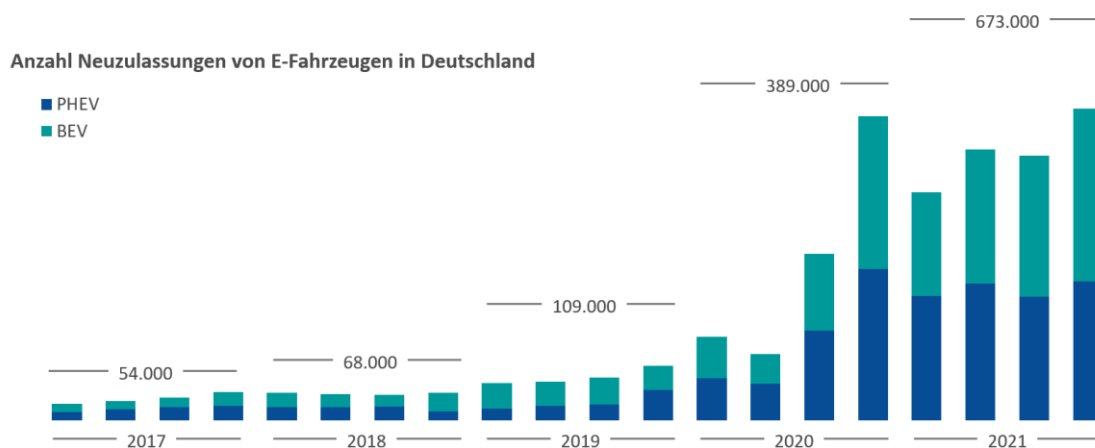


Abbildung 3: Anzahl von Neuzulassungen von E-Fahrzeugen in Deutschland

Elektrofahrzeuge nehmen in Bezug auf den Gesamtstromverbrauch folglich eine immer größere Rolle ein. Mit einem typischen Stromverbrauch von 2.000 bis 4.000 kWh pro Jahr und Elektrofahrzeug (entspricht dem Stromverbrauch eines mittelgroßen Haushaltes in Deutschland) werden diese bei einer angenommenen Flotte von 15 Mio. BEV im Jahr 2030 circa 45.000 GWh verbrauchen und somit ca. 6,8 %⁴ des Gesamtstromverbrauchs ausmachen. Auf Basis der prognostizierten Entwicklung der Absatzzahlen und Ladepunkte geht die Initiative davon aus, dass dieser Strom – je nach zukünftig eintretendem Nutzerverhalten – zu 40 bis 60 % an privater Ladeinfrastruktur verladen wird.

Zu beachten ist in diesem Kontext, dass das private Laden sowohl im Heim- als auch im Gewerbebereich sich typischerweise auf langsame Ladevorgänge zwischen 4 kW und 22 kW belaufen wird, während sich im öffentlichen Bereich neben dem langsamen Laden bis 2030 äußerst stark das Schnellladen mit Ladeleistungen bis zu 400 kW etablieren wird. In sämtlichen Leistungsklassen werden sowohl Wechselstrom- als auch Gleichstromladestationen zu Verfügung stehen. Dabei werden aus Sicht der Initiative vor allem Gleichstromladestationen der niedrigen Leistungsklassen wesentlicher Bestandteil der bidirektionalen Ladung von Elektrofahrzeugen sein (siehe Kapitel 2.1, Technische Voraussetzungen). Die Einordnung des bidirektionalen Ladens sowie möglicher Rollen im Rahmen der Mobilitäts- und Energiewende folgt im nächsten Kapitel.

³ Hinweis: Eine Nutzung des bidirektionalen Ladens im öffentlichen Raum würde eher für Ausbauziele sprechen, die sich am oberen Ende der genannten Bandbreite orientieren. Hintergründe und Notwendigkeiten werden in diesem Zusammenhang innerhalb des Positionspapiers diskutiert

⁴ Basierend auf angepasster Stromverbrauchsprognose des BMWi (Stand 10/21)

1.2 Einordnung der batteriebetriebenen E-Mobilität

Bei Betrachtung des geschilderten Strom- und Leistungsbedarfs von Elektrofahrzeugen wird deutlich, dass die deutsche Energiewende nicht nur für die Nachhaltigkeit der stationären Stromverbraucher, sondern auch für die Nachhaltigkeit der Mobilität von besonderer Bedeutung ist. Der ökologische Mehrwert eines Autos ist stark an die Art der Energiequelle, im Falle des BEVs an die Stromerzeugung, gekoppelt, sodass der Verzicht auf fossile Energieträger eine Grundvoraussetzung für eine nachhaltige Mobilität darstellt.

Der Stromsektor kann im Energiesystem der Zukunft demzufolge keinesfalls isoliert betrachtet werden. Das Energiesystem der Zukunft verlangt vielmehr eine umfangreiche Verknüpfung von Strom, Wärme und Mobilität – die sogenannte Sektorenkopplung. Die Mobilitäts- und Energiewende birgt in diesem Zusammenhang neben vieler Chancen auch Herausforderungen und bringt Veränderungen für das Energiesystem und das Marktdesign mit sich:

- Die zunehmende Dezentralität der Stromerzeugung und -speicherung bietet die Chance, Transportwege von Strom zu verkürzen. Dennoch gibt es auch in diesem System insbesondere durch heterogene Wetterverhältnisse sowie heterogenen Zubau Erneuerbaren Energien den Bedarf, Strom über große Strecken zu transportieren. Die Stromproduktion unterliegt, bedingt durch die Abhängigkeit von der Wetterlage, teilweise großen Schwankungen.
- Die Versorgung muss zudem dann sichergestellt sein, wenn die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien zeitweise nicht den gesamten Strombedarf decken kann.
- Die dezentrale Stromerzeugung wird künftig zeitweise zu umgekehrten Lastflüssen führen, da Haushalte und Gewerbe eigene Energieerzeugungsanlagen besitzen und zu verschiedenen Tageszeiten mitunter mehr Energie erzeugen als sie verbrauchen.

Aus den genannten Herausforderungen können im folgenden Schritt Notwendigkeiten in Bezug auf die Weiterentwicklung des Stromnetzes sowie die Flexibilisierung des Stromverbrauchs abgeleitet werden. So sind die Anforderungen an die Stromnetze in den vergangenen Jahren stark gestiegen und werden erwartungsgemäß auch weiterhin steigen. Ob höhere Lastspitzen im Verteilnetz, schwierigere Prognostizierbarkeit der Stromflüsse oder der alltägliche Auftritt der umgekehrten Lastflüsse: Es bestehen vielerlei technische Lösungen, um einige der genannten Herausforderungen mittels Netzausbau, Netzsteuerung und -monitoring zu bewerkstelligen. Letztendlich ist auf diese Weise das Problem der nicht dauerhaften, schwankenden Verfügbarkeit des Stroms aus Erneuerbaren Energien jedoch nicht zu lösen. Ohnehin bliebe es zu hinterfragen, wo das ökonomische und ökologische Optimum zwischen dem Netzausbau oder auch der Netzoptimierung einerseits und der Alternative – einer Flexibilisierung des Energiesystems – andererseits liegt.

Zu der Flexibilisierung des Energiesystems zählt unter anderem die Verstärkung des nachfrageseitigen Lastmanagements (Demand-Side-Management) sowie der Einsatz von Speichern. Vor allem Speicher sind dabei umfassend skalierbar und steuerbar. Sie treffen im Sinne der Energiewende auf einen umfassenden Bedarf. So geht die Europäische Kommission in ihrer Studie „Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe“ mit Blick auf das Erreichen der für die Europäische Union geltenden Klimaziele von einem innerhalb der EU bis 2050 auf rund 1.800 TWh ansteigenden Flexibilitätsbedarf aus.⁵ Einerseits wären für die Bereitstellung dieses Flexibilitätsbedarfs in einem dekarbonisierten Energiemarkt Investitionen in der Größenordnung vieler Milliarden Euro notwendig. Andererseits können große Teile des Bedarfs zukünftig von Elektroautos gedeckt werden, welche im Falle einer erfolgreichen Durchdringung der E-Mobilität sowie entsprechendem Marktdesign ohnehin Teil des Gesamtsystems sein werden und in Form einer neben der Mobilität zu

⁵ Der erwartete Wert für 2030 beläuft sich auf circa 800 TWh

realisierenden Zweitnutzung sinnstiftend für das Energiesystem genutzt werden können. So geht die Initiative auf Grundlage eigener Berechnungen davon aus, dass bis 2050 rund die Hälfte des Flexibilitätsbedarfs innerhalb der EU durch die Elektromobilität bereitgestellt werden kann. Elektroautos können demzufolge als Alternative zu einem umfassenden Investitionsbedarf angesehen werden.

Durch die Möglichkeit einer Nutzung der Batterien der Elektrofahrzeuge im Zuge des bidirektionalen Ladens kann die Elektromobilität zusammenfassend zu einem wichtigen Teil der Lösung der geschilderten Herausforderungen werden und darüber hinaus potenziell weitere volkswirtschaftliche Mehrwerte bieten (siehe Kapitel 3.1, Volkswirtschaftliche Mehrwerte).

Grundvoraussetzung das Elektroauto als Lösung in der geschilderten Problemstellung zu nutzen ist die Entkopplung von Stromerzeugung und dessen Verbrauch: Im Vergleich zu typischen Stromverbrauchern bezieht ein Elektroauto nicht Strom, wenn es diesen auch verbraucht sondern innerhalb eines vorgelagerten Zeitraums. Dieser Zeitraum ist in vielen Anwendungsfällen flexibel wählbar, da das deutsche Durchschnittsauto lediglich eine Stunde täglich für das Fahren genutzt wird. Der restliche Tag steht potenziell zum Laden der Batterie zur Verfügung. In diesem Kontext werden im nachfolgenden Kapitel verschiedene Ladearten differenziert und dabei die Varianten des bidirektionalen Ladens diskutiert.

2 USE CASES DES BIDIREKTIONALEN LADENS

2.1 Differenzierung relevanter Ladearten

Die Art und Weise, wie ein BEV geladen wird, kann je nach Anwendung einen großen Einfluss auf die mit der Nutzung eines Elektrofahrzeugs einhergehende Netzbelastung, die entstehenden Kosten sowie die mit der Batterieladung in Verbindung zu bringenden CO₂-Emissionen haben. Die vier aus Sicht der Initiative zu unterscheidenden Ladearten gliedern sich auf in netzkonformes Laden, gesteuertes Laden, bidirektionales Laden V2H und bidirektionales Laden V2G.

- Im Fall des netzkonformen Ladens wird stets unidirektional und mit der maximalen Ladeleistung geladen, die Fahrzeug und Ladeinfrastruktur leisten können. Aufgrund einer fehlenden Steuerung und Eingriffsmöglichkeit wird das Netz durch die Ladung vieler Elektrofahrzeuge regelmäßig stark belastet. Der Ladevorgang beginnt mit dem Anschluss des Fahrzeugs an die Ladeinfrastruktur und endet mit dem Trennen von Ladeinfrastruktur und Fahrzeug bzw. mit Vollladung.
- Beim gesteuerten Laden (Smart Charging) werden die Ladezeiträume sowie die jeweilige Ladeleistung an diverse Parameter angepasst. Der Ladevorgang kann dabei beliebig unterbrochen und wiederaufgenommen werden. Parameter können die Auslastung des Netzes, der aktuelle Börsenstrompreis oder auch die Höhe des Stromüberschusses der im Stromkreis befindlichen PV-Anlage sein. Die Steuerung des nach wie vor ausschließlich unidirektionalen Ladevorgangs kann durch ein Heimenergiemanagementsystem (HEMS), den Netzbetreiber, CPO, einem Aggregator oder auch den Fahrzeugnutzer manuell sowie automatisiert erfolgen. Im Ergebnis wird je nach Zielstellung die Batterie des BEV beispielweise kostengünstiger, netzverträglicher oder ökologisch nachhaltiger geladen. Eine Ausdehnung auf mehrere Fahrzeuge kann durch ein entsprechendes Lastmanagementsystem gewährleistet werden.
- Im Anwendungsfall Vehicle-to-Home (V2H) ist das Elektrofahrzeug im Rahmen des bidirektionalen Ladens in der Lage, Strom aus seiner Batterie in das Heimnetz einzuspeisen. Dies geschieht in aller Regel auf Basis ökologischer oder ökonomischer Motivationen. Grundsätzlich werden über diese Ladeart Optimierungen innerhalb des Gebäudenetzes („behind the meter“) im Vergleich zum gesteuerten Laden deutlich umfassender ermöglicht. So kann beispielsweise der Strom aus der im Hausnetz angeschlossenen PV-Anlage zwischengespeichert werden oder das BEV als Notstromversorgung dienen.
- Vehicle-to-Grid (V2G) baut auf den Prinzipien des V2H auf, interagiert jedoch ergänzend oder auch alternativ mit dem öffentlichen Stromnetz und nicht ausschließlich mit dem internen Gebäudenetz. Das BEV ist somit Teil des energiewirtschaftlichen Gesamtsystems und steht als flexible Leistung oder auch Last zur Verfügung. Auf diese Weise kann das BEV als Batteriespeicher zur Bewältigung der mit der Energie- und Mobilitätswende entstehenden Herausforderungen im Sinne des vorangegangenen Kapitels beitragen (Optimierungen „in front the meter“).

2.2 Identifizierung relevanter Use Cases für das bidirektionale Laden

In der Mehrheit derzeit bekannter Use Cases des Ladens von Elektrofahrzeugen forciert ein Ladepunktbetreiber (Charge Point Operator, CPO) mit einer Investition in eine Ladeinfrastruktur die Maximierung des Stromabsatzes, um eine möglichst hohe Wirtschaftlichkeit zu erzielen. Dies hat in Verbindung mit dem unidirektionalen Laden zur Folge, dass Ladevorgänge unter den technischen Gegebenheiten möglichst zügig abgewickelt werden,⁶ sodass der genutzte Ladepunkt für ein etwaig darauffolgendes Elektrofahrzeug möglichst schnell zur Verfügung steht. Auch wenn hierzu einige Ausnahmen bestehen – etwa im Falle der gezielten Eigenstromladung –, kann eine grundsätzliche Motivation von möglichst kurzen Ladevorgängen seitens der CPOs festgestellt werden. Auf dieser Grundlage sind im Bereich des öffentlichen Ladens beispielsweise besondere Gebühren fällig, wenn Ladevorgänge einen gewissen Zeitraum überschreiten, sodass der Elektromobilist zu einer möglichst kurzen Standzeit incentiviert wird.

Im Bereich des bidirektionalen Ladens können entgegengesetzte Motivationen erwartet werden. So ist ein Elektrofahrzeug immer dann von besonderem Interesse und von potenziell wirtschaftlichem Mehrwert, wenn es mit einer Ladeinfrastruktur verbunden ist – und zwar weitestgehend unabhängig vom Ladezustand der Batterie. Schließlich kann es theoretisch jederzeit entweder be- oder entladen werden und folglich Umsätze generieren, die nicht des Fahrens sondern des Ladens wegen realisiert werden.

In diesem Kontext hat die Initiative diverse Use Cases des bidirektionalen Ladens erarbeitet. Die aus Sicht der Initiative sowohl aufgrund ihrer Darstellbarkeit als auch der damit potenziell verbundenen volkswirtschaftlichen Mehrwerte relevantesten Use Cases werden nachfolgend beschrieben. Dabei ist zu beachten, dass einige Use Cases ausschließlich an einem der betrachteten Ladeorte „Zu Hause“, „Gewerbe“ oder „öffentlich“, häufig aber auch an verschiedenen der genannten Ladeorte denkbar sind. Zudem sind alle Use Cases mit mehreren Elektrofahrzeugen in Kombination und bis auf wenige Ausnahmen auch mit nur einem Fahrzeug darstellbar. Im ersten Fall treffen häufig höhere Koordinationsaufwände auf größere und somit lukrativere Hebel im Sinne der potenziellen Lasten und Speicherkapazitäten. Die Reihenfolge, in der nachfolgend die zehn Use Cases vorgestellt werden, orientiert sich an der von der Initiative erwarteten Marktreife der jeweiligen Use Cases, wobei solche, die als erstes die Marktreife erreichen, zuerst präsentiert werden.

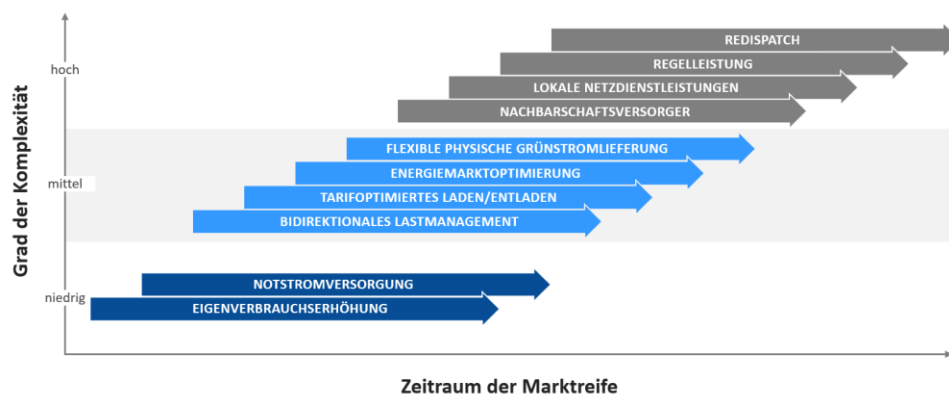


Abbildung 4: Einordnung der Use Cases nach erwarteter Marktreife und Komplexität

Eigenverbrauchserhöhung

⁶ End-to-End-Betrachtung: Vom anfänglichen Verbinden des Fahrzeugs mit dem Ladepunkt bis zum abschließenden Trennen

Der mittels einer Erneuerbaren-Energien-Anlage (im Normalfall Aufdach-PV) generierte Strom soll in diesem Use Case möglichst umfassend direkt im eigenen Haushalt/Gebäude – also ohne Einspeisung in das Stromnetz – Verwendung finden. Dies geschieht durch eine Zwischenspeicherung des Überschussstroms in der Fahrzeugbatterie und die Versorgung des anliegenden Gebäudes (bspw. ein Haushalt oder auch ein gewerblich genutztes Gebäude). Dieser Use Case kann alleinstehend mithilfe des Elektrofahrzeugs oder auch in Kombination mit einem vergleichsweise klein dimensionierten stationären Speicher (der derzeit typischen Lösung) dargestellt werden. Auf diese Weise kann durch Einsatz des Elektrofahrzeugs im Vergleich zu derzeit etablierten Lösungen ökologisch und ökonomisch vorteilhafter geladen werden. So reicht bereits die Batteriekapazität eines elektrischen Kleinwagens aus, um einen durchschnittlichen 2-Personen-Haushalt für vier Tage vollständig autark zu versorgen.⁷

Notstromversorgung

Das bidirektionale Elektrofahrzeug versorgt im Falle eines Stromausfalls ein Gebäude mit Strom, sodass dieses über eine gewisse Zeit autark betrieben werden kann und somit bisher etablierte Notstromversorgungstechnologien (teilweise) ersetzt werden oder eine Notstromversorgung überhaupt erst durch die Einbeziehung des Elektrofahrzeugs wirtschaftlich dargestellt werden kann.

Bidirektionales Lastmanagement

Senkung etwaiger Lastspitzen durch gesteuertes Laden sowie Entladen in aller Regel mehrerer bidirektionaler Fahrzeuge. Die BEV werden zu Zeiten mit geringer Last geladen und in Zeiten der höchsten Lastspitze entladen und zudem hinsichtlich der Mobilitätsbedarfe untereinander priorisiert. Im Bedarfsfall speisen Fahrzeuge Energie zurück, um das Laden höher priorisierter Fahrzeuge zu ermöglichen, ohne die maximale Bezugsleistung zu überschreiten. Neben der Anwendung im gewerblichen Kontext, z.B. Parkhäuser und sonstige Orten mit hohem Aufkommen an ladenden Autos, findet dieser Use Case auch in Eigenheimen Anwendung. Hierbei steht häufig die Optimierung der Lastspitzen des Haushalts anstelle der Optimierungen mehrerer BEV untereinander im Fokus.

Tarifoptimiertes Laden/Entladen

Ausnutzung von auf Basis von Stromtarifen definierter, variabler Strombezugskosten durch das Laden der Fahrzeugbatterie zu Zeiten mit niedrigen Strompreisen und Entladen zur Versorgung des Haushalts zu Zeiten mit hohen Strompreisen. Neben der potenziell günstigeren Darstellung der E-Mobilität ist eine Netzentlastung bei geeigneter Tarifierung erzielbar.

Energiemarktoptimierung (z.B. Zeitliche Arbitrage)

Aggregation und Vermarktung der Lade- und Entladeflexibilität von bidirektionalen Fahrzeugen am Day-Ahead- und Intraday-Markt. Das Elektrofahrzeug wird zu Zeitpunkten günstiger Preise geladen und zu Zeiten mit hohen Preisen entladen, sodass die Ausnutzung der Arbitragepotenziale wirtschaftliche Mehrwerte und eine kostengünstigere Darstellung der E-Mobilität ermöglicht. Aufgrund der häufigen Korrelation zwischen spezifischen CO₂-Emissionen sowie dem Börsenstrompreis kann ebenfalls ein ökologischer Mehrwert erzielt werden.

⁷ Durchschnittlicher Stromverbrauch 2019 laut Destatis

Nachbarschaftsversorger

Ein Elektrofahrzeug versorgt über ein an der heimischen Wallbox angeschlossenes bidirektionales Elektrofahrzeug umliegende dritte Haushalte (entgeltlich) mit Strom. Dies kann beispielsweise eigener Solarstrom aber auch anderweitig geladener Strom sein. Auf diese Weise kann ggf. zusätzlich eine Entlastung des Netzes erzielt werden.

Flexible physische Grünstromlieferung

Die bidirektionalen Fahrzeuge werden in Zeiten mit geringen spezifischen CO₂-Emissionen (bzw. einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien) im Netzgebiet geladen und speisen in Zeiten mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen (niedriger Anteil Erneuerbarer Energien) Strom zurück. Somit besteht die Möglichkeit, fallweise echten Grünstrom auf CO₂-Basis als Alternative zu den gängigen rein auf bilanzieller Ebene dargestellten Grünstromtarifen zu etablieren, sowie unter Umständen eine gewisse Verdrängung fossiler Kraftwerke.

Lokale Flexibilitätsdienstleistungen

Bereitstellung von lokaler Flexibilität für den Verteilnetzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen. Die bidirektionalen Fahrzeuge laden beziehungsweise entladen basierend auf einem Signal des Netzbetreibers oder per Abruf eines Aggregators, der die Leistungen verschiedener Fahrzeuge bündelt. Diese Signale können bspw. auf einer örtlich zu hohen Last- oder auch Verbrauchsspitze basieren. So können Elektrofahrzeuge beispielsweise gezielt zur Bereitstellung von regionaler Flexibilität mit dem Ziel der Vermeidung der Abregelung Erneuerbarer Energien genutzt werden.

Regelleistung

Die Übertragungsnetzbetreiber setzen Regelreserveprodukte (Regelleistung und Regelarbeit) ein, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz zu gewährleisten. Bidirektional geladene Fahrzeuge können die benötigte Regelreserve durch gesteuerte Lade- und Entladevorgänge den Übertragungsnetzbetreibern bereitstellen. Dazu werden viele Fahrzeuge zu Pools aggregiert und am Regelreservemarkt angeboten.

Redispatch

Elektrofahrzeuge werden zur Bereitstellung von regionaler Flexibilität für die Übertragungs- oder auch Verteilnetzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen im Netz genutzt. Hierzu laden bidirektionale Fahrzeuge vor dem Engpass und/oder entladen hinter dem Engpass. Durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen werden die ansonsten für den Redispatch notwendigen konventionellen Kraftwerke ersetzt beziehungsweise wird die generelle Notwendigkeit von Redispatch-Maßnahmen stark reduziert.⁸

⁸ Der Umfang der Redispatch-Maßnahmen ist seit 2013 (circa 5.000 GWh) bis 2020 (circa 17.000 GWh) stetig gestiegen. Dies geht mit enormen Kosten von mittlerweile über 200 Millionen € einher.

Weiterführende Gedanken

Im Rahmen dieses Positionspapiers ist es nicht beabsichtigt, die zur Abbildung der genannten Use Cases möglichen Geschäftsmodelle zu thematisieren. Dennoch ist zu beachten, dass stets mehrere Parteien mit häufig voneinander abweichenden Interessen bei der Umsetzung der Use Cases involviert sein werden. Aus Sicht des Fahrzeugeigentümers ist hierbei besonders hervorzuheben, dass dieser in aller Regel motiviert werden muss, die Ladeleistung seiner Batterie zur Verfügung zu stellen. Schließlich gehen unter Umständen Komforteinbußen sowie eine negative Wertentwicklung der Batterie (umfangreichere Nutzung) damit einher. Eine entsprechende Incentivierung kann beispielsweise über vergünstigte Tarifierung von Strom im Eigenheim oder auch Parktickets im Parkhaus abgebildet werden.

Sofern das BEV außerhalb des Wohnbereichs des Fahrzeugeigentümers für das bidirektionale Laden zur Verfügung steht, kann mitunter auch der Ansatz „Cloud auf Rädern“ angewendet werden. Ziel des Ansatzes ist es beispielsweise im gewerblichen Kontext, den Mitarbeiter zu motivieren sein privates Elektrofahrzeug für das bidirektionale Laden während der Arbeitszeit zur Verfügung zu stellen. Dies geschieht, indem der Mitarbeiter im Gegenzug zur Verfügungstellung der Leistung seines Fahrzeugs kostengünstig oder gar kostenlos beim Arbeitgeber lädt („Leistung gegen Arbeit“). So teilt der Arbeitgeber einen Teil seiner durch das bidirektionale Laden erzielten Einsparungen oder durch bspw. Netzstabilisierungsmaßnahmen erzielten Erlöse mit dem Fahrzeugbesitzer.

2.3 Technische Voraussetzungen

Für eine möglichst umfassende und skalierbare Darstellung der aufgezeigten Use Cases sind einige technische Voraussetzungen oder auch „Enabler“ zu erfüllen. Diese werden nachfolgend in groben Zügen skizziert und in Zusammenhang gebracht.

Auf der Hardwareseite bildet die Unterstützung von bidirektionalem Laden durch das Fahrzeug und die Ladeinfrastruktur die grundlegende technische Voraussetzung. Derzeit ist das Angebot an Fahrzeugen, die bidirektionales Laden unterstützen noch auf eine geringe Anzahl an Fahrzeugmodellen beschränkt. Doch mit der Ankündigung des VW-Konzerns ab Mitte 2022 alle Elektrofahrzeuge, die auf der modularen und von vielen Marken verwendeten MEB-Plattform basieren, mit bidirektionaler Funktionalität auszustatten, wird aus Sicht der Initiative der Weg einer flächendeckenden Verfügbarkeit bidirektional ladefähiger Fahrzeuge geebnet werden. Die Initiative geht davon aus, dass bidirektional ladefähige Fahrzeuge zukünftig die zur Steuerung und Vermarktung von Fahrzeugbatterien nötigen Systemparameter diskriminierungsfrei und standardisiert über eine geeignete normierte Schnittstelle zur Verfügung stellen. Auf diese Weise ist eine optimierte Steuerung des Ladevorgangs sowohl unter Markt- als auch Nutzersichtspunkten möglich.

Die Initiative geht davon aus, dass sich aufgrund der kostengünstigeren Darstellung sowie der fahrzeugseitig international einheitlichen Anwendbarkeit das bidirektionale Laden mittels Gleichstromladung etablieren wird. Die Verbindung von Elektrofahrzeug und Ladeinfrastruktur kann beim bidirektionalen Laden demnach über die Steckertypen CHAdeMO und Combined Charging System (CCS) erfolgen. CHAdeMO wird dabei aufgrund der zunehmenden Verdrängung durch CCS in Europa in den Hintergrund rücken.

Auch das Angebot von bidirektional fähigen DC-Wallboxen und -Ladestationen ist derzeit noch auf wenige Modelle begrenzt. Basierend auf vielen Produktankündigungen und Marktaktivitäten lässt sich

jedoch ein erwartbares breites Produktangebot ableiten. Von Relevanz sind hierbei Leistungsstufen von 7 kW bis 50 kW, da in darüberliegenden Leistungsstufen die möglichst schnelle Beladung der Fahrzeugbatterie im Fokus steht und somit keine sinnvolle Anwendung der Batterieentladung anzunehmen ist.

Für die Realisierung aller beschriebenen Use Cases gelten ergänzend Energiemanagementsysteme als wichtige Voraussetzung, um Energieflüsse zu optimieren. Smart Meter sind aus Sicht der Initiative von hoher Relevanz, da dadurch optimierte Be- und Entladung an den Energiemärkten bewirtschaftet werden kann. Das Smart Meter Gateway mit der Steuerbox bietet zudem die Möglichkeit, Steuer- und Anreizsignale des Netzbetreibers sicher an lokal installierte Systeme zu übertragen und darüber auch eine Rückmeldung zu erhalten. Aus Sicht der Initiative sind jedoch auch alternative Kommunikationswege - z.B. zwischen Aggregator und Fahrzeug - von hoher Bedeutung. Lösungen in der Cloud können dabei bei teilweise gleichem Funktionsumfang große Kostenvorteile ermöglichen. Grundsätzlich sind diskriminierungsfreie und möglichst vereinheitlichte Kommunikationswege zu bevorzugen.

Softwareseitig ist allen voran die Finalisierung der ISO 15118-20 als Voraussetzung hervorzuheben.⁹ Für die Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen innerhalb eines Energiemanagementsystems, sind die EEBUS-Spezifikationen zudem von großer Bedeutung, da diese ebenfalls die Funktionen der Normenreihe ISO 15118 abbilden. Auch die Kommunikation zwischen Ladepunkt und Betreiberbackend muss auf die Bidirektionalität ausgerichtet sein. Das bisher weit verbreitete Open Charge Point Protocol in der Version 1.6 muss dazu auf die Version 2.0 aktualisiert werden.

Die vorangegangene Beschreibung technischer Voraussetzungen des bidirektionalen Ladens zeigt, dass die benötigten Technologien und Standards schon heute nahezu vollständig zur Verfügung stehen, auch wenn, wie im Falle der intelligenten Messeinrichtungen mit Smart Meter Gateway (SMGW), die Markteinführung in der Breite noch nicht stattgefunden hat. Es ist daher wichtig, dass die Regulatorik mit der technologischen Entwicklung Schritt hält und rechtliche Rahmenbedingungen für das bidirektionale Laden schafft.

⁹ Als Weiterentwicklung des für Plug&Charge-Anwendungen benötigten Kommunikationsstandard ISO 15118-2 ist die ISO 15118-20 unerlässlich für den benötigten Datenaustausch zwischen Fahrzeug und Ladepunkt.

3 VOLKSWIRTSCHAFTLICHE MEHRWERTE

3.1 Identifikation volkswirtschaftlicher Mehrwerte

Mit jedem der im vorherigen Kapitel geschilderten Use Cases können diverse Mehrwerte für die einzelnen Marktakteure identifiziert werden. So kann ein Elektromobilist beispielsweise seine Strombezugskosten senken und den Autarkiegrad seines Eigenheims kosteneffizient erhöhen, während ein Gewerbetreibender über Netzdienstleistungen und verringerte Lastspitzen neue Kosteneinsparungen und Erlöspotenziale erschließen kann. Die Initiative ist sich auf Basis erster Berechnungen sicher, dass die Mehrwerte die Kosten, - bspw. in Folge der Wertminderung der Batterie - überwiegen.

Viele dieser Mehrwerte haben auch im Zuge einer volkswirtschaftlichen und ökologischen Betrachtung einen positiven Einfluss. Grundsätzlich festzustellen ist, dass das bidirektionale Laden im Rahmen vieler Use Cases zu einem verminderten CO₂-Austoß einerseits und zu einer Kostenreduktion innerhalb der Mobilitäts- und Energiewende andererseits führen kann. Im Folgenden werden die aus Sicht der Initiative wichtigsten volkswirtschaftlichen Mehrwerte des bidirektionalen Ladens in Verbindung mit den bereits diskutierten Use Cases kurz dargestellt.

Schnellere Durchdringung der E-Mobilität [CO₂-Einsparung]

Mithilfe des bidirektionalen Ladens kann im Rahmen vieler Use Cases Wertschöpfung generiert werden, die potenziell die Betriebskosten eines batteriebetriebenen Elektrofahrzeugs stark senkt. Diese Kostenvorteile unterstützen eine schnellere Verbreitung der Elektromobilität und damit einhergehend die Erreichung der ambitionierten CO₂-Ziele im Verkehrssektor. Die Mehrzahl der geschilderten Use Cases zählt auf diesen Mehrwert ein, da der jeweilige Elektromobilist oder Flottenbetreiber direkt an den durch die Wertschöpfung generierten Umsätzen beteiligt wird. Zudem werden Geschäftsmodelle vieler Akteure im Bereich der E-Mobilität durch das bidirektionale Laden attraktiver, sodass auch die verschiedenen Anbieter (etwa Automobilhersteller oder Energieversorger) in diesem Fall ein nochmals gesteigertes Interesse an einer schnelleren Skalierung der E-Mobilität haben.

Höherer Anteil Erneuerbarer Energien [CO₂-Einsparung]

Das bidirektionale Laden kann einen höheren Anteil Erneuerbarer Energien im Stromnetz ermöglichen und somit aktiv zur CO₂-Reduktion im Kontext der Stromerzeugung beitragen. Hervorzuheben sind hierbei Use Cases, in denen die Leistung und Kapazität der Batterien für Netzdienstleistungen verwendet werden, um eine ansonsten notwendige Abregelung Erneuerbarer Energien aufgrund von Netzengpässen zu verhindern (Redispatch, lokale Netzdienstleistungen etc.) oder bspw. eine umfassendere Nutzung des Eigenstroms zu ermöglichen (Eigenverbrauchserhöhung, Nachbarschaftsversorger). Ergänzend sind bidirektional ladende Fahrzeuge aggregiert in der Lage, konventionelle Kraftwerke, die derzeit Netzdienstleistungen bereitstellen, zu ersetzen, indem sie die dafür notwendige Flexibilisierung bieten. Dies wird im Zuge der verminderten Nutzung konventioneller Kraftwerke zu einer weiteren potenziellen CO₂-Minderung im Strommix führen.

Geringere Netzausbaukosten [Kosteneinsparung]

Durch eine netzdienliche Anwendung des bidirektionalen Ladens kann die E-Mobilität zur Reduktion des ansonsten für Energie- und Mobilitätswende notwendigen Netzausbaus beitragen und somit Kosten und Umwelteingriffe in diesem Kontext einsparen. Dies trifft vor allem auf diejenigen Use Cases zu, die eine netzdienliche Be- sowie Entladung ermöglichen oder gar voraussetzen.

Transformation der Infrastruktur mit ohnehin bestehenden Assets [Kosteneinsparung]

Es werden die ohnehin bestehenden Elektrofahrzeuge für zwangsläufig notwendige Systemdienstleistungen anstelle von separaten Assets verwendet. Dies führt zu einer kosteneffizienten Transformation der notwendigen Infrastruktur, da das Stromnetz beispielsweise einen geringeren Ausbau bedarf. Dadurch wird ein hoher Beitrag der E-Mobilität zur Versorgungssicherheit gewährleistet.

Verknüpfung der Use Cases und volkswirtschaftlichen Mehrwerte

Der Tabelle ist zu entnehmen, auf welche der geschilderten volkswirtschaftlichen Mehrwerte die einzelnen Use Cases einen positiven Effekt haben können.

	Schnellere Durchdringung der E-Mobilität	Höherer Anteil Erneuerbarer Energien	Geringere Netzausbaukosten	Transformation der Infrastruktur mit ohnehin bestehenden Assets
Eigenverbrauchserhöhung	X	X	(X)	X
Notstromversorgung	(X)			X
Bidirektionales Lastmanagement	(X)	(X)	X	(X)
Tarifoptimiertes Laden/Entladen	X	(X)		
Energiemarktoptimierung (z.B. zeitliche Arbitrage)	X	(X)		(X)
Nachbarschaftsversorger	X	(X)	(X)	
Flexible physische Grünstromlieferung	(X)	X		(X)
Lokale Flexibilitätsdienstleistungen	X	X	X	X
Regelleistung	X	X	X	X
Redispatch	X	X	X	X

X = Es besteht bei beschriebener Umsetzung eine unmittelbare Verknüpfung zwischen dem Use Case sowie dem volkswirtschaftlichen Mehrwert

(X) = Die Verknüpfung des Use Cases und volkswirtschaftlichen Mehrwerts kann bestehen, ist jedoch in Teilen von unbeeinflussbaren Faktoren abhängig

3.2 Quantifizierung der Mehrwerte des bidirektionalen Ladens

Im Rahmen der Quantifizierung von Mehrwerten sollen zwei der geschilderten Use Cases tiefergehend hinsichtlich ihrer Möglichkeit der Schaffung volkswirtschaftlicher Mehrwerte analysiert werden. Hierfür sind seitens der Initiative die Use Cases „Eigenverbrauchserhöhung“ sowie „Zeitliche Arbitrage“ am Ladeort „Eigenheim“ ausgewählt und für beide Use Cases möglichst realitätsgetreue Annahmen getroffen worden. Ziel ist es im ersten Schritt jeweils für die Betrachtung eines einzelnen Elektroautos mit den Use Cases in Verbindung stehende, potentielle Mehrwerte auf Basis von Optimierungsmodellen zu errechnen.

Grundsätzliche für beide Use Cases relevante, möglichst realitätsnahe aber dennoch in Teilen vereinfachte, Annahmen und Bedingungen:

- Die maximale und bidirektional zur Verfügung stehende Ladeleistung des BEV ist auf 11 kW limitiert.
- Das Elektroauto verfügt über einen Akku mit einer Kapazität von 50 kWh. Ein Ladezustand von unter 10% oder über 90% wird aus Gründen der Batterieschonung nicht toleriert.
- Es werden sowohl bei der Ein- als auch Ausspeisung Energieverluste von 10% angenommen (bedingt durch beispielsweise der Effizienz des Wechselrichters).
- Die maximale Anzahl an Ladezyklen, die für den Arbitrage-Handel bzw. die Eigenverbrauchsoptimierung zur Verfügung stehen, sind im Sinne der Batterieschonung auf jährlich 100 begrenzt.
- Es ist ein Szenario definiert worden, innerhalb dessen der fiktive Elektromobilist stets von 9 bis 10 Uhr sowie von 15 bis 16 Uhr mit seinem Fahrzeug unterwegs ist. Zur restlichen Zeit ist das Fahrzeug mit der heimischen und für das bidirektionale Laden geeigneten Ladeinfrastruktur verbunden. Täglich werden rund 6 kWh für das Fahren verbraucht (entspricht einer jährlichen Fahrtstrecke von rund 10.000 Kilometern).
- Vor dem täglichen Fahrtantritt muss die Batterie stets zu mindestens 50% geladen sein.

Betrachtung des Use Cases „Zeitliche Arbitrage“

Spezielle Annahmen

Die grundsätzlich für das Laden des Elektroautos relevanten Stromnebenkosten sind der folgenden Tabelle zu entnehmen [ct/kWh_{netto}]. Hierauf sind ergänzend einerseits die Umsatzsteuer (19%) und andererseits die Erzeugerpreise zu addieren.

Netzentgelte	7,800
§19-NEV-Umlage	0,437
Stromsteuer	2,050
EEG-Umlage	3,723
KWKG-Umlage	0,378
Offshore-Netzumlage	0,419
Abschaltbare-Lasten-Umlage	0,003
Konzessionsabgabe	1,990
Vertrieb, Marge	2,000

Es werden verschiedene Szenarien hinsichtlich der Art der Ladevorgänge und der damit in Verbindung stehenden Stromnebenkosten berücksichtigt.

1. Im Szenario „Klassik“ lädt das Elektroauto stets unidirektional und mit maximaler Ladeleistung (netzkonformes Laden). In diesem Kontext wird das Elektroauto als normaler Verbraucher angesehen, sodass sämtliche Stromnebenkosten anfallen.
2. Im Szenario „Arbitrage gemäß stationärem Speicher“ finden bidirektionale und auf Basis der Börsenstrompreise hinsichtlich der Ladeleistung und des Ladezeitraums optimierte Ladevorgänge statt. Dabei wird als entscheidende Prämisse angenommen, dass hinsichtlich der für zwischengespeicherten Strom anfallenden Stromnebenkosten eine **Gleichstellung des mobilen Speichers mit dem stationären Speicher** erfolgt und folglich beim Laden und Entladen die nachfolgend dargestellten Stromnebenkosten anfallen. Andernfalls würden im derzeitigen Status Quo aufgrund einer Ungleichbehandlung mit dem stationären Speicher höhere Abgaben und Umlagen anfallen (Siehe Kapitel 4 „Regulatorischer Handlungsbedarf“). Für den für das Fahren verbrauchten Strom fallen dagegen sämtliche Stromnebenkosten an. Strompreiszusammensetzung für zwischengespeicherten Strom im Szenario „Arbitrage gemäß stat. Speicher“:

	Laden	Entladen	ct/kWh
	2,43	0	
Netzentgelte			%
\$19-NEV-Umlage	100%		%
Stromsteuer			%
EEG-Umlage			%
KWKG-Umlage			%
Offshore-Netzumlage			%
Abschaltbare-Lasten-Umlage			%
Konzessionsabgabe	100%		%
Vertrieb, Marge			%

Die Erzeugerpreise des Stroms entsprechen im zweiten Szenario den über einstündige Zeitfenster geglätteten Börsenstrompreisen. Hierbei wurden historische Werte aus den Jahren 2019 bis 2021 herangezogen. Der Verlauf des Strompreises ist für das Jahr 2021 exemplarisch nachfolgend abgebildet.

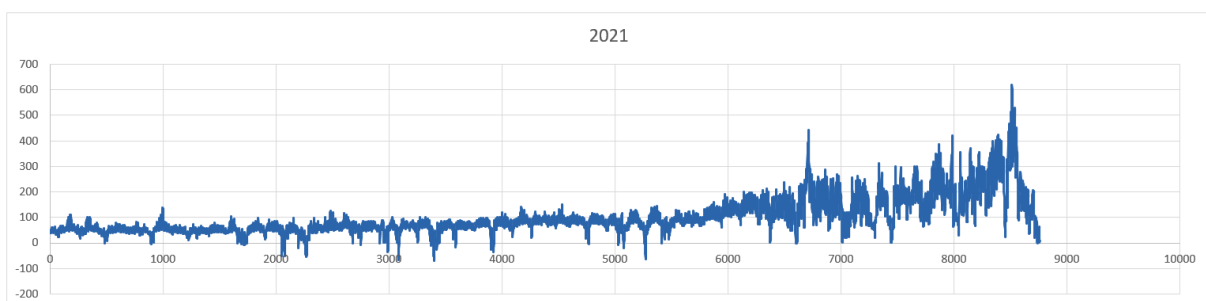


Abbildung 5: Börsenstrompreisentwicklung innerhalb des Jahres 2021

Zielstellung

- Das der Berechnung zugrundeliegende Modell ist grundsätzlich so gestaltet, dass unter den genannten Annahmen und Bedingungen eine Gewinnmaximierung stattfindet (Szenario 2).
- Um dieses Ziel zu erreichen, findet eine Optimierung der Ladevorgänge innerhalb eines Jahres statt. Unter den genannten Bedingungen wird die Batterie des Elektroautos bei möglichst niedrigen Börsenstrompreisen geladen und bei möglichst hohen Börsenstrompreisen entladen (Szenario 2).

Zusammenfassung der Ergebnisse

Das oben beschriebene BEV würde im Falle des Szenarios 1 („Klassik“, netzkonformes Laden) unter der Annahme eines Strompreises von 30 ct / kWh Jahresstromkosten von rund 650€ verursachen.

Im zweiten Szenario „Arbitrage gemäß stationärem Speicher“ können unter der Annahme der Gleichstellung (hinsichtlich von Stromnebenkosten) des mobilen Speichers mit einem stationären Speicher im Falle einer bidirektionalen und unter Gesichtspunkten des Arbitrage-Handels optimierten Ladeweise die Stromkosten in allen betrachteten Jahren gesenkt werden. So ist ein auf jährlicher Basis berechnetes, historisches Einsparungspotential von bis zu 60% (2021) im Vergleich zum ungesteuerten und unidirektionalen Laden (Szenario 1) festgestellt worden. Folglich wäre es beispielsweise im Jahr 2021 möglich gewesen, dass das betrachtete BEV die jährliche Strecke von 10.000 Kilometern mit Stromkosten von nur 250€ zurücklegt. Dies entspricht im Durchschnitt Kosten von 0,11 € / kWh. Der Stromspeicher wird aufgrund einer geringen Anzahl an Ladezyklen dabei nur in geringem Maße einer Mehrbelastung ausgesetzt.

Im Kontext des aufgezeigten Potentials ist zu berücksichtigen, dass der Einfachheit halber eine vollständige Weitergabe der Potentiale an den Elektromobilisten unterstellt ist. Eine etwaige Verteilung der Potentiale auf alle involvierten Stakeholder mindert nicht das Potential an sich, jedoch die beim Elektromobilisten unmittelbar entstehenden Effekte. Ohne Zweifel ist jedoch die Notwendigkeit der Incentivierung des Elektromobilisten. Nur im Falle ausreichender Motivation durch wirtschaftliche Anreize wird dieser sein Fahrzeug für den Arbitrage-Handel zur Verfügung stellen und zu Parkzeiten möglichst häufig mit der Ladeinfrastruktur verbinden.

Aufgrund der bereits geschilderten Umstellung des Energiesystems (Siehe Kapitel 1.2, Einordnung der batteriebetriebenen E-Mobilität) schließt sich die Initiative der grundsätzlichen Annahme eines zukünftig stärker fluktuierenden Börsenstrompreises an. Auf dieser Grundlage können in Zukunft weiter steigenden Potentiale in Bezug auf den Arbitrage-Handel erwartet werden.

Interpretation der Ergebnisse

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass im Zuge der Umsetzung des Use Cases „Zeitliche Arbitrage“ die Betriebskosten eines Elektrofahrzeugs durch die Reduktion der Stromkosten stark gesenkt werden können. Grundsätzlich funktioniert dies allerdings nur im Kontext der im Rahmen dieses Positionspapiers in Bezug auf Stromnebenkosten geforderten Gleichstellung des mobilen Speichers mit dem stationären Speicher. Über die günstigere Darstellung der E-Mobilität hinaus kann aufgrund der typischerweise auftretenden Korrelation des Börsenstrompreises sowie den mit der Stromerzeugung in Verbindung stehenden Emissionen auch ein positiver Effekt im Sinne der

CO₂-Reduktion dargestellt werden, welcher im Rahmen der Berechnungen allerdings nicht weitergehend analysiert worden ist.

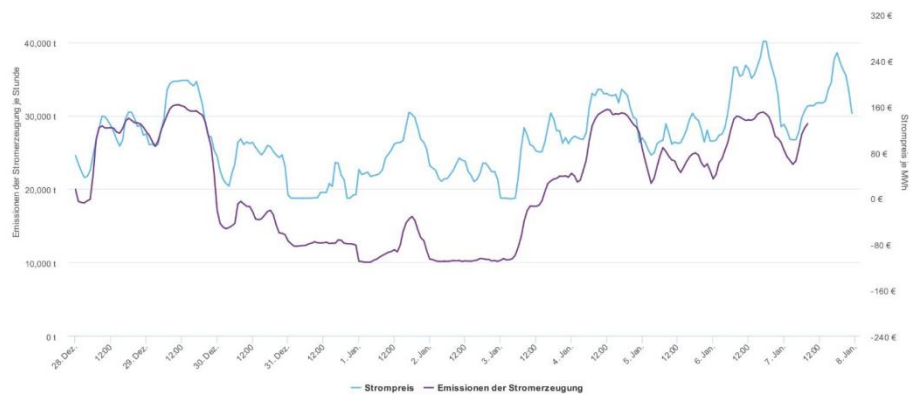


Abbildung 6: Korrelation des Börsenstrompreises und der Emissionen der Stromerzeugung, Agora Energiewende

Die anhand der Betrachtung eines einzelnen Elektroautos aufgezeigten Effekte können auf die Summe aller in Zukunft bidirektional ladenden Fahrzeuge skaliert werden und dementsprechend Mehrwerte in volkswirtschaftlicher Tragweite darstellen. Zu beachten bleibt dabei jedoch, dass mit steigender Skalierung der Anwendung die Börsenstrompreise zunehmend auf den Arbitrage-Handel der Elektrofahrzeuge reagieren. In diesem Zusammenhang ist eine für den Arbitrage-Handel kontraproduktive Glättung der Börsenstrompreise zu erwarten und somit keine Skalierung in beliebiger Höhe darstellbar.

Betrachtung des Use Cases „Eigenverbrauchsoptimierung“

Im zweiten Use Case „Eigenverbrauchsoptimierung“ soll der Mehrwert der Nutzung eines Elektroautos anstelle eines Heimspeicher überprüft werden. Dabei gelten weiterhin die bereits geschilderten, grundlegenden Annahmen und werden mit einigen weiteren Annahmen ergänzt.

Spezielle Annahmen

- Der betrachtete Haushalt
 - hat einen Strombedarf von 3.500 kWh (exklusive des Elektroautos), der an einem Standardlastprofil angelehnt ist
 - verfügt über eine PV-Anlage mit einer Leistung von 8 kWp mit einer typischen Einspeisekappung bei 70 % der Gesamtleistung
 - bezieht notwendigen Reststrom aus dem Netz zu 30 ct/kWh_{brutto}
- Es wird eine Einspeisevergütung gemäß EEG von 6 Cent / kWh_{netto} gezahlt
- Die minimale Ladeleistung des Elektroautos ist auf 1,4 kW begrenzt
- Der PV-Anlage wird ein für deutsche Verhältnisse typischer und nachfolgend dargestellter Lastgang unterstellt

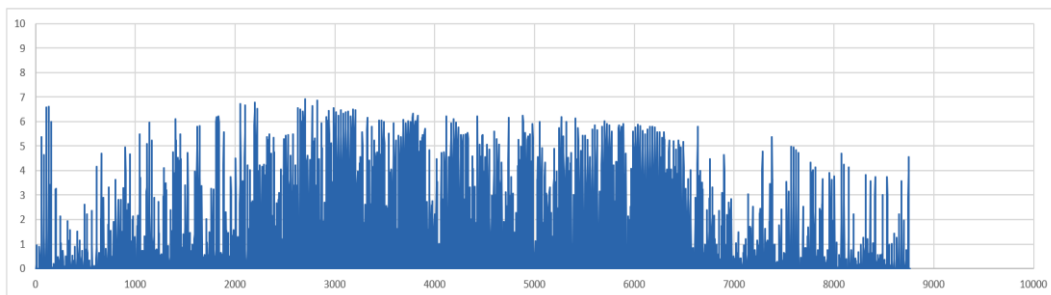


Abbildung 7: Betrachtete PV-Erzeugung auf Basis des Photovoltaic Geographical Information System

Zielstellung

- Das Modell ist grundsätzlich so gestaltet, dass unter den genannten Annahmen und Bedingungen eine maximale Nutzung der selbsterzeugten Energie und somit maximale Wirtschaftlichkeit gewährleistet wird
- Um dieses Ziel zu erreichen, findet eine Optimierung der Ladevorgänge innerhalb eines Jahres statt. Unter den genannten Bedingungen wird die Batterie des Elektroautos bei möglichst hoher Differenz aus PV-Erzeugung und Haushaltsstrom (Überdeckung) geladen und im Falle einer Unterdeckung entladen
- Es sollen zwei Szenarien betrachtet werden
 - Szenario 1: Kein stationären Heimspeicher in Betrieb, aber Nutzung eines bidirektional ladefähigen BEV (mobiler Speicher) und eigenverbrauchsoptimiert gesteuertem Ladevorgang

- Szenario 2: Stationärer Heimspeicher mit typischer Dimensionierung (10 kWh) in Betrieb in Verbindung mit einem ungesteuert ladenden Elektroauto

Zusammenfassung der Ergebnisse

Anhand der Kenngrößen der Eigenverbrauchsquote und des Autarkiegrads kann auf einfache, aber zielführende Weise dargestellt werden, inwiefern ein bidirektional ladendes Elektroauto einen Heimspeicher ersetzen kann. Die Eigenverbrauchsquote gibt an wieviel Prozent des selbst erzeugten Solarstroms zur Deckung des eigenen Strombedarfs verwendet wird. Der Autarkiegrad gibt den Anteil des Stromverbrauchs an, der durch das Photovoltaik-Speichersystem versorgt wird. Hierzu trägt entweder der zeitgleiche Direktverbrauch des erzeugten Solarstroms oder die Entladung des Speichers bei.

Die Modellierung zeigt auf, dass in Bezug auf die Eigenverbrauchsquote im Falle der Nutzung eines Elektroautos als Zwischenspeicher (Szenario 1) eine Eigenverbrauchsquote von 60% zu erzielen ist während bei der Nutzung eines Heimspeichers anstelle des Elektroautos (Szenario 2) eine Eigenverbrauchsquote von 57% zu erzielen ist. Bei den errechneten Autarkiegraden ist es unter den getroffenen Annahmen ähnlich: 76% stehen im Szenario 1 gegenüber 74% in Szenario 2.

Interpretation der Ergebnisse

Anhand der aufgezeigten Ergebnisse lässt sich feststellen, dass ein bidirektional ladendes BEV (ein mobiler Speicher) in der Lage ist, einen stationären Heimspeicher vollständig zu ersetzen. Dies kann sich auf alle im vorherigen Kapitel geschilderten Mehrwerte positiv auswirken, da

- die Transformation der Infrastruktur mit ohnehin bestehenden Assets (dem BEV) anstelle von separat zu erwerbenden Heimspeichern ermöglicht wird
- das BEV neben der Mobilität dem Zweck der Eigenverbrauchsoptimierung dient und durch diese Kosteneinsparungen günstiger betrieben werden kann
- die Durchdringung der bidirektionalen E-Mobilität zu einem höheren Eigenverbrauch von Haushalten und somit zu einem geringeren Netzausbau führen kann
- mehr Erneuerbare Energien durch deren umfassendere, direkte Nutzung ermöglicht wird

Von besonderer Bedeutung ist bei der Betrachtung der am Ladeort „Eigenheim“ durchgeführten Eigenverbrauchsoptimierung das zugrunde gelegte Fahrprofil. So ist es entscheidend, dass das dem betrachteten Haushalt zur Verfügung stehende BEV regelmäßig zu Zeiten eines hohen Überschusses an Strom sowie zu Zeiten eines hohen und über die Leistung der PV-Anlage hinausgehenden Bedarfs an Strom zur Verfügung steht und an der heimischen Ladeinfrastruktur angeschlossen ist. Demzufolge ist das an eine Nutzung eines Zweitwagens orientierte Fahrprofil (in den gezeigten Berechnungen angewendet) beispielsweise deutlich besser geeignet als ein an ein Pendlerfahrzeug orientiertes Fahrprofil.

4 REGULATORISCHER ANPASSUNGSBEDARF

4.1 Politische Zielvorgaben

Gemäß des Koalitionsvertrags zielt die seit Ende 2021 amtierende Bundesregierung weiterhin darauf ab, Deutschland zum Leitmarkt für Elektromobilität zu entwickeln und will in diesem Kontext unter anderem die Zulassungszahlen von BEV sowie den Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur massiv beschleunigen. Die Koalitionäre beabsichtigen im Rahmen dessen, bidirektionales Laden zu ermöglichen. Im Zuge des Infrastrukturausbaus will die Bundesregierung den Masterplan Ladeinfrastruktur überarbeiten und dabei Maßnahmen aus den Bereichen Bau, Energie und Verkehr bündeln sowie einen Schwerpunkt auf die kommunale Vernetzung der Lösungen legen.

Auch auf Ebene der Europäischen Union wird ein schnellerer Ausbau der Ladeinfrastruktur forciert. So lassen sich dem Entwurf zur Novellierung der Richtlinie zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Energy Performance of Buildings Directive – EPBD) in seiner aktuellen Fassung Verschärfungen bei den Vorgaben für den Gebäudesektor entnehmen. Vorbehaltlich etwaiger Änderungen im Laufe des Gesetzgebungsprozesses ist hierbei Folgendes zu erwarten:

- Künftig soll eine Pflicht zur Vorverkabelung aller Parkplätze bei Neubau oder Renovierung von Gewerbebauten herrschen, mit dem Ziel eine spätere Installation von Ladestationen zu erleichtern
- Mindestens die Hälfte der Stellflächen öffentlicher Bestandsgebäude soll vorverkabelt werden - aktuell mit Frist bis zum 01.01.2033
- Künftig soll zudem eine umfassende Anzahl an Ladestationen sichergestellt sein: Bei Parkflächen mit mehr als fünf Stellplätzen soll es mindestens eine Ladestation geben, bei mehr als 20 Stellplätzen jeweils eine Ladestation pro zehn Plätze

In ihren Erwägungsgründen hält die Kommission zudem fest, dass Ladepunkte mindestens zum intelligenten Laden, bestenfalls zum bidirektionalen Laden geeignet sein sollen. Die Funktion des bidirektionalen Ladens soll vor allem zur Verfügung gestellt werden, wenn dies die weitere Verbreitung von Strom aus Erneuerbaren im Verkehrssektor und das Stromsystem im Allgemeinen unterstützt – etwa im Sinne des netzdienlichen Ladens und Entladens.

Während das bidirektionale Laden im Rahmen politischer Zielstellungen folglich zunehmend an Relevanz gewinnt, gibt es im Detail jedoch zahlreiche Handlungsbedarfe im Hinblick auf politische und rechtliche Rahmenbedingungen. Dabei ist Rechtssicherheit für eine ordnungsgemäße Gestaltung der Märkte zur Etablierung und Integration von Geschäftsmodellen essenziell und wird daher von der Initiative eingefordert.

4.2 Forderungen der Initiative

Bidirektionales Laden tangiert eine Vielzahl von Rechtsgebieten, die der nachstehenden Grafik zu entnehmen und von der Initiative hinsichtlich des bidirektionalen Ladens analysiert worden sind.

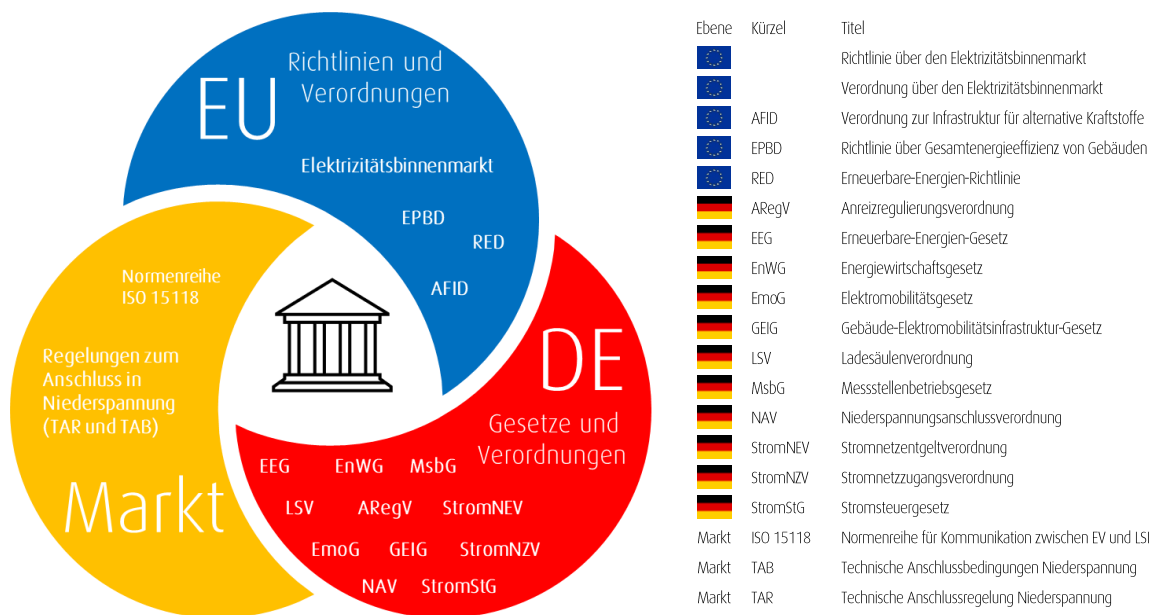


Abbildung 8: Übersicht zentraler Rechtsnormen und Standards

Um das bidirektionale Laden und die Realisierung der damit verbundenen energiewirtschaftlichen und ökologischen Vorteile zu ermöglichen, sind eine Vielzahl regulatorischer Hemmnisse innerhalb des aufgezeigten Rechtsrahmens zu beseitigen. Die wichtigsten Forderungen der Initiative Bidirektionales Laden sind im Folgenden kurz dargestellt.

Fehlende Definition für mobile Batteriespeicher

Problemstellung: Aktuell werden mobile Batteriespeicher (mitunter im Sinne des bidirektionalen Ladens) rechtlich nicht erfasst. In betroffenen Rechtsbereichen mangelt es im Allgemeinen an einer einheitlichen Definition von Speichern und im Speziellen an einer dezidierten Definition für mobile Batteriespeicher. Beispiele sind nachfolgend angeführt:

- Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) listet in den Begriffsbestimmungen unter § 3 Nr. 15d eine übergeordnete Legaldefinition für Energiespeichereinrichtungen. Dies sind jene Anlagen, „die elektrische Energie zum Zwecke der elektrischen [...] Zwischenspeicherung verbrauchen und als elektrische Energie erzeugen [...]“. Ohne untergeordnete Unterscheidung zwischen den verschiedenen elektrischen Speichern ergibt sich hier ein Mangel an Trennschärfe.
- Im Stromsteuergesetz (StromStG) findet sich unter § 2 Nr. 9 eine dezidierte Definition für den stationären Batteriespeicher, „der während des Betriebs ausschließlich an seinem geographischen Standort verbleibt, dauerhaft mit dem Versorgungsnetz verbunden und nicht Teil eines Fahrzeuges ist“. Diese Definition schließt BEV respektive deren mobilen Batteriespeicher explizit aus.
- Dem Elektromobilitätsgesetz (EmoG) lässt sich unter § 2 Nr. 6 zwar eine Definition für Energiespeicher entnehmen, die dort als „Bauteile des Kraftfahrzeugantriebes, die die jeweiligen Formen von Energie speichern, welche zur Fortbewegung des Kraftfahrzeuges genutzt werden“ definiert sind. Jedoch hat diese Rechtsnorm keine Bewandnis für die

Wirtschaftlichkeit der vorangestellten Use Cases, da das EmoG die Elektromobilität im Straßenverkehr reguliert und keinen Einfluss auf Bereiche des Energierechts nimmt.

Aus den Differenzen entsteht eine grundsätzliche Unsicherheit hinsichtlich der rechtlichen Einordnung bidirektional ladender Elektrofahrzeuge. Dabei ist Rechtssicherheit für eine ordnungsgemäße Gestaltung der Märkte und zur Etablierung und Integration von Geschäftsmodellen essenziell. Es bedarf daher einer schnellen Klärung der regulatorischen Rahmenbedingungen von mobilen Batteriespeichern.

Handlungsempfehlung: Im Hinblick auf bestehende sowie zukünftige rechtliche Regelungen einerseits und technische sowie energiewirtschaftliche Entwicklungen andererseits ist eine rechtliche Klarstellung von mobilen Batteriespeichern notwendig. Zielführend wäre dabei aus Sicht der Initiative die Erarbeitung einer konkreten, einheitlichen Legaldefinition, sodass darauf aufbauend Speicher gemäß des derzeitigen Koalitionsvertrags als „eigene Säule des Energiesystems“ definiert werden können.

Eine übergeordnete Definition für Energiespeicher, die eine untergeordnete Unterscheidung zwischen stationären und mobilen Speichern tätigt, würde dabei den Vorteil aufweisen, dass sich in jeder gegenwärtigen und zukünftigen Norm bei Bedarf auf eine präzise Art von Speichern bezogen werden kann. Hierzu wird empfohlen, das EnWG entsprechend nachzuschärfen und im Nachgang die Definitionen weiterer zentraler Rechtsnormen entsprechend zu harmonisieren.

Flächendeckender Ausbau unidirektionaler Ladeinfrastruktur

Problemstellung: Der in Kapitel 1 aufgezeigte Ausbaupfad öffentlicher und privater Ladeinfrastruktur geschieht derzeit nahezu ausschließlich mit für das bidirektionale Laden nicht kompatibler Ladeinfrastruktur. Hauptgrund ist die bisher fehlende Anwendung und Verfügbarkeit geeigneter Hardware. Mit kurzfristig zu erwartender Verfügbarkeit und Anwendbarkeit wird jedoch mit einem vielversprechenden Hochlauf der bidirektionalen Ladeinfrastruktur gerechnet. Allerdings werden mittelfristig aus Sicht des Ladepunktbetreibers aufgrund von noch fehlenden Skaleneffekten Preisnachteile im Vergleich zur nicht für bidirektionales Laden geeigneten Ladeinfrastruktur bestehen.

Handlungsempfehlung der Initiative: Um weitere Lock-In-Effekte durch den Ausbau einer ausschließlich unidirektionalen Ladeinfrastruktur zu vermeiden, schlägt die Initiative die Prüfung eines temporären und speziell für bidirektionale Ladeinfrastruktur geltenden Förderprogramms vor, um möglichst zügig wettbewerbsfähige Konditionen auf dem Markt darstellen zu können. Die Einführung eines solchen Förderprogramms sollte allerdings erst erfolgen, sobald eine Vielzahl geeigneter Ladeinfrastruktur auf dem Markt vorhanden ist, um den grundsätzlichen Ausbau von Ladeinfrastruktur nicht zu verlangsamen.

Weiterentwicklung der Steuerung von Verbrauchseinrichtungen und Flexibilitätsbeschaffung im Verteilnetz

Problemstellung: Mittels § 14a EnWG können Netzbetreiber das Potenzial steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zu jedem „netzdienlichen Zweck“ erschließen, indem sie entsprechende Verbräuche steuern - beispielsweise Elektrofahrzeuge – und im Gegenzug reduzierte Netzentgelte in Rechnung stellen. Der Paragraph ist somit ein zentraler Baustein für die Nutzung von Flexibilität auf Verteilnetzebene und stellt die rechtliche Grundlage für netzdienliches, unidirektionales Laden dar. Der Gesetzgeber hat in diesem Zusammenhang klargestellt, dass eine einseitige Gestattung der Steuerung nicht ausreicht und daher ein bilateraler Vertrag zwischen Netzbetreiber und Netznutzer bestehen muss. Die Initiative möchte folgende Problemstellung hinsichtlich der heutigen Regelung der Steuerung von Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG herausstellen:

- Reguliert wird innerhalb des § 14a EnWG ausschließlich die Ausspeisung („Verbrauch“) von Elektrizität und nicht die Einspeisung („Erzeugung“). Insofern findet das bidirektionale Laden bisher keine Berücksichtigung.
- Die überwiegend an der Wirtschaftlichkeit orientierte Wahl der zu verbauenden Kommunikations- und Steuerungstechnik führt regelmäßig zur Anwendung unflexibler und veralteter Technologien, die das bidirektionale Laden nicht unterstützen. So werden beispielsweise Zeitschaltuhren zwecks Steuerung verwendet.
- Anstelle einer gezielten Steuerung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung wird häufig eine Steuerung gemäß einer pauschalen und nicht bedarfsorientierten Abschaltung durchgeführt und durch den Gesetzgeber gefördert („Gießkannenprinzip“). Dies führt zu vermeidbaren, der Attraktivität der E-Mobilität stark entgegenwirkenden Effekten.
- Die Unklarheit hinsichtlich der grundsätzlichen und bedingungslosen Durchsetzbarkeit der Leistungsreduktion seitens des Netzbetreibers führt dazu, dass verschiedener Ansichten und eine grundsätzliche Unsicherheit zur rechtlichen Situation bestehen.
- Die Möglichkeiten der marktgestützten Beschaffung über §14c EnWG bleiben bislang weitestgehend ungenutzt.

Handlungsempfehlung der Initiative:

Die Initiative sieht mit Blick auf die geschilderte Problemstellung umfassende Anpassungsbedarfe innerhalb des Energiewirtschaftsgesetzes, die wie folgt zusammengefasst werden können:

- Das bidirektionale Laden eines Elektrofahrzeugs und somit sowohl die Steuerung der Ausspeisung („Verbrauch“) als auch der Einspeisung ins Netz („Erzeugung“), sollte im Zuge der notwendigen Neugestaltung des § 14a oder einer Ergänzung an anderer Stelle des Energiewirtschaftsgesetzes Berücksichtigung finden.
- Eine standardisierte und digitale Kommunikation (bevorzugt über intelligente Messsysteme gemäß § 29 Abs. 1 Nr. 1 MsbG oder OCPP-Backend) sollte übergreifend diskutiert werden, sodass die Anzahl potenzieller Systemschnittstellen auf wenige, zukunftsfähige Varianten begrenzt wird.
- Es sollten regulatorische Anreize zur gezielten und netzzustandsbasierten Anwendung des Eingriffs in Ladevorgänge geschaffen werden (Reduktion der Anwendungsfälle einer pauschalen und nicht bedarfsorientierten Abschaltung, z.B. über Zeitschaltuhren)
- Auch gilt es, die Option der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen zu nutzen (§14c EnWG) und von der entsprechenden Festlegungskompetenz der BNetzA Gebrauch zu machen.

Exkurs: Zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens hatte das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) in der letzten Legislaturperiode Diskussionspunkte zur Ausgestaltung des § 14a EnWG erstellt, die in einem offenen Stakeholder-Prozess diskutiert wurden. Nach zweijähriger Ausarbeitung entstand daraus Ende 2020 der Entwurf des Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetzes (SteuVerG). Erklärtes Ziel war es, Netzüberlastungen zu verhindern und Erfordernisse zum Netzausbau zu verringern. Das SteuVerG beabsichtigte dazu, eine verpflichtende netzdienliche Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen rechtlich zu konkretisieren und es Stromverteilnetzbetreibern zu ermöglichen, steuerbare Verbraucher wie Ladestationen, Wärmepumpen und Batteriespeicher zeitweise zu drosseln. Nutzer entsprechender Verbrauchsanlagen wären zur Spitzenlastglättung verpflichtet worden und eine Ausnahme von der Spitzenglättung nur gegen ein erhöhtes Netzentgelt möglich gewesen. Mit Fristablauf der Stellungnahme wurde aufgrund umfassender Kritik der Gesetzentwurf vom BMWi ersatzlos zurückgezogen. Die Initiative fördert einen zweiten Versuch zur Neugestaltung des § 14a EnWG und erklärt sich zur aktiven Teilnahme an dem Prozess hinsichtlich der geschilderten Handlungsempfehlung bereit.

Hohe Eintrittsbarrieren zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt

Problemstellung: Bei Märkten für Systemdienstleistungen wie dem Regelleistungsmarkt konzentriert sich das Marktdesign in erster Linie auf die Verfügbarkeit von Leistung. Dies drückt sich in den hohen Schwellen zur Präqualifizierung für die Marktteilnahme aus: Sowohl für die positive als auch negative Minuten- oder Sekundärreserve liegen die Mindestangebotsgrößen bei aktuell 5 MW. Die Bereitstellung der Minutenreserve hat innerhalb von 15 Minuten und die der Sekundärreserve innerhalb von 5 Minuten zu erfolgen. Dabei ist die gesamte Angebotsleistung in beiden Fällen für eine Stunde durchgehend zur Verfügung zu stellen.

Die Anforderungen von Mindestkapazitäten dieser Größenordnung werden mittelfristig eine hohe Herausforderung für potenzielle V2G-Aggregatoren und stellen folglich eine hohe Markteintrittsbarriere dar, sodass die für die Mobilität ohnehin bestehenden Speicherkapazitäten nur ineffizient dem Markt zur Verfügung gestellt werden können.

Handlungsempfehlung: Die Schwellen für die Präqualifizierung sind mit 5 MW für die Minuten- und Sekundärreserve für eine mittelfristige Anwendung zu hoch. Diese Leistungsschwelle ist für V2G-Aggregatoren nur schwer zu erreichen, da eine große Anzahl an Fahrzeugen benötigt wird, um die Abrufbarkeit der Leistung zu gewährleisten. Der Eintritt in den Regelleistungsmarkt ist durch eine Senkung der Mindestkapazitätsgebote zu erleichtern.

Exkurs: Aktuell arbeiten die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber an einer Anpassung der Modalitäten für Regelreserveanbieter. Hierzu findet derzeit ein Konsultationsprozess statt, der zum 13.02.2022 endet. Einem Dokument zum aktuellen Stand der überarbeiteten Fassung lässt sich entnehmen, dass eine Senkung der Mindestangebotsgrößen von 5 MW auf 1 MW beantragt wurde und sich aktuell noch im Genehmigungsverfahren befindet.¹⁰ Die Initiative begrüßt diesen Vorschlag.

¹⁰ Quelle: <https://www.regelleistung.net/ext/>

Stromnebenkosten für mobile Speicher

Problemstellung:

Rechtlich stellt die Netzentnahme von Strom zum Speichern einen Verbrauch und die Einspeisung ins Netz eine Erzeugung dar.¹¹ Diese Einordnung führt dazu, dass bei der Nutzung des mobilen Speichers zwecks bidirektionalen Ladens je nach betrachtetem Use Case und Auslegung der Rechtslage einzelne Steuern, Umlagen und Abgaben sowohl beim Prozess der Entnahme von Strom als auch beim Prozess der Einspeisung anfallen können. So kann in Teilen eine Doppelbelastung für den Speicherbetreiber anfallen.

Andererseits besteht unter Umständen selbst dann eine Doppelbelastung, wenn der Betreiber des mobilen Speichers nur einmalig mit einer entsprechenden Abgabe / Umlage belastet wird. So kann eine bereits mit Abgaben / Umlagen behaftet gewesene und im Speicher zwischengespeicherte Stromeinheit nach Rückspeisung ins Netz vom Letztverbraucher, der diese Stromeinheit endgültig bezieht, nochmalig mit identischen Abgaben und Umlagen behaftet werden. Diese kWh wurde also zweimal mit entsprechenden Abgaben und Umlagen versehen, was ebenfalls zu einer Doppelbelastung innerhalb des Energiesystems führen würde.

In diesem Kontext besteht trotz einer möglicherweise identischen Nutzung eine Ungleichstellung des mobilen Speichers zum stationären Speicher, denn der Gesetzgeber hat im Rahmen der bidirektionalen Nutzung stationärer Speicher auf die geschilderte Problemstellung reagiert, indem er diese durch diverse Ausnahmeregelungen in Bezug auf den zwischengespeicherten Strom privilegiert. Hierbei sind in Teilen speziell nur für stationäre Speicher geltende Regelungen getroffen worden. Zudem besteht in Teilen eine fehlende Genauigkeit in der rechtlichen Auslegung, sodass eine Inkludierung der mobilen Speicher in den ohne Zweifel für stationäre Speicher geltende Regelung nicht eindeutig sichergestellt ist. Als Beispiele können Netzentgelte sowie die Stromsteuer herangezogen werden:

- **Netzentgelte:** Gemäß § 17 StromNEV wird für jede Netznutzung ein Netzentgelt erhoben. Netzentgelte werden durch die Entnahme von Strom fällig, für die Einspeisung von Strom ins Netz fällt gemäß § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV kein Entgelt an. Ausnahmen gibt es für Speicher, die nach dem 31. Dezember 2008 errichtet und ab dem 4. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden: Sie können nach § 118 Abs. 6 S. 1, S. 3 EnWG für 20 Jahre von der Zahlung von Netzentgelten entlastet werden. Dies geschieht unter bestimmte Bedingungen. Beispielsweise muss der mit dem Speicher erzeugte Strom in das allgemeine Versorgungsnetz rückgespeist werden. In diesem Kontext besteht derzeit keine Rechtssicherheit, unter welchen Bedingungen diese Privilegierung auch für mobile Speicher darstellbar ist. So stellt sich beispielsweise mit Blick auf die erwähnte Errichtung nach dem 31. Dezember 2008 die Frage, inwiefern mobile Speicher „errichtet“ werden.
- **Stromsteuer:** Für die Entnahme von Strom aus dem Versorgungsnetz durch einen Letztverbraucher fällt gemäß § 5 Abs. 1 StromStG grundsätzlich eine Stromsteuer an. Wörtlich sind ausschließlich stationäre (aber nicht mobile) Speicher beim Strombezug von jeglicher Zahlungspflicht freigestellt, sofern der Strom nach der vorübergehenden Speicherung in das allgemeine Versorgungsnetz eingespeist wird (§ 5 Abs. 4 StromStG).

Handlungsempfehlung: Solange der Tatbestand der genannten Privilegierungen die Eigenschaft des stationären Speichers voraussetzt oder keine eindeutige und rechtssichere Übertragbarkeit der

¹¹ BNetzA (2021): Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt

Regelungen auf den mobilen Speicher besteht, bleibt es für mobile Speicher einerseits bei einer problematischen Mehrbelastung mit Umlagen, Abgaben und Steuern und andererseits bei einer unzufriedenstellenden Situation hinsichtlich der Rechtssicherheit. Vor diesem Hintergrund ist es nötig, mobile Speicher mit stationären Speichern gleichzustellen und dies eindeutig zu definieren. Dies bedeutet konkret, dass mobile Speicher für den zwischengespeicherten – nicht den im Rahmen des Fahrens verbrauchten Strom – in gleicher Weise wie stationäre Speicher von entsprechenden Abgaben, Umlagen und Steuern befreit und dessen Regelungen eindeutig definiert sein sollten. Dies fördert einen gleichberechtigten Marktzugang, die Wirtschaftlichkeit der E-Mobilität und baut Hemmnisse seitens der Elektromobilisten ab, das eigene Fahrzeug der bidirektionalen Nutzung bereitzustellen.

Um eine Privilegierung des Fahrstroms auszuschließen, wären Lösungen im Sinne des Net-Metering, bei welchem die Nebenkosten nur für den vom Elektrofahrzeug tatsächlich verbrauchten Nettostrom anfallen, denkbar.

Exkurs: Die Europäische Kommission hat sich vorgenommen, neue Regeln für die Integration verbraucherorientierter Speicherung und Flexibilität in die Strommärkte aufzustellen. Den Regularien soll die Auffassung zugrunde gelegt werden, dass Energiespeicherung weder eine Erzeugung noch eine Nachfrage darstellt und diese folglich als eigenständiger Akteur auf den Strommärkten zu definieren und regulieren ist. Dieser Auffassung folgt die Initiative, da sie im Vergleich zum derzeitigen Stand („Erzeugung“ und „Verbrauch“) eine physikalisch korrekte und zudem praxistaugliche Benennung darstellt, die Rechtssicherheit und ein einheitliches Verständnis fördern sollte.

Komplexe Prozesse in Bezug auf die EEG-Umlage

Problemstellung: Im Zuge vieler Anwendungsfälle des bidirektionalen Ladens wird einerseits EEG-umlagepflichtiger Strom aus dem Netz und andererseits einer mittels EEG-Anlage erzeugter Strom in die Batterie des BEV ein- und ausgespeist. Daraus ergeben sich jeweils zahlreiche Problemstellungen in Bezug auf die Messung und Abrechnung EEG-relevanter Stromflüsse.

Handlungsempfehlung: Die neue Bundesregierung beabsichtigt bis Mitte 2022 die Finanzierung der EEG-Umlage über den Strompreis zu beenden und in den Bundeshaushalt zu überführen. Durch diese Maßnahme würde die beschriebene Problemstellung geheilt. Dementsprechend begrüßt die Initiative die Pläne der Bundesregierung, da dessen Umsetzung im Sinne der Vereinfachung der Abrechnungs- und Messkonzepte sind. Diese Vereinfachung sollte unbedingt auch in Zukunft im Falle von etwaig neu zu implementierenden Umlagen aufrecht gehalten werden.

Ausbau der Kommunikationsinfrastruktur

Problemstellung: Eine performante Kommunikationsinfrastruktur ist Grundvoraussetzung für den Hochlauf vieler Geschäftsmodellen des bidirektionalen Ladens. Eine dafür geeignete und seitens der Energiewirtschaft priorisierte Lösung stellen intelligente Messsysteme dar. Seit Jahren stockt jedoch deren Ausbau („Smart Meter Rollout“) aufgrund diverser technischer und rechtlicher Hürden. Intelligente Messsysteme, also die Kombination aus intelligenten Messeinrichtungen und Smart Meter Gateways (SMGW), bieten Marktteilnehmern in Verbindung mit einer Steuerbox zukünftig die Möglichkeit, die an den Zähler anhängende Ladeinfrastruktur zu steuern. Dafür müssen jedoch noch die Technischen Richtlinien und Schutzprofile angepasst werden. Eine Verpflichtung zur Steuerung über SMGW besteht nicht.

Das Messstellenbetriebsgesetz legt unter § 29 Abs. 3 in diesem Zusammenhang fest, dass alle konventionellen Zähler bis 2032 lediglich durch eine „moderne Messeinrichtung“ ersetzt werden müssen. Der abgesicherte und für das Steuern von Ladeinfrastruktur notwendige Kommunikationskanal, das SMGW, ist darin nicht enthalten.

Mit einem intelligenten Messsystem inkl. SMGW ausgestattet werden müssen lediglich Anlagenbetreiber mit einer installierten Leistung über 7 Kilowatt und Letztverbraucher bei einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh. Dabei gilt der Vorbehalt, dass der Einbau wirtschaftlich vertretbar sein muss. Abweichend davon besteht nur dann noch eine Pflicht zum Einbau, wenn ein besonderer Vertrag zur Steuerung von Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG) besteht.

Aufgrund des stockenden Ausbaus und der genannten Restriktionen hinsichtlich des verpflichtenden Einbaus, fehlt wegen der häufig nicht vorhandenen intelligenten Messsysteme die Grundlage zur netzseitigen Kommunikation und Steuerung der Abnahmestellen, die durch die „Regelungen zur Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen“ des Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) gesetzlich vorgegeben wird.

Handlungsempfehlung: Eine gezielte Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts im Sinne des bidirektionalen Ladens ist aus Sicht der Initiative zu diskutieren und zu bewerten. In diesem Zusammenhang empfiehlt die Initiative, Anreize für den freiwilligen Einbau von Smart Metern zu schaffen. Eine Hürde besteht vor allem in den Kosten für den Einbau sowie in der mit der Freiwilligkeit des Einbaus einhergehenden fehlenden Preisobergrenze der jährlichen Kosten (§31, MsbG). Denkbar ist etwa die Öffnung von Förderprogrammen zur Subventionierung von Kosten hinsichtlich des Einbaus eines intelligenten Messsystems, sofern diese mit Anwendungsfällen des bidirektionalen Ladens in Verbindung stehen.

Zur Umsetzung des bidirektionalen Ladens sind zudem unter Umständen weitere Marktrollen erforderlich. Neben den Netzbetreibern und Energieversorgern sind insbesondere Flexibilitäts-Aggregatoren sowie Gateway-Administratoren relevant. In diesem Zusammenhang empfiehlt die Initiative einen offenen Dialog hinsichtlich der Überprüfung und ggf. Aktualisierung bestehender Marktrollen und Kommunikationsregeln zwischen diesen untereinander sowie der Weiterleitung der Daten einzelner Messsysteme. In den zu den Marktrollen sowie der Kommunikationsinfrastruktur bereits existierenden Gesprächen ist die zukünftige Bidirektionalität der E-Mobilität zu berücksichtigen.

Fehlende wirtschaftliche Motivation des Netzbetreibers

Problemstellung: Zentrale Akteure und gleichzeitig auch potenzielle Nutznießer des bidirektionalen Ladens sind Verteilnetzbetreiber. Um volkswirtschaftliche Mehrwerte in Form des durch bidirektionales Laden verminderten Netzausbaus realisieren zu können, ist eine wirtschaftliche Motivation der Verteilnetzbetreiber notwendig, bidirektionales Laden als Alternative zum konventionellen Netzausbau wahrzunehmen („Intelligenz in der Ladeinfrastruktur statt Kupfer unter der Erde“). Hierbei hat die Initiative zwei Problemstellungen identifiziert:

- Während der klassische Netzausbau investitionskostengetrieben ist, ist die Nutzung der bidirektionalen E-Mobilität im Vergleich zum Netzausbau betriebskostenlastiger. Die Anreizregulierung, die auf Basis der anfallenden Kosten und dahingehender Effizienzvergleiche die Erlöspotenziale eines jeden Netzbetreibers limitiert, betrachtet vornehmlich kapitalkostenintensive Lösungen und den im Sinne des bidirektionalen Ladens nötigen Wandel hin zu operativen Kosten nur im geringen Maße.

- Die Regel der (n-1)-Sicherheit besagt, dass in einem Netz die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleiben muss, wenn eine Komponente ausfällt. Aus diesem Grund werden die Betriebsmittel eines Stromnetzes regelmäßig nur mit rund der Hälfte der maximal erlaubten Kapazitäten betrieben, damit sie im Fehlerfall die andere Hälfte als Reserve zur Verfügung haben. Gemäß der DIN VDE 0100-722 ist bei der Auslegung der Stromnetze in einem Gebäude zudem davon auszugehen, dass alle Ladestationen für Elektroautos gleichzeitig genutzt werden. (Gleichzeitigkeitsfaktor 1), sofern kein Lastmanagement Anwendung findet. Die Regelungen der (n-1)-Sicherheit sowie diejenige des Gleichzeitigkeitsfaktors erlauben folglich nur eine sehr träge Reduktion des notwendigen Netzausbaus als Folge inhäuslicher Optimierungen durch das bidirektionale Laden.

Handlungsempfehlung der Initiative: Es besteht die Gefahr, dass die aktuelle Anreizregulierungsverordnung auf die Abwägung der Verteilnetzbetreiber zwischen konventionellem Netzausbau und intelligenter Netzoptimierung durch bidirektionales Laden verzerrend wirkt. Dieser Verzerrung sollte entgegengearbeitet werden, indem die netzdienliche Flexibilitätsnutzung (mobiler) Speicher sowie die Digitalisierung der Netztechnik und damit jeweils einhergehende operative Kosten stärker in der Anreizregulierung berücksichtigt werden.

Aufgrund der praktisch darstellbaren Prognostizierbarkeit und grundsätzlichen Steuerbarkeit bidirektionaler Ladeflüsse, empfiehlt die Initiative zudem die (n-1)-Sicherheit sowie Regelung rund um den Gleichzeitigkeitsfaktor im Sinne des bidirektionalen Ladens zu diskutieren und hinsichtlich einer agileren Reduktion des Netzausbaus bei gleichbleibender Versorgungssicherheit zu bewerten.

5 FAZIT

Das bidirektionale Laden wird sich aus Sicht der Initiative zu einer äußerst vielversprechenden und im Markt führenden Ladeart entwickeln. Im Vorfeld müssen jedoch noch sowohl technische als auch regulatorische Hürden bewältigt werden, um die Potenziale der innerhalb des Positionspapiers dargestellten Use Cases und volkswirtschaftlichen Mehrwerte ganzheitlich abbilden zu können.

Die Initiative geht davon aus, dass sich im Zuge der Etablierung des bidirektionalen Ladens zunächst Anwendungsfälle auf dem Markt etablieren werden, die eine Optimierung innerhalb eines Gebäudes/Grundstücks und somit hinter dem Netzanschlusspunkt des öffentlichen Stromnetzes („behind the meter“) vorsehen. Diese Anwendungsfälle bedürfen einer vergleichsweise geringen Anzahl an Marktakteuren, weisen eine geringere Komplexität in Bezug auf Steuerung und Kommunikation auf und bieten zudem vereinzelt bereits im aktuellen Regulierungsrahmen wirtschaftliche Anreize für Elektromobilisten und weiterer Marktakteure.

Für eine flächendeckende und über Pilotvorhaben hinausgehende Realisierung weiterführender Use Cases, die Teile des übergeordneten Energiesystems (bspw. Verteilnetz, ins Netz einspeisende Erzeugungsanlagen etc.) einbeziehen, bestehen höhere Anforderungen und vor allem derzeit noch hohe regulatorische Hürden, die der Realisierung umfassender, volkswirtschaftlicher Mehrwerte entgegenstehen. Bei diesen Anwendungsfällen wird neben den regulatorischen Herausforderungen vor allem die Erzielung einer kritischen Menge an Fahrzeugen, die zeitgleich gesteuert werden können, von hoher Bedeutung sein. Daher besteht die Vermutung, dass sich Ladeorte mit einem hohen Fahrzeugaufkommen im ersten Schritt für solche Anwendungsfälle eignen werden. Beispiele dafür sind das Gewerbe oder auch öffentliche Parkhäuser.

Für eine möglichst zeitnahe und umfassende Nutzung des bidirektionalen Ladens und der Realisierung der damit verbundenen Mehrwerte, muss unmittelbar eine dafür geeignete Regulatorik geschaffen werden. Die Initiative hat hierfür klare Handlungsempfehlungen ausgesprochen.