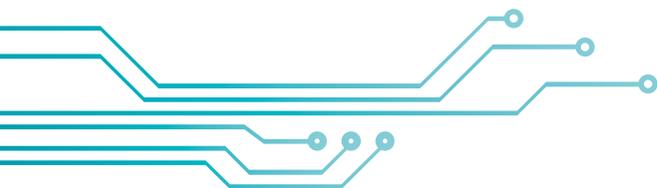




GESTEUERTES LADEN VON ELEKTROFAHRZEUGEN ÜBER PREISANREIZE

Anwendungsbeispiele und Handlungsbedarf

KURZSTUDIE



IMPRESSUM

HERAUSGEBER

Begleitforschung Elektro-Mobil
TÜV Rheinland Consulting GmbH

Dr. Sören Grawenhoff
Am Grauen Stein
51105 Köln
soeren.grawenhoff@de.tuv.com

AUTOR:INNEN

Begleitforschung Elektro-Mobil

Doris Johnsen (Institut für Innovation und Technik iit)
Daniel Strommenger (Institut für Innovation und Technik iit)

Externes Projekt Dynamische Netzentgelte

Dr. Henning Schuster (E-Bridge Consulting)
Dr. Michael Lehmann (MITNETZ Strom)
Philipp Laschet (E-Bridge Consulting)

Projekt BSR-Li-Flx

Dr. Alexander Weber (ÖKOTEC Energiemanagement)

Projekt ELBE

Dr. Serge Runge (Hamburg Energie GmbH)
Tina Zierul (ChargePoint GmbH)

Projekt LamA – Laden am Arbeitsplatz

Judith Stute (Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG)
Matthias Kühnbach (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI)
Dr. Sabine Preuß (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI)
Aline Scherrer (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI)

Projekt LamA-Connect

Julien Ostermann (Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO)
Dr. Daniel Stetter (Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO)

Projekt BDL

Timo Kern (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Ffe)
Marina Dreisbusch (Universität Passau)
Franziska Kellerer (Universität Passau)

GESTALTUNG

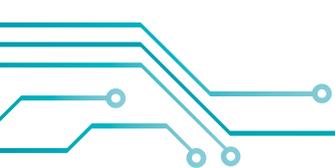
LoeschHundLiepold Kommunikation GmbH

BILDER

Titel: James Thew – Adobe Stock, PIKSEL – iStock

STAND

Dezember 2020



INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG	5
2	PREISGESTEUERTES LADEN	8
2.1	Systemübersicht	9
2.2	Aktuelle Voraussetzungen für die Nutzung von Preissignalen aus Markt und Netz	14
2.3	Systematisierung von Use Cases für preisgesteuertes Laden	15
3	ANWENDUNGSBEISPIELE	19
3.1	Integrierte Spotmarktoptimierung für eine kommunale Fahrzeugflotte ..	20
3.2	Dezentrale Steuerung der Ladeinfrastruktur durch den Verteilnetzbetreiber anhand von Preissignalen	24
3.3	Systemarchitektur und technische Konzepte für die Steuerung des markt- und netzorientierten Ladens	29
3.4	Zeitvariable Netztarife für flexible Netzkund:innen als Preissignal ..	32
4	WIRKUNGSBETRACHTUNG	36
4.1	Sicht der Nutzer:innen: Anreizwirkungen und Restriktionen	37
4.2	Auswirkungen privater Elektrofahrzeuge auf Haushaltsstrompreise und Ökobilanz von Elektrofahrzeugen	40
5	RESÜMEE UND HANDLUNGSBEDARF	45
5.1	Resümee der Anwendungsbeispiele	46
5.2	Handlungsbedarf	47
5.2.1	Normung und Standardisierung/Technik	47
5.2.2	Regulatorik/Anreizsysteme	49
5.2.3	Akzeptanz	51
6	GLOSSAR UND ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	53
	Literaturverzeichnis	57

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Gesteuertes Laden auf Basis von Preissignalen	9
Abbildung 2:	Handelfristen an Strommärkten	10
Abbildung 3:	Zusammenspiel der relevanten Akteure beim preisgesteuerten Laden	11
Abbildung 4:	Grid Integration Levels Version 5.2	13
Abbildung 5:	Use Cases zum preisgesteuerten Laden mit bidirektionaler Erweiterung	16
Abbildung 6:	Erlöspotenzial des preisgesteuerten Ladens mit bidirektionaler Erweiterung	18
Abbildung 7:	Technische Umsetzung im Projekt BSR-Li-Flx	21
Abbildung 8:	Technische Umsetzung im Projekt ELBE	22
Abbildung 9:	Illustration der technischen Umsetzung von OpenADR 2.0b zur Kommunikation zwischen VNB und CPO im Projekt ELBE	25
Abbildung 10:	Preise für Privathaushalte in Cent pro Kilowattstunde, EV2-B-Tarif	28
Abbildung 11:	Systemarchitektur in Petrol für das Projekt LamA, in Rot für das Projekt LamA-Connect	30
Abbildung 12:	Systemstruktur von MITNETZ STROM für zeitvariable Netztarife	33
Abbildung 13:	Einordnung der zeitvariablen Netztarife und des Reservierungsmechanismus	34
Abbildung 14:	Relative Änderung der Strompreise für Haushaltskund:innen für ungesteuertes und gesteuertes Laden in 2030	44

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Systeme des Lademanagements	38
Tabelle 2:	Anreize und Bedenken hinsichtlich bidirektionalen Ladens	39

1 EINLEITUNG



1 EINLEITUNG

Mit dem Umstieg auf elektrisch angetriebene Fahrzeuge ist das Ziel verbunden, den Verbrauch fossiler Ressourcen zu reduzieren und sowohl global als auch lokal wirkende Emissionen zu minimieren. Dabei stellt die Elektromobilität das bestehende Stromnetz vor neue Herausforderungen: So steigt etwa durch Elektromobilität die Anzahl der elektrischen Verbrauchsanlagen an. Daher wird mit Einführung der Elektromobilität eine hohe Gleichzeitigkeit des Strombedarfs erwartet, parallel dazu steigt auch die fluktuierende erneuerbare Energieerzeugung. Um diese Herausforderungen zu lösen und die Investitionen in das Stromnetz zu begrenzen, sollten intelligente Ladekonzepte gleich beim Ausbau der Ladeinfrastruktur mitberücksichtigt werden.

Unter intelligentem oder gesteuertem Laden (Smart Charging) versteht man sowohl das netzdienliche als auch das netzverträgliche Laden, wobei Überschneidungen bei bestehenden Lademanagementlösungen möglich bzw. sogar erforderlich sind. Diese beiden Begrifflichkeiten werden nicht immer eindeutig und in gleicher Definition verwendet. Die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) hat die unterschiedlichen Verwendungen der Begriffe betrachtet und schlägt folgende Definition vor: Das netzdienliche Laden hat primär das Ziel, die Stabilität des Stromnetzes zu erhalten bzw. wiederherzustellen, indem durch die externe Ladesteuerung die Einhaltung der verfügbaren Leistung und Energie im Verteilnetz realisiert wird. Beim netzverträglichen Laden soll hingegen möglichst ein für das Gesamtsystem kostengünstiger Ladevorgang realisiert werden, was sich beispielsweise marktgetrieben über den Strompreis steuern lässt.¹ Beim netzverträglichen Laden ergeben sich verschiedene Möglichkeiten zur Einbindung preislicher Anreize in das Lademanagement, das in dieser Studie als preisgesteu-

tes Laden bezeichnet wird. Aktuelle Konzepte beziehen sich hierbei z. T. auf das vom BDEW entwickelte Smart-Grid-Ampelkonzept.² Das Modell beinhaltet Vorschläge, wie Marktteilnehmende und Netzbetreiber in einem Smart Grid miteinander agieren können. In der grünen Phase liegt kein Handlungsbedarf vor. Die gelbe Phase zeigt auf der Ebene von Netzsegmenten an, dass es ohne Maßnahmen zu Netzengpässen kommen wird. Die rote Ampelphase signalisiert eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität im Verteilnetz. Die im Folgenden behandelten Lösungen für ein Lademanagement beziehen sich alle auf die grüne und gelbe Ampelphase. Sie sehen vor, dass über den Markt oder über vertragliche Vereinbarungen Flexibilitäten im Sinne der Lastverschiebung oder -reduzierung bereitgestellt werden und der Übergang in die rote Phase vermieden wird. Denn in der roten Phase wäre ein direkter Eingriff des Verteilnetzbetreibers vorgesehen, um die unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität zu beseitigen. Und genau diesen Umstand gilt es besonders für die Nutzer:innen von Elektrofahrzeugen zu vermeiden und ihm im Vorfeld entgegenzuwirken.

Preisgesteuertes Laden ist eine Möglichkeit, die effizientere Auslastung der Verteilnetze zu realisieren und folglich Kosten für den Netzausbau und Ausgleichsmaßnahmen einzusparen. Weiterhin ermöglicht es, den Zeitpunkt des Strombedarfs an die regenerative Energieerzeugung anzupassen und durch eine effizientere Nutzung von regenerativen Energien einen aktiven Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz zu leisten. Zudem könnte auf diese Weise ein Spielraum geschaffen werden, den Betriebsaufwand der Ladeinfrastruktur, z. B. durch geringere Anschluss- oder Ladestromkosten, zu reduzieren.

1 NPM – Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (2020a): Netzintegration von Elektromobilität – Basis für eine erfolgreiche Sektorkopplung. Eine Definition. Hrsg. von Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin.

2 Vgl. BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2015): Diskussionspapier Smart Grids Ampelkonzept. Ausgestaltung der gelben Phase, https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20150310_Smart-Grids-Ampelkonzept.pdf, Zugriff am 10.11.2020. Ders. (2017): Diskussionspapier Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz, https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf, Zugriff am 10.11.2020.

Einige Projekte des Förderprogramms Elektro-Mobil fokussieren auf die Umsetzung von Konzepten zum preisgesteuerten Laden. Dabei müssen für Pilotanwendungen Hürden bezüglich Schnittstellen und Kommunikationsstandards bewältigt werden, ggf. Regulatorik angepasst und einfache Zugänge zu flexiblen Strompreisen geschaffen werden.

Im Rahmen der Zusammenarbeit zwischen Begleitforschung und den Förderprojekten des Förderprogramms Elektro-Mobil sowie einem weiteren externen Projekt wurde diese Kurzstudie erstellt. Ziel der Studie ist zum einen, die Verbreitung der entwickelten Lösungen aus den Projekten zu erreichen. Zum anderen soll eine Grundlage geschaffen werden, um das Potenzial und den identifizierten Handlungsbedarf gegenüber relevanten Akteuren zu adressieren und so den Weg für eine weitere Umsetzung zu ebnen. Hierzu werden ausgewählte Konzepte zur Umsetzung eines preisgesteuerten Lademanagements dargestellt und beispielhaft zur weiteren Verwendung oder Weiterentwicklung diskutiert. Die wirtschaftlichen und technischen Hürden bei der Umsetzung des preisgesteuerten Lademanagements werden anhand dieser Konzepte aufgezeigt und Handlungsbedarf identifiziert. Neben den technischen und wirtschaftlichen Hürden wird auch die Sicht der Nutzer:innen beleuchtet.

2 PREISGESTEUERTES LADEN



2 PREISGESTEUERTES LADEN

2.1 SYSTEMÜBERSICHT

Daniel Strommenger (iit), Doris Johnsen (iit)

Die im Folgenden verwendete Bezeichnung des preisgesteuerten Ladens beschreibt ein Lademanagement, welches den Ladevorgang von einem oder mehreren Elektrofahrzeugen in Abhängigkeit von Preissignalen plant und umsetzt. Somit wird abhängig von Preissignalen die verfügbare Ladeleistung reduziert oder der Ladezeitpunkt verschoben. Auch die Erweiterung dieses Konzepts durch bidirektionales Laden und die Möglichkeit eines intelligenten Lademanagements, das auch auf andere Signale über den Verteilnetzbetreiber reagiert, werden der Vollständigkeit halber in dieser Kurzstudie thematisiert.



Abbildung 1: Gesteuertes Laden auf Basis von Preissignalen

(Quelle: eigene Darstellung)

Die Preissignale, welche als Referenz für die Steuerung dienen, können grundsätzlich sowohl aus den Strommärkten als auch aus dem Stromnetz stammen. Der Strommarkt setzt sich in der Praxis aus verschiedenen Teilmärkten mit je eigenen Preissignalen zusammen.³ Dabei werden Preissignale auf Basis der Gesamtbilanz zwischen Nachfrage und Angebot des erzeugten Stroms auf der einen und der erforderlichen Beschaffung von Systemdienstleistungen⁴ auf der anderen Seite (z. B. Regelenergie oder Redispatch) generiert.

Teilmärkte zum Handeln von Strom sind die Strombörse, der OTC-Handel („Over-the-Counter“) und der Regulenergiemarkt. Beim OTC-Handel werden langfristige Direktverträge zwischen Erzeugern und Abnehmern vereinbart. Über diesen OTC-Handel wird der Großteil (ca. drei Viertel⁵) der Strommengen in Deutschland verkauft. Die restlichen Mengen werden über die Strombörsen gehandelt. Die Strombörsen sind aufgliedert in den Terminmarkt und den Spotmarkt. In Europa werden beim Strombörsenhandel auf dem Terminmarkt der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig eher langfristige Stromliefervereinbarungen (bis zum Ende des vorhergehenden Monats) vereinbart. Kurzfristige lieferbare Strommengen werden hingegen über den EPEX-Spotmarkt in Form des Day-Ahead-Handels (am Vortag) oder des Intraday-Handels (bis 5 Minuten vor Lieferzeitpunkt) veräußert. Um sehr kurzfristig die Netzstabilität bewahren zu können, werden am Regulenergiemarkt Energiereserven (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) gehandelt. Dabei bieten die Erzeuger ihre Leistung an, welche im Notfall zur Netzstabilisierung eingesetzt wird. Zusätzlich wird noch ein nachträglicher bilanzieller Austausch über den Day-After-Handel (bis zum Folgetag) per OTC-Handel vorgenommen.

3 Vgl. <https://www.smar.de/page/home/wiki-article/446/384>, Zugriff am 10.11.2020

4 Vgl. www.next-kraftwerke.de/wissen/systemdienstleistungen, Zugriff am 10.11.2020.

5 Vgl. www.next-kraftwerke.de/wissen/otc-handel, Zugriff am 10.11.2020.



Abbildung 2: Handelfristen an Strommärkten (Quelle: Next Kraftwerke GmbH⁶)

Das Stromnetz hingegen generiert Preissignale indirekt auf Basis der Netzbetriebskosten. Beispielsweise können Netzengpässe dazu führen, dass der Strom im Netz umverteilt werden muss, was wiederum höhere Netzentgelte bedingt. Netzentgelte gehen grundsätzlich anhand der Preisblätter als fixe Größe in den Preis des Ladestroms ein. Mit § 14a EnWG wird es dem Verteilnetzbetreiber in der Niederspannung möglich gemacht, reduzierte Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen zu berechnen. So können beim Anschluss einer steuerbaren Ladeinfrastruktur reduzierte Netzentgelte verhandelt werden, wenn eine netzdienliche Ladesteuerung erfolgt. Im Gegensatz zu kontinuierlich variierenden Preissignalen vom Strommarkt werden die Netzentgelte mindestens jährlich oder über die Vertragslaufzeit fixiert. Folglich spiegeln diese nicht die aktuelle Situation (z. B. Netzengpass) wider, können aber auf Basis von § 14a EnWG dem Netzbetreiber erlau-

ben, den Verbrauch unabhängig von den tatsächlichen Preisen am Strommarkt zu steuern und somit erwartete Netzengpässe zu vermeiden.

Die Umsetzung des Lademanagements und das Zusammenspiel aller relevanten Akteure ist jedoch im Detail deutlich komplexer. Abbildung 3 bietet eine schematische Übersicht der wesentlichen Akteure und Informationsflüsse sowie der an dieser Kurzstudie beteiligten Projekte des Förderprogramms Elektro-Mobil. Da ein Projektkonsortium sich meistens aus mehreren der genannten Akteure zusammensetzt, wurden die Projekte anhand ihres jeweiligen inhaltlichen Schwerpunkts in der Grafik (Doppelnennung möglich) zugeordnet.

Das Lademanagement wird üblicherweise durch den Betreiber der Ladeinfrastruktur (Charge Point Operator, CPO) umgesetzt und verwaltet. Dieser ist zudem ver-

⁶ <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/spotmarkt-epex-spot>, Zugriff am 13.11.2020.

antwortlich für Aufbau und Betrieb der Ladeinfrastruktur (LIS). Die Steuerung des Ladevorgangs kann über das Managementsystem des CPO, das sogenannte Backend, oder als Teil des lokalen Energie- und Leistungsmanagementsystems (EMS) einer Liegenschaft erfolgen. Neben dem CPO ist der Anbieter von Mobilitätsdienstleistungen (eMSP) ein wesentlicher Akteur beim preisgesteuerten Laden. Er nimmt in der Regel die Abrechnung der Ladevorgänge für die Nutzer:innen von Elektrofahrzeugen vor. Die Grenzen zwischen CPO und eMSP verschwimmen in der Praxis zum Teil, sodass diese unterschiedlichen Rollen auch durch ein und dasselbe Unternehmen wahrgenommen werden können. Hinzu kommen Roaming-Anbieter, welche den Informationsaustausch zwischen mehreren CPO und

eMSP vereinheitlichen, um der Kundschaft den Zugang zur Ladeinfrastruktur zu erleichtern.

Diese zentralen Akteure können die verschiedenen Preissignale für das Lademanagement über Stromlieferanten, Aggregatoren und die jeweiligen Netzbetreiber erhalten.

– Auf der Seite der Netzbetreiber wird in das Lademanagement vorrangig der Verteilnetzbetreiber des Niederspannungsnetzes eingebunden, zu dem die Letztverbraucher eine vertragliche Beziehung haben. Letztverbraucher sind Personen, die Strom zum Eigenverbrauch kaufen und nicht weiterveräußern. Auch Elektrofahrzeuge gelten im Energierecht als Letzt-

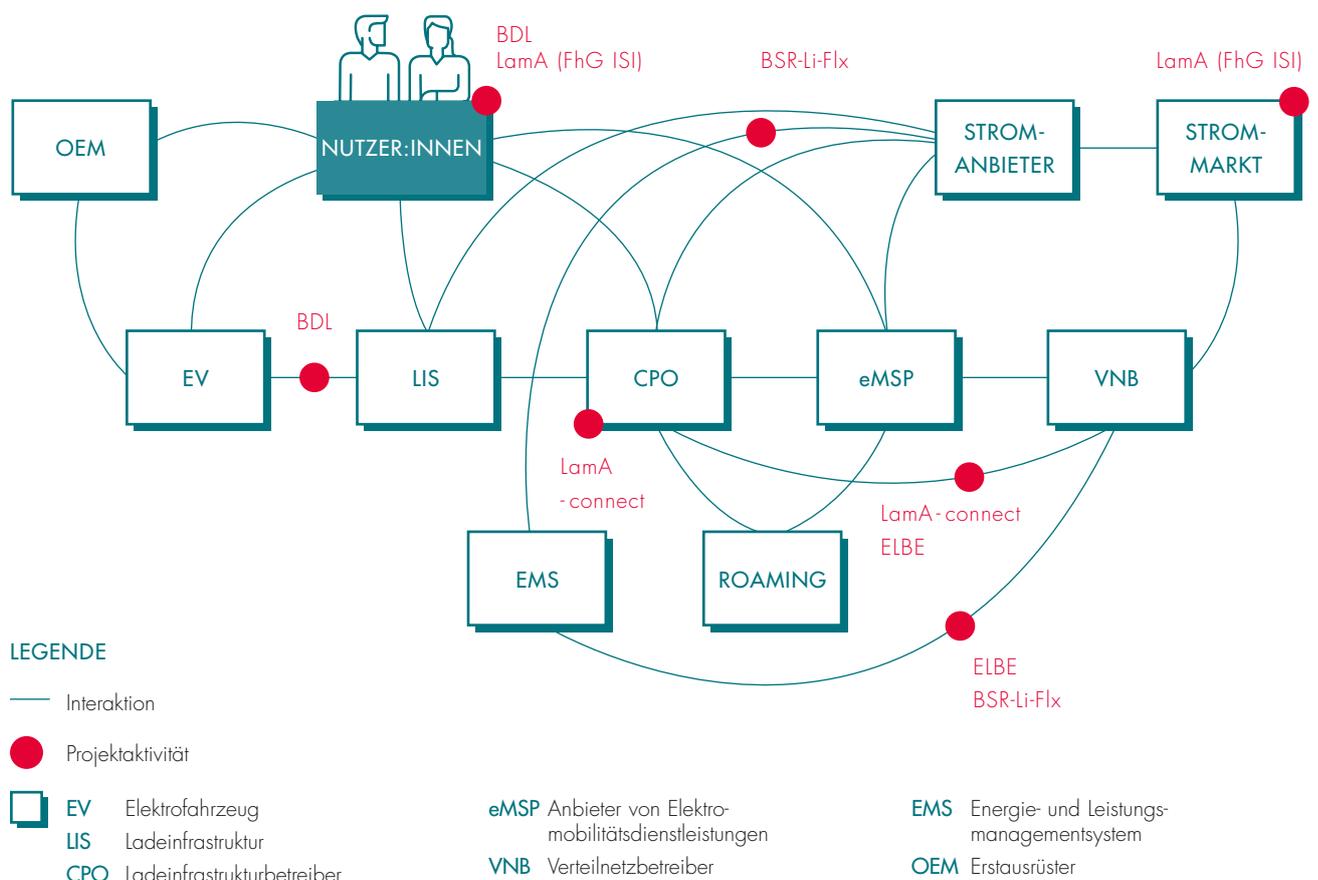


Abbildung 3: Zusammenspiel der relevanten Akteure beim preisgesteuerten Laden (Quelle: eigene Darstellung)

verbraucher. Der Verteilnetzbetreiber verwaltet das an die Ladeinfrastruktur angebundene Verteilnetz und legt entsprechende Netzentgelte fest.

- Die Stromlieferanten bieten Energie über verschiedene Märkte oder bilaterale Verträge zu unterschiedlichen Preisen an. Daher haben auch diese einen Einfluss auf die Preissignale für das Lademanagement.
- In der Regel besteht eine direkte Kommunikation mit den Stromlieferanten nur bei der Abnahme von großvolumigen Energiemengen. Um auch kleineren Abnehmern den Zugang zu variablen Strompreisen zu ermöglichen, bündeln Aggregatoren die Anfragen mehrerer Stromabnehmer und -erzeuger und stellen so auch für sie den Zugang zum Strommarkt her. Mittlerweile spezialisieren sich sogenannte Aggregatoren neben Kraftwerksparks auch auf Dienstleistungen in der Elektromobilität.⁷
- Letztlich kann das Lademanagement eingesetzt werden, um durch die Verschiebung von den Lasten der Ladevorgänge oder gar der Rückeinspeisung von Strom aus dem Elektrofahrzeug in das Stromnetz Flexibilitäten für das System der elektrischen Energieversorgung bereitzustellen und so auch Systemdienstleistungen anbieten zu können oder gar den Kraftwerks-Redispatch zu unterstützen. Hier agieren die Übertragungsnetzbetreiber koordinierend, nutzen dazu aber auch überwiegend Marktplattformen.

Es sei bereits an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass gesteuertes Laden in drei Domänen – Energiesystem, Markt und Netz – wirkt.

Beim gesteuerten Laden handelt es sich um eine Integration der Ladeinfrastruktur in das Energiesystem (Netzintegration). Der Verein CharIN hat vier Eingriffstiefen („Levels“) der Netzintegration definiert. Die Levels unterscheiden sich in der Funktionsumfänglichkeit und in den damit verbundenen technischen Anforderungen. Die in dieser Studie dargestellten Lösungsansätze bewegen sich vornehmlich auf den Levels 1 und 2, dem in erster Linie einseitigen gesteuerten Laden sowie dem kooperativen Laden, das einen komplexeren beidseitigen Informationsaustausch zur Ladesteuerung beinhaltet. Das Level 3 des bidirektionalen Ladens wird allein durch das Projekt BDL erprobt.

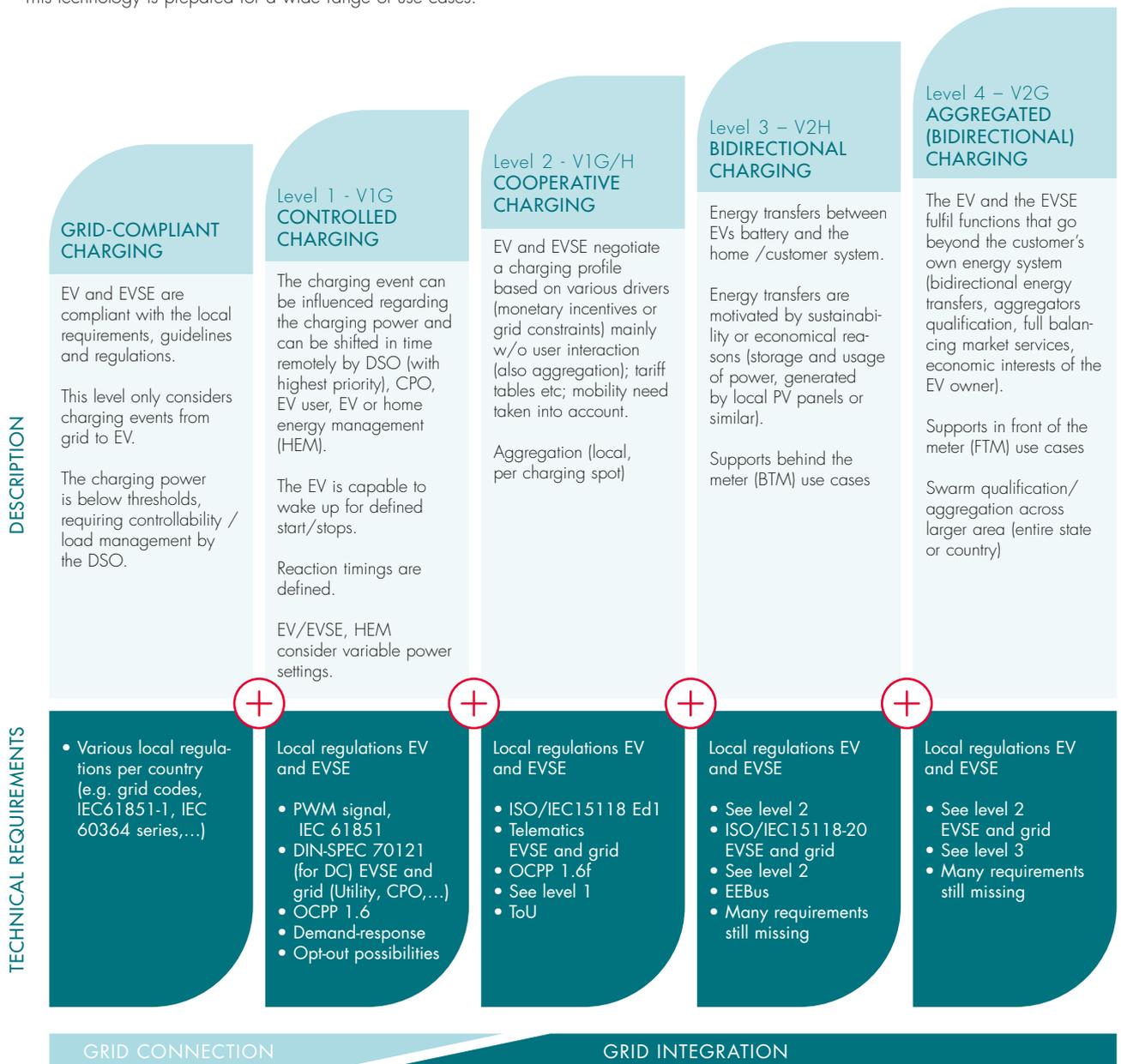
⁷ Zum Beispiel die Zusammenarbeit zwischen Next Kraftwerke GmbH, Betreiber eines der größten virtuellen Kraftwerke Europas, und Jedlix BV, einem Aggregator für Elektrofahrzeuge und Betreiber einer Plattform für intelligente Ladekonzepte.



GRID INTEGRATION LEVELS

2020-06-26-V5.2

- There are many levels of Grid Integration that can generate value.
- CCS with ISO/ISO 15118 20 is the key enabler of Grid Integration and is ready for V2G.
- This technology is prepared for a wide range of use cases.



EV – electric vehicle, EVSE – electric vehicle supply equipment, DSO – distributed system operator, CPO – charge point operator

Abbildung 4: Grid Integration Levels Version 5.2 (Quelle: CharIN e.V.⁸⁾

8 CharIN (o.J.): https://www.charinev.org/fileadmin/Downloads/Papers_and_Regulations/CharIN_Llevels_Grid_Integration.pdf, Zugriff am 01.10.2020.

2.2 AKTUELLE VORAUSSETZUNGEN FÜR DIE NUTZUNG VON PREISSIGNALEN AUS MARKT UND NETZ

Dr. Alexander Weber (ÖKOTEC)

Für die Nutzung von Preissignalen aus Markt und Netz gelten unterschiedliche Voraussetzungen. Preissignale aus dem Stromnetz unterliegen durch rechtliche Vorgaben bereits einem gewissen Regelrahmen, während die Nutzung von Preissignalen des Strommarktes bislang nur wenig verbreitet und kaum standardisiert ist.

Mit Blick auf die Preissignale aus dem Netz ist vorab Folgendes zu berücksichtigen: Konditionen für normale Haushaltsstromanschlüsse bestehen aus einseitigen Preisangeboten, die anhand von sogenannten Standardlastprofilen (SLP) errechnet werden. Deshalb werden Kunden mit normalen Haushaltsstromanschlüssen als sogenannte SLP-Kunden⁹ (Kunde ohne Leistungsmessung) bezeichnet. Die Preisgestaltung ist bei normalen Haushaltsstromanschlüssen nicht individuell verhandelbar. Im Gegensatz dazu ist die Preisgestaltung bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh elektrischer Energie (RLM-Kunden) individuell verhandelbar. Voraussetzung hierfür ist eine registrierende Lastgangmessung (RLM; auch registrierende Leistungsmessung) durch den Energieversorger. Nur hier ist unter dem aktuellen regulatorischen Rahmen der Einsatz von Preissignalen umsetzbar.

Im Rahmen der Netznutzung bestehen für RLM-Kunden aktuell bereits folgende Preisanreize: Zunächst ist die Minimierung des Jahresleistungsentgeltes interessant. Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis (in Euro pro Kilowatt) und der Jahreshöchstleistung (in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr). Je geringer die jährlichen bzw. monatlichen Leistungsspitzen an

einem Netzanschlusspunkt ausfallen, desto geringer ist das entsprechende jährliche Leistungsentgelt. Das Jahresleistungsentgelt ist neben dem Arbeitspreis (in Cent pro Kilowattstunde) einer der beiden Preiskomponenten des Netzentgelts. So kann ein Anschlussnehmer über ein intelligentes Management seiner Last (dem Stromnetz entnommene Leistung) besonders die Leistungsspitzen verringern und so das Jahresleistungsentgelt reduzieren. In diesem Rahmen ist die Ladung von Elektrofahrzeugen insbesondere die sogenannte atypische Netznutzung besonders relevant (§ 19 Abs.2 Satz 1 StromNEV). Netzkunden mit atypischem Verbrauchsverhalten können hiernach ein Sonderentgelt für die Netznutzung beantragen. Die Netzbetreiber legen die Hochlastfenster analog zu den Anforderungen durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) fest. Das heißt, wird die Ladung eines oder mehrerer Elektrofahrzeuge auf einen Zeitpunkt außerhalb der Hochlastzeifenster verlagert, so wird dies über die damit verbundene Reduzierung der Maximalleistung im Vergleich zum sonstigen Bezug vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber honoriert. Im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte wurden Systeme entwickelt, die die Vermarktung von Netzengpässen (sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz) unterstützen sollen; bislang ist eine durchgängige Einführung jedoch nicht erfolgt. Für Anschlüsse im Niederspannungsnetz ist mit § 14a EnWG ein Gesetz für steuerbare Verbraucher in Kraft, über das diese mit einem geringeren Netzentgelt belegt werden können. Dort wird explizit auch die Ladung von Elektrofahrzeugen als Anwendungszweck erwähnt. Die entsprechende Durchführungsverordnung ist derzeit jedoch in Erarbeitung und ihre konkrete Ausprägung noch nicht bekannt.

Für die Nutzung von Preissignalen aus dem Strommarkt, die sich unmittelbar aus der Erzeugungs- und Verbrauchssituation ergeben, besteht hingegen kein standardisierter Rahmen – weder in gesetzgeberischer

⁹ Bei juristischen Personen wird in dieser Kurzstudie i. d. R. auf eine gendergerechte Schreibweise verzichtet.

noch in privatrechtlicher oder technischer Hinsicht. Grundsätzlich ließen sich zwar zwischen Stromversorger und jeweiligem Stromabnehmer/Ladesäulenbetreiber beliebige Verträge vereinbaren, in der Regel wird jedoch eine Belieferung zum Fixpreis durchgeführt, der keine Anreize bietet, den Strombezug so anzupassen, dass die Ladung von Elektrofahrzeugen an Preisen oder der Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms ausgerichtet wird. Es existieren jedoch verschiedene Modelle zur Weitergabe von Großhandelspreisen bzw. von aktuellen Stromerzeugungskosten: Historisch sind hier etwa das Hochtarif-/Niedertarif-Modell zu nennen, das die Auslastung der Grundlastkraftwerke sicherstellen sollte. Auch aktuell angebotene Tarife¹⁰ basieren auf der Übermittlung von Preisinformationen, nach denen der Strombezug dann abgerechnet wird. Noch näher am Strommarkt sind Modelle, bei denen der Stromversorger den Strombezug nach Vorgaben des Energiemanagementsystems des Eigentümers der Ladeeinrichtung optimiert.

Technisch erfordert eine Belieferung mit flexiblen, am Strommarkt orientierten Tarifen zudem eine Lastgangmessung. Wie oben formuliert, beschreibt die Lastgangmessung einen Messvorgang durch den Energieversorger beim Kunden. Dieser Messvorgang wird bei Kunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM) ohnehin seit Jahrzehnten gewährleistet und neuerdings bzw. in naher Zukunft durch sogenannte „Smart Meter“ (intelligente Messsysteme, iMSys) eingeführt für kleinere Verbraucher zwischen 6 und 100 MWh/a (vgl. §§ 29, 55 MSBG). Ein intelligentes Messsystem (iMSys) besteht aus dem Zusammenspiel aus digitalen Messeinrichtungen und einem Kommunikationsmodul. In dem nach den Vorgaben des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) entwickelten intelligenten Messsystem kommt dem Smart-Meter-Gateway als zentra-

lem Kommunikationsmodul die Hauptaufgabe zu, für die sichere Datenübertragung im intelligenten Messsystem zu sorgen. Ferner ist auch für Anschlüsse, die von den Regelungen des § 14a EnWG Gebrauch machen, ein iMSys vorgeschrieben und die Nutzung preisvariabler Tarife grundsätzlich möglich.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass für die Diskussion um Nutzungsmöglichkeiten von Preissignalen aus Strommarkt und -netz neben technischen Fragestellungen auch organisatorisch-vertragliche Faktoren prägend sind.

2.3 SYSTEMATISIERUNG VON USE CASES FÜR PREISGESTEUERTES LADEN

Timo Kern (FFE)

Die Möglichkeiten und Ausprägungen von preisgesteuertem Laden sind vielfältig. Abbildung 5 klassifiziert die Anwendungsfälle (Use Cases) von preisgesteuertem Laden mit direkter und indirekter Preissteuerung. Eine direkte Preissteuerung liegt vor, wenn ein Elektrofahrzeug allein basierend auf zeitlich aufgelösten Preissignalen die Ladestrategie anpasst. Die Preissignale können hierbei hochdynamisch im Minutenbereich variieren (z. B. am kontinuierlichen Intraday-Markt) oder über einen längeren Zeitraum von mehreren Stunden einen konstanten Wert aufweisen (z. B. Hochtarif Tagstrom HT/ Niedertarif Nachtstrom NT). Eine indirekte Preissteuerung repräsentiert eine Ladestrategie basierend auf einer Gesamtoptimierung, in die Preissignale mit eingehen.

¹⁰ Vgl. z. B. Next Kraftwerke, „Best of 96“, <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromverbraucher/variabler-stromtarif#best-of-96>, Zugriff am 13.11.2020.

KLASSIFIZIERUNG DER USE CASES

Use Case	Preisgesteuert	Erlörsort	Kunden-gruppe	Regelung	Regula-torik (gesteuert)	Externe Akteure	Bidirektional?	Regula-torik (bidirek-tional)
Zeitliche Arbitrage durch Handel am Strommarkt > Day Ahead > Intraday	✓			In front of the meter	✓	Aggregator, VNB, LF, BKV, MSB	Ja, mit Rückspeisung ins Netz	✗
Tarifoptimiertes Laden > HT/NT > Börsenpreisorientiert > Variable Netzentgelte	✓			Behind the meter	✓	LF, MSB, VNB	Ja, mit Rückspeisung in den Haushalt	(✓)
Spitzenlastkappung mit Flottenmanagement	(✓)			Behind the meter	✓	VNB, MSB	Ja, mit Rückspeisung in das Unternehmen	(✓)
Eigenverbrauchserhöhung	(✓)			Behind the meter	✓	MSB	Ja, mit Rückspeisung in den Haushalt	(✓)
Systemdienstleistungen	(✓)			In front of the meter	✗	Aggregator, VNB, BKV, LF, MSB, UNB	Ja, mit Rückspeisung ins Netz	✗



Abbildung 5: Use Cases zum preisgesteuerten Laden mit bidirektionaler Erweiterung (Quelle: Projekt BDI)

Zu den direkt preisgesteuerten Use Cases gehören die Nutzung von zeitlicher Arbitrage am Strommarkt und das tarifoptimierte Laden. Beim preisgesteuerten Laden nach zeitlicher Arbitrage werden Preisdifferenzen an den Day-Ahead- und den Intraday-Märkten genutzt, indem der Zeitraum des Ladevorgangs in Zeiten mit günstigen Börsenpreisen verschoben wird. Beim tarifoptimierten Laden werden vom Energieversorger angebotene dynamische Tarife genutzt, um das Elektrofahrzeug zu Zeitpunkten mit günstigen Strompreisen zu laden. Günstige Preise können durch eine geringe Last (HT/NT), hohe Einspeisungen erneuerbarer Energien (börsenpreisorientiert) oder geringe Netzauslastung (variable Netzentgelte) begründet sein.

Weitere Use Cases nutzen indirekte Preissignale, um die Ladestrategie des Elektrofahrzeugs anzupassen. Die Eigenverbrauchserhöhung führt eine Minimierung der Strombezugskosten durch, die wesentlich durch die Höhe der Strombezugskosten und der PV-Einspeisevergütung beeinflusst wird. Spitzenlastkappung in Unternehmen hat das Ziel, die Netzentgelte zu senken, indem das Laden des Elektrofahrzeugs zu Zeiten einer geringeren Unternehmenslast durchgeführt wird. Letztlich können potenziell auch die Preissignale von Systemdienstleistungen, wie die Bereitstellung von Redispatch oder Regelleistung, durch gesteuertes Laden genutzt werden. Der Fokus soll im Weiteren auf die direkt preisgesteuerten Use Cases gelegt werden.

Der Energiemarkt ist über Marktrollen organisiert. Wesentliches Element dieser Organisation ist die Marktkommunikation, welche im Rollenmodell des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)¹¹ definiert ist. Teil dieser Marktkommunikation sind unter anderem die Rollen Verteilnetzbetreiber (VNB), Lieferant, Bilanzkreisverantwortlicher (BKV), Messstellenbetreiber (MSB) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). In Abbildung 5 sind im Bereich der Akteure die Marktrollen den Use Cases zugeordnet. Die Rolle des Aggregators ist dabei kein Teil des Rollenmodells. Beim tarifoptimierten Laden wird durch den Lieferanten ein reduzierter Stromtarif in bestimmten Zeiten angeboten. Dies ermöglicht es, unterschiedliche Preise für den Strombezug zu zahlen, welche dann durch eine Ladesteuerung genutzt werden können, um die Strombezugskosten zu optimieren.

Bei der Definition der Use Cases wird zwischen dem Erlös-Ort und der Kundengruppe unterschieden (siehe Abbildung 5). Der Erlös-Ort kann zwischen Haushalten, Gewerbe und Stromnetz unterteilt werden. Die Kundengruppen unterscheiden sich nach der energiewirtschaftlichen Einordnung in SLP-Kunde (Kunde mit Standardlastprofil), RLM-Kunde (mit registrierender Leistungsmessung) und dem Markt, d. h. dem Stromsystem. An den jeweiligen Erlös-Orten kann das Elektrofahrzeug preisgesteuert geladen werden. Hierzu wird eine steuerbare Ladestation benötigt, die auf Preissignale reagieren kann und den Ladevorgang dementsprechend steuert. Ferner wird eine Messeinrichtung – z. B. ein intelligentes Messsystem – zur Erfassung der Energiemengen pro Abrechnungsintervall eingesetzt.

Preisgesteuerte Use Cases bieten das Potenzial, aus Nutzer:innen- und Systemsicht einen monetären Mehrwert zu generieren. Tarifoptimiertes gesteuertes Laden ist heute grundsätzlich umsetzbar; die dafür notwendigen dynamischen Tarife werden teilweise bereits angeboten. Die Nutzung von zeitlicher Arbitrage am Strommarkt kann regulatorisch für gesteuertes Laden heute schon umgesetzt werden, am einfachsten durch zeitvariable börsenpreisorientierte Tarife. Da der Haushaltsstrompreis durch Abgaben und Umlagen geprägt ist (ca. 80–85 % des Gesamtpreises)¹², schafft der variable Börsenstrompreis hier allerdings nur einen sehr begrenzten Anreiz zur Veränderung des Ladeverhaltens.

ERWEITERUNG DER USE CASES DURCH BIDIREKTIONALES LADEN

Alle in Abbildung 5 aufgezeigten Use Cases lassen sich grundsätzlich durch eine bidirektionale Anwendung erweitern, um das Stromausgleichspotenzial, welches durch intelligentes Laden bereits erreicht wird, weiter zu erhöhen. Denn bidirektionale Elektrofahrzeuge können zusätzlich Strom aus der Batterie des Fahrzeugs über eine geeignete Wallbox zurückspeisen. Beim Use Case zeitliche Arbitrage wird dabei der Strom zu Zeiten mit teuren Börsenpreisen zurück ins Netz gespeist. Auch der Use Case tarifoptimiertes Laden ist bidirektional erweiterbar, indem zu Zeiten mit hohen Strompreisen die Haushaltslast aus dem Elektrofahrzeug gedeckt wird, ohne zurück ins Netz zu speisen.

Bidirektionale Elektrofahrzeuge sind eine neue Technologie, deren Funktionalität insbesondere bei höheren Mengen an Überschussstrom im Netz an Relevanz gewinnen wird und für die noch keine regulatorischen Rahmenbedingungen auf EU-Ebene existieren.¹³

11 BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2019): Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt – Strom und Gas, Berlin.

12 BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2020): BDEW-Strompreisbestandteile Januar 2020 – Haushalte und Industrie, Berlin.

13 EASE – European Association for Storage of Energy (2019): Energy Storage: A Key Enabler for the Decarbonisation of the Transport Sector, Brussels.

Grundsätzlich wird ein bidirektionales Elektrofahrzeug in Deutschland als Letztverbraucher eingestuft, wobei noch nicht definiert ist, ob Elektrofahrzeuge als Speicher teilweise befreit werden von Abgaben und Umlagen auf den Strombezug. Für den Use Case tarifoptimiertes Laden ist neben der noch nicht geklärten grundsätzlichen Einordnung des bidirektionalen Elektrofahrzeugs anzunehmen, dass gegebenenfalls auch die Regelung für sogenannte De-minimis-Anlagen (Stromerzeugungsanlage von 10 kW bis zu 10 MWh) relevant werden könnte, die für eine Stromerzeugungsanlage von 10 kW (und damit auch eine bidirektionale Wallbox) bis zu 10 MWh von der EEG-Umlage befreit (s. § 61a Nr. 4 EEG) werden, sofern die bidirektionale Wallbox eine Ausspeicherleistung mehr als 10 kW aufweist.

Um einen Eindruck der Auswirkung von Abgaben und Umlagen – wie z. B. Netzentgelten und der EEG-Umlage – auf die Erlöspotenziale des Use Cases zeitliche Arbitrage zu vermitteln, stellt Abbildung 6 die Differenzenerlöse von bidirektionalem und gesteuertem Laden gegenüber dem ungesteuerten Laden unter verschiedenen Abgaben

für den Strombezug eines Elektrofahrzeugs dar. Dazu werden die Erlöspotenziale der Nutzer:innengruppe „Pendler“ dargestellt. Die Erlöspotenziale der nicht abgebildeten „Nicht-Pendler“ variieren im Vergleich dazu leicht bei einem qualitativ ähnlichen Verlauf. Die dargestellten Erlöse am Day-Ahead-Markt und in der Intraday-Auktion wurden im Rahmen des BDL-Projekts für einen exemplarischen Fahrzeugtyp (100 kWh Batteriekapazität, 11 kW Lade-/Entladeleistung) ermittelt. Erlöspotenziale von gesteuertem Laden sind dabei weitgehend unabhängig von zusätzlichen Abgaben, da diese nur das Niveau des Strompreises anheben, die Preisspannen jedoch bestehen bleiben. Die Erlösmöglichkeiten von bidirektionalem Laden sinken bei nur geringfügigen Abgaben und Umlagen bereits deutlich ab. Abgaben in Höhe von 20 Euro/MWh führen beispielsweise bereits zu einer Verringerung der Erlöse von über 60 Prozent. Eine Wirtschaftlichkeit für den Use Case zeitliche Arbitrage lässt sich potenziell nur erreichen, wenn bidirektionale Elektrofahrzeuge, die als Stromspeicher agieren, eine Befreiung von verschiedenen Abgaben und Umlagen erlangen.

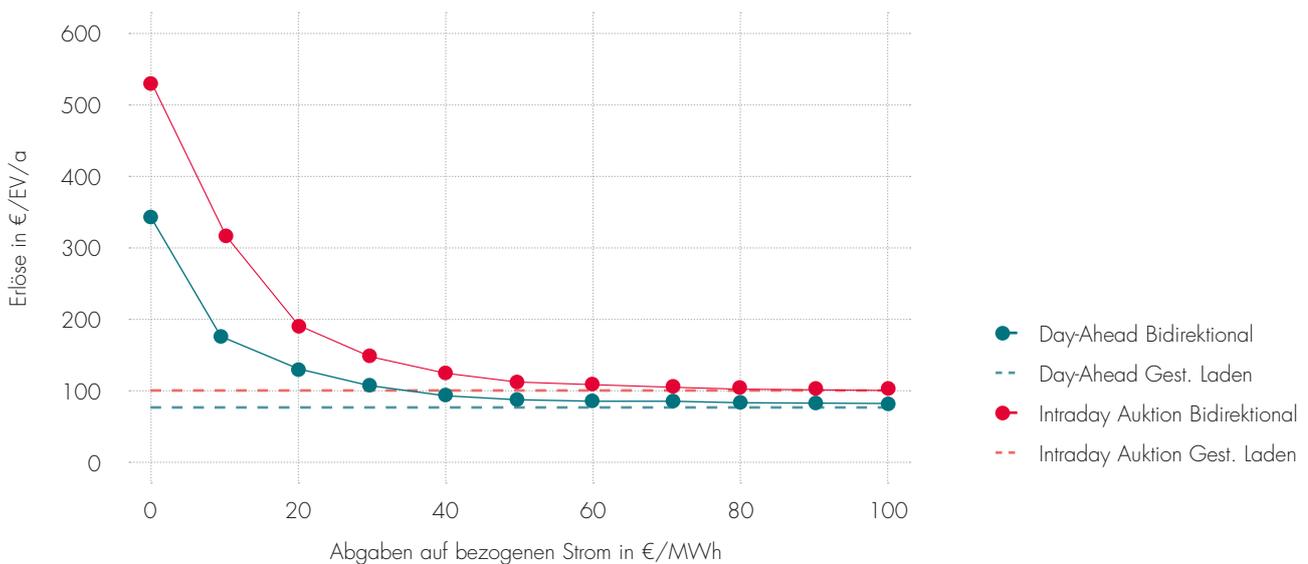


Abbildung 6: Erlöspotenziale des preisgesteuerten Ladens mit bidirektionaler Erweiterung (Quelle: Projekt BDL¹⁴)

14 Kern, T., Dossow, P. und von Roon, S. (2020): Integrating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles into the Electricity Markets. Energies, 13, 5812.

3 ANWENDUNGSBEISPIELE



3 ANWENDUNGSBEISPIELE

Im Rahmen des Förderprogramms Elektro-Mobil des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) werden erste Konzepte des preisgesteuerten Ladens in unterschiedlichen Anwendungen entwickelt und erprobt. Im Fokus des Programms steht die Integration der Elektromobilität in das Stromsystem und eine Erprobung dessen in Reallaboren. Einige dieser Anwendungsbeispiele werden nachfolgend vorgestellt. Die Projekte zeigen Möglichkeiten der Preissteuerung des Lademanagements für Elektrofahrzeuge auf. Sie identifizieren Herausforderungen und Handlungsbedarfe beispielsweise in Bezug auf technische Entwicklungen, Normung und Standardisierung oder Regulatorik. Die präsentierten Anwendungsbeispiele spiegeln den aktuellen Erfahrungsstand wider und werden auch bezüglich einer weiteren Verwendung oder Weiterentwicklung diskutiert.

3.1 INTEGRIERTE SPOTMARKTOPTIMIERUNG FÜR EINE KOMMUNALE FAHRZEUGFLOTTE

Dr. Alexander Weber (ÖKOTEC),
Serge Runge (Hamburg Energie)

Sowohl die Berliner als auch die Hamburger Stadtreinigung elektrifizieren Teile ihrer Fahrzeugflotte. Die Ausgangssituationen sind insofern unterschiedlich, als im Projekt ELBE mit dem städtischen Energieversorger Hamburg Energie (HE) ein Stromversorger direkt in das Projekt eingebunden ist, während im Fall der Berliner Stadtreinigung (BSR) der Stromversorger extern und damit potenziell wechselnd ist. Dabei wurden in den Projekten ELBE (Hamburg) und BSR-Li-Flx (Berlin) teils ähnliche, teils unterschiedliche Ansätze verfolgt, die im Folgenden diskutiert werden.

ZIELE, AUSGANGSLAGE UND VORGEHEN IN DEN PROJEKTEN

Ziel des Projekts BSR-Li-Flx und des hier beschriebenen Teilprojekts des Verbundprojekts ELBE ist die energie-wirtschaftliche Optimierung des Strombezugs sowie

der Netznutzung (Spitzenlast- und Hochlastzeitfenster) im Kontext der gewerblichen Nutzung einer (sich stetig erweiternden) Flotte von Elektrofahrzeugen im regelmäßigen (Schicht-)Dienst. Technisch findet die Stromabnahme bei beiden Akteuren auf der Mittelspannungsebene, inkl. registrierender Lastgangmessung (RLM), statt. Zudem ist es das Ziel beider Projekte, den Aufbau der Ladeinfrastruktur zukunftsweisend auszugestalten, wobei neben Fragen der weiteren Ausbauplanung insbesondere das Thema systemdienliche Integration der Ladung ins Stromnetz im Vordergrund steht. Von der Ausgangslage unterscheiden sich die Projekte in der Form, dass in Hamburg der Stromanbieter mit Hamburg Energie den zentralen Akteur darstellt, während im Berliner Fall aufgrund der freien Wahl des Stromanbieters eine dezentrale Lösung gewählt wurde.

KONZEPT BSR-LI-FLX

Zur Optimierung des Strombezugs wird in Berlin im Projekt BSR-Li-Flx eine vertragliche Vereinbarung mit dem Stromversorger genutzt, welche an jedem Tag mit Bezug auf den darauffolgenden Tag eine Übermittlung eines Flexibilitätsbandes (d. h. Korridor der Bezugsleistung über die Zeit) durch die Berliner Stadtreinigung an den Stromversorger vorsieht. Auf dieser Grundlage generiert der Stromversorger eine am Strommarkt optimierte Gesamtladekurve, welche er dann an die Stadtreinigung zurückmeldet. Wird die vorgegebene Gesamtladekurve innerhalb gewisser Grenzen eines Toleranzbands eingehalten, wird der Kostenvorteil aus der Strombeschaffung im Nachgang auf Grundlage von veröffentlichten Börsenpreisen errechnet und zwischen Stadtreinigung und Stromversorger aufgeteilt. Grundlage für das an den Versorger gemeldete Flexibilitätsband sind Nutzungsprofile der Fahrzeuge, die durch das Fuhrparkmanagement seitens der Stadtreinigung erfasst und gepflegt werden. Der Datenaustausch erfolgt über eine speziell dafür eingerichtete webbasierte Programmierschnittstelle (Web-API) des Energielieferanten, die direkt und vollautomatisiert durch das EMS (EnEffCo®) der BSR angesprochen wird. Dabei umfasst die Vereinbarung mit dem Stromversorger

lediglich die Verbräuche der Elektrofahrzeuge, sodass es nicht auf einen Informationsaustausch hinsichtlich der (bislang) unflexiblen Restverbräuche der Liegenschaften ankommt. Die Verfügbarkeiten der Fahrzeuge für die

Ladestromoptimierung ergeben sich aus den tatsächlichen Ankunftszeiten und vordefinierten Nutzungszeitbereichen der Fahrzeuge.

FLEXIBILITÄTSMANAGEMENT BEI DER BSR

Wie der Fuhrpark in vollem Umfang genutzt werden kann und im Hintergrund trotzdem Kostenvorteile entstehen.

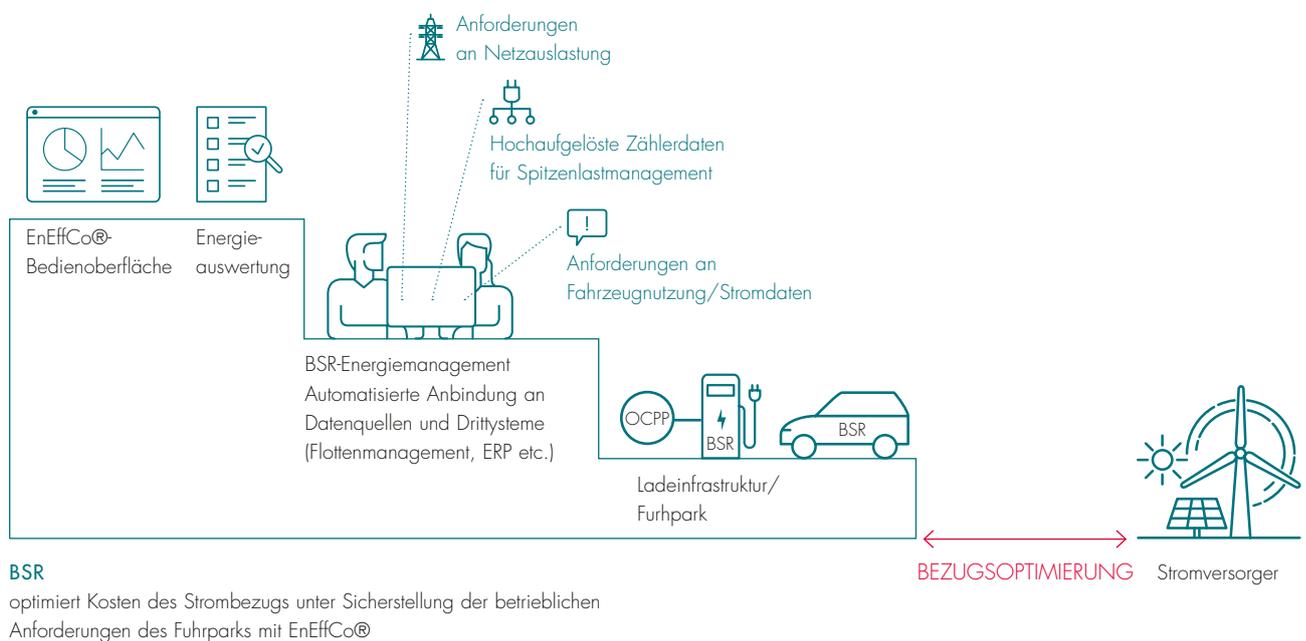


Abbildung 7: Technische Umsetzung im Projekt BSR-Li-Flex (Quelle: Projekt BSR-Li-Flex bzw. WindNODE, das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands)

KONZEPT ELBE

Im Projekt ELBE in Hamburg tritt der Stromversorger Hamburg Energie individuell an Betreiber von Flottenstützpunkten wie in diesem Beispiel an die Stadtreinigung heran. Es wird zunächst für jeden Standort ein Einsatzplanungsmodell aufgebaut. Dieses ermöglicht nicht nur die Optimierung der Ladevorgänge in einer Orientierung auf den Strommarkt und die Berücksichtigung von Netzentgeltfragen, sondern auch die Durchführung von Simulationsexperimenten

für die Auf-/Ausbauplanung der Ladeinfrastruktur unter Verwendung historischer oder fiktiver Daten zum Strommarktgeschehen. Abbildung 8 zeigt die grundlegende Wirkkette des entwickelten Konzepts für das netzdienliche Laden von Elektrofahrzeugen.

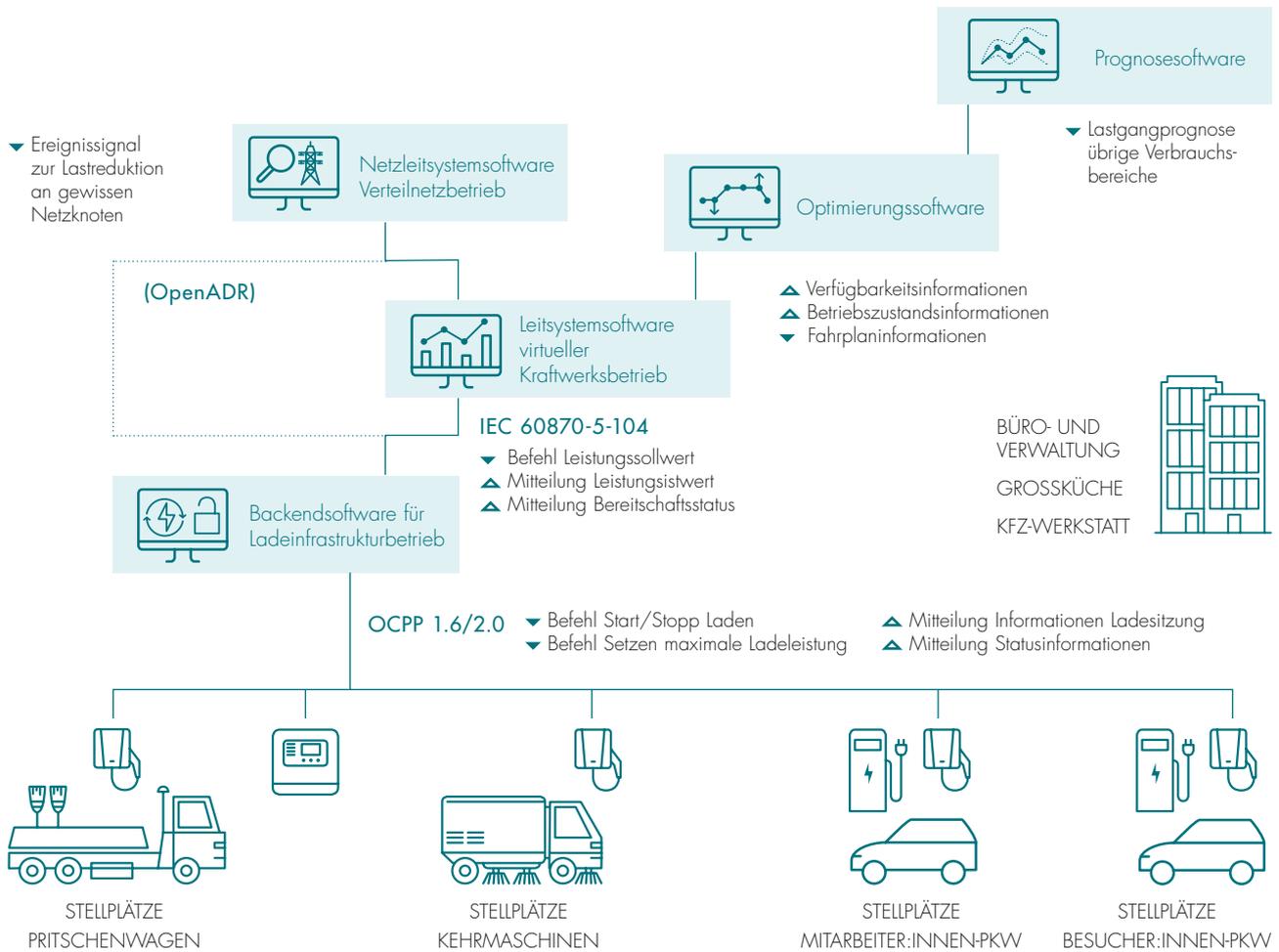


Abbildung 8: Technische Umsetzung im Projekt ELBE (Quelle: Projekt ELBE)

Mithilfe der Netzleitsystemsoftware wird der Verteilnetzbetrieb überwacht. In Echtzeit werden durch die Netzleitsystemsoftware entlang der Netzbetriebsmittel Messwerte erfasst und eine Einschätzung zum Netzzustand getroffen. Unter Berücksichtigung von flexiblen Lasten – wie hier der Ladeinfrastruktur – kann mit der Netzleitsystemsoftware eine Vermeidung von Netznutzungsengpässen gesteuert werden. Bei Bedarf wird dazu mit der Netzleitsystemsoftware ein Ereignissignal zur Lastreduzierung bei bestimmten Netzknoten an die Backendsoftware des Ladeinfrastrukturbetriebs mittels OpenADR-Protokoll (siehe Kapitel 3.3) geschickt. Unterdessen wird im Rahmen einer Flexibilitätsvermarktung eine optimieren-

de Einsatzplanung in Bezug auf die Ladevorgänge der gewerblich genutzten Elektrofahrzeuge durchgeführt. Hintergründig setzt der Flexibilitätsvermarkter dazu eine Prognosesoftware ein, mit welcher die Teillastgänge, z.B. einer Kfz-Werkstatt, von Büros, der Verwaltung oder auch der Großküche auf einer Liegenschaft, ermittelt werden. Mit der Optimierungssoftware wird gewährleistet, dass die auf Ladevorgänge entfallende Verbrauchsleistung hinsichtlich Netzanschlusskapazität und lokaler Verteilungskapazität sowie eines möglichen Spitzenverbrauchswerts auf die übrige Verbrauchsleistung in der Liegenschaft abgestimmt ist. Die Ladevorgänge und die darauf entfallende Verbrauchsleistung sind Gegenstand der sich wiederholenden Einsatzplanung des

Flexibilitätsvermarkters. Aus der Einsatzplanung können sich jeweils zusätzliche Handelsgeschäfte im fortlaufenden Stromhandel und entsprechende Anpassungen der Ladekurven ergeben. Solange der Flexibilitätsvermarkter die Erfüllbarkeit der Einsatzplanung garantieren kann, kann der Flexibilitätsvermarkter in Bezug auf eine bestimmte Lieferviertelstunde Strommengen zukaufen und auch wieder abverkaufen. Das Handelsvolumen kann sich so aufgrund der sich verändernden Preisgefüge der Stromprodukte und des fortlaufenden Stromhandels auf ein Vielfaches der letztlich bei den Ladevorgängen verbrauchten Strommenge belaufen. Die aus der Optimierungssoftware resultierenden Ladekurven werden innerhalb eines virtuellen Kraftwerksbetriebs seitens des Flexibilitätsvermarkters durch eine zentrale Leitsystemsoftware überwacht. Nach und nach übermittelt sie den Leistungssollwert einer jeweiligen Viertelstunde als Wunschvorgabe für die Ansteuerung der Ladeeinrichtungen an die Backendsoftware des Ladeinfrastrukturbetreibers und erhält die Leistungswerte zurückgemeldet. Typischerweise unterstützt das Anwendungsprotokoll OCPP (Open Charging Point Protocol) in der Version 1.6 die Kommunikation zwischen einer Ladeeinrichtung und der Backendsoftware des Ladeinfrastrukturbetreibers.

PROJEKTERGEBNISSE

Im ELBE-Projekt führt der Verteilnetzbetreiber in seiner Netzleitsystemsoftware ein Verzeichnis über sämtliche Ladeeinrichtungen. Im Zuge von Beantragungen zum Anschluss von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität sind ihm die einzelnen Ladekapazitäten bekannt und er kann sie im Vorhinein den Netzknoten zuordnen. Wird seitens des Verteilnetzbetreibers ein Netznutzungsengpass prognostiziert, so kann er grundsätzlich mit diesem Wissen an den betroffenen Netzknoten versuchen, vonseiten der Ladeinfrastrukturbetreiber eine Lastreduzierung zu erreichen. In diesem Teilprojekt des Verbundprojekts ELBE wird dies auf verschiedenen Liegenschaften der Stadtreinigung Hamburg erprobt. Die erstellten Einsatzplanungsmodelle sind zu Beginn mit hohem

Einrichtungsaufwand verbunden und ein Wechsel des Stromlieferanten ist schwierig umsetzbar, sie sind dafür aber individuell auf die Liegenschaft angepasst und können dann als Bestandteil eines Anlagenportfolios bei einem Flexibilitätsvermarkter automatisiert operativ betrieben werden. Im ELBE-Projekt wird ein Baukasten für die Erstellung von Einsatzplanungsmodellen entwickelt, in denen die Ladeeinrichtungen gewerblicher Flottenbetreiber, kommunaler Betriebe und anderen Verbraucher/Erzeuger am Standort abgebildet werden können. Mithilfe solch eines Modellbaukastens können für eine Mehrzahl interessierter Gewerbetreibender konkrete Einsatzplanungsmodelle ausgestaltet werden.

Im Rahmen des Projekts BSR-Li-Flx konnte eine vertragliche Gestaltung zwischen der BSR und dem Stromanbieter genutzt werden, die als Blaupause für zukünftige Anwendungen dienen könnte. Hierbei wird dem Stromversorger ein Flexibilitätskorridor übermittelt, den dieser zur Erstellung eines am Strommarkt optimierten Ladefahrplans nutzt. Durch die Software EnEffCo® wird dieser Fahrplan durch die Ansteuerung der Ladepunkte realisiert. Interessant ist beim Vergleich der beiden Projekte, dass zwar die letztlich Optimierungsentscheidung zentral durch den Stromversorger und eng am Strommarkt durchgeführt wird, dass aber die vorbereitende Bestimmung eines Flexibilitätskorridors bzw. die Einsatzplanung für eine flexible Last im Hamburger Fall zentral durch den Stromversorger, im Berliner Fall aber dezentral durch den Stromkunden ausgeführt wird. Da der Aufwand in der Hamburger Variante je zusätzlichem Fahrzeug höher ist als im Berliner Fall, könnte sich die dezentrale Aggregation von Nutzungsanforderungen aufgrund der höheren Flexibilität und Skalierbarkeit als vorteilhafter erweisen. Ferner ist im Hamburger Fall eine Modellierung des Restverbrauchs erforderlich, die ebenso mit Aufwand einhergeht, aber keine signifikante wirtschaftliche Verbesserung des Strombezugs im Vergleich zur Ausgangssituation (Festpreisvertrag) ermöglicht. Dies ist im Projektverlauf weiter zu prüfen.

Durch das ELBE-Projekt konnte gezeigt werden, dass es im Rahmen einer Flexibilitätsvermarktung für Flottenstützpunkte möglich ist, auf Jahressicht erhöhte Spitzenverbrauchswerte und damit einhergehende höhere Leistungsentgelte zu vermeiden. Es ließen sich sogar bei dem integrierten Ansatz die Netzkosten dadurch reduzieren, dass dynamische Netzentgelte gemäß § 14a des EnWG bei der Vermarktung des Anlagenportfolios im Ausschnitt des jeweiligen Standorts berücksichtigt werden können.

Bei der Berliner Stadtreinigung konnten im Projekt BSR-Li-Flx bereits in einem ersten Optimierungsschritt Einsparungen von 16 Prozent je MWh auf die Strombeschaffungskosten realisiert werden. Zudem ist die Nutzung des beschriebenen Vertragsmodells mit dem Stromversorger als besondere Innovation zu werten – insbesondere, da es gut auf andere Nutzer und Stromversorger (die selber aktiv an der Strombörse tätig sind) übertragbar ist. Ein netzentgeltminderndes Spitzenlastmanagement findet ebenfalls statt.

FAZIT UND AUSBLICK

Beiden Ansätzen ist gemein, dass eine Optimierung mit Blick auf Netzentgelte und den Strommarkt erfolgreich umgesetzt werden konnte. Mit Blick auf die Optimierung am Strommarkt haben sich erfreulicherweise keine grundsätzlichen Probleme gezeigt, d.h. die Optimierung der Ladevorgänge über statische Preissignale ließen sich technisch umsetzen. Im Ergebnis scheint sich jedoch (bei vergleichbaren Erlösen) das stärker integrierte Setting in Hamburg als aufwendiger zu erweisen als das Berliner Setting. Das Berliner Setting dürfte auch in Bezug auf die Strombeschaffung, bei der ein Wettbewerb zwischen verschiedenen Anbietern häufig wünschenswert ist, die praktikablere Lösung sein. Das integrierte Setting in Hamburg würde voraussichtlich seine Stärken erst bei der Aggregation größerer Flotten entfalten können.

Aus dem beschriebenen Vorgehen im Projekt BSR-Li-Flx wird zudem deutlich, dass „Lawineneffekte“ wie sie gelegentlich als nachteiliges Szenario gesteuerten

Ladens dargestellt werden, hier nicht von Relevanz sind: Zunächst sind die tatsächlich zu bestimmten Zeitpunkten zeitgleich verfügbaren Ladeleistungen sowohl von den Nutzungsanforderungen als auch von der tatsächlichen Maximallast abhängig. Außerdem kann davon ausgegangen werden, dass eine integrierte Optimierung mit dem Strommarkt wie hier eine systemisch unerwünschte Ballung der Nachfrage über das Preissignal verhindern würde. Darüber hinaus stehen den betroffenen Netzbetreibern bewährte Instrumente zur Verfügung, die Auslastung ihrer Netzinfrastruktur durch Gleichzeitigkeit kurzfristig zu regeln.

3.2 DEZENTRALE STEUERUNG DER LADEINFRASTRUKTUR DURCH DEN VERTEILNETZBETREIBER ANHAND VON PREISSIGNALEN

Tina Zierul (ChargePoint)

ZIEL DES PROJEKTS

Ziel dieses Teilprojekts innerhalb des Verbundprojekts ELBE ist es, die Steuerung der Ladeinfrastruktur in der Form zu ermöglichen, dass der Aufbau der geplanten über 7.000 Ladepunkte ohne einen Ausbau des Verteilnetzes bewältigt werden kann. Hierzu wird ein Prototyp für die Steuerungslogik und die Kommunikation entwickelt und im Feld getestet.

KONZEPT

Die Steuerung von Verbrauchern und dezentralen Erzeugern wird in Europa, Kalifornien und Japan durch sogenannte Demand Response (DR)-Programme der Energieversorger geplant. DR-Programme ermöglichen eine rechtzeitige Anpassung der Verbrauchernachfrage an die Stromversorgungsbedingungen, was dazu beiträgt, Unterbrechungen und Schwankungen der Stromerzeugung auszugleichen. Diese Programme nutzen im Regelfall die Open-Source-Schnittstelle OpenADR 2.0b, die nun auch im Hamburger ELBE-Projekt umgesetzt wird.

OpenADR unterstützt Versorgungsunternehmen bei der Verwaltung des wachsenden Pools an dezentralen Energieerzeugern (Distributed Energy Resources, DER), zu denen erneuerbare Energien, Energiespeicherung und das Laden von Elektrofahrzeugen gehören. Der OpenADR-Standard unterstützt die Kommunikation mit allen DER-Anlagen, um Änderungen der Lastkurve, des Energieeinsatzes und der Leistungsmerkmale zu verwalten. In diesem System nimmt der Energieversorger oder Netzbetreiber mit seinem Backend die Rolle des Virtual Top Node (VTN) ein, die Kund:innen – z. B. ein Ladeinfrastrukturbetreiber (CPO) oder ein Gebäudemanager – die Rolle des Virtual End Node (VEN). Die Parteien können die OpenADR-Merkmale wie Ereignissignale und Berichtsformate spezifizieren.

Die Signale können mit zeitlichem Vorlauf von Tagen oder Stunden gesendet werden, die Befehle können prozentual oder absolut, z. B. in Kilowatt oder Ampere, gesetzt werden, die Berichtsformate können eine reine Bestätigung durch den CPO an den Netzbetreiber sein oder auch umfangreicher aussehen.

TECHNISCHE UMSETZUNG

Im ELBE-Projekt wurde zunächst eine Minimalumsetzung von OpenADR 2.0b vorgenommen, um die Befehlskette vom VTN (hier: Netzbetreiber Stromnetz Hamburg) zum VEN (hier: CPOs wie ChargePoint) und vom VEN zur Ladeinfrastruktur zu erproben. Dabei sendet der Netzbetreiber einen Befehl für eine Grid ID, also einen Netzverknüpfungspunkt an das Backend des CPO.

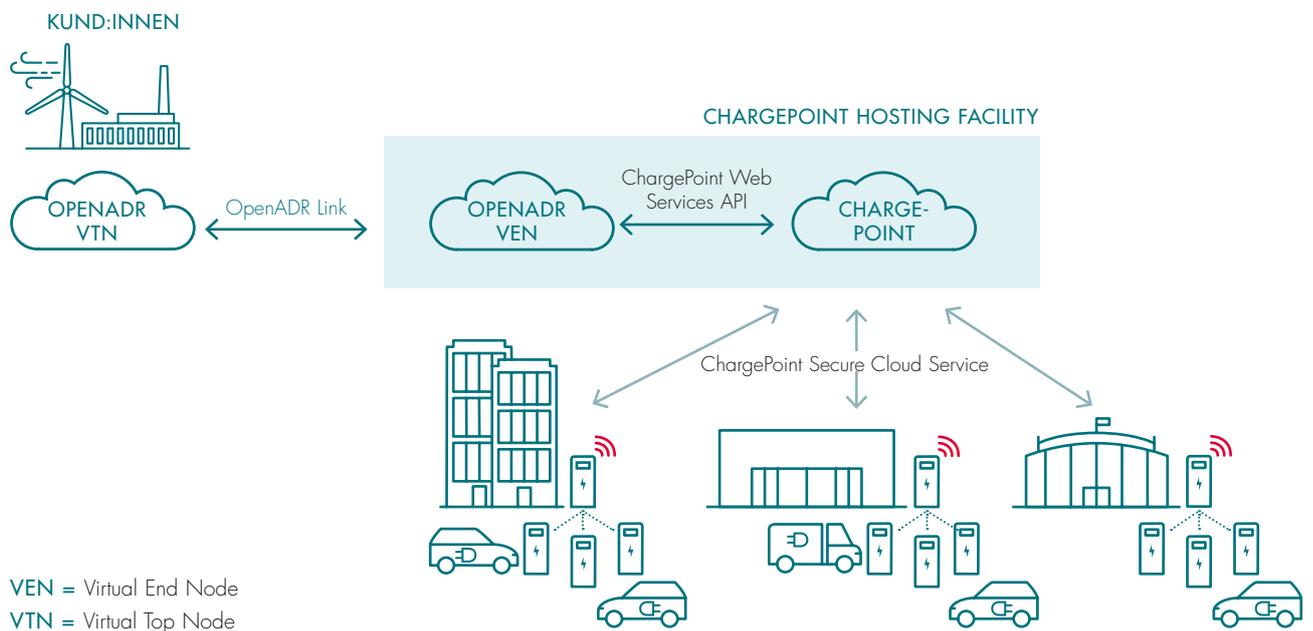


Abbildung 9: Illustration der technischen Umsetzung von OpenADR 2.0b zur Kommunikation zwischen VTN und CPO im Projekt ELBE (Quelle: Projekt ELBE)

Es wurde folglich ein minimal realisierbarer Prototyp implementiert mit folgenden Diensten und Spezifikationen:

- Registrierung (EiRegisterParty): EiRegisterParty wird verwendet, um Entitäten wie CPOs und andere Parteien zu identifizieren. Dies ist erforderlich, bevor ein Akteur mit anderen Parteien interagieren kann.
- Ereignis (EiEvent): EiEvent sind zentrale Ereignisfunktionen und Informationsmodelle, die für eine Lastreduzierung innerhalb eines minimalen Prototyps (Minimal Viable Product, MVP) verwendet werden. Dieser Dienst wird zur Aktivierung einer Bedarfsreaktion verwendet.
- Transportprotokoll: Im Rahmen des ELBE-Projekts verpflichten sich alle Partner zur Verwendung eines einfachen http-Transportprotokolls.
- Sicherheitsstufe: Die Partner verpflichten sich, die Verbindung durch TLS 1.2 zu sichern.
- Betriebsmodus: EiEvents werden von den CPOs (VENs) vom Verteilnetzbetreiber (VTN) gezogen.

PROJEKTERGEBNISSE

Feldtest

Ein Prototyp mit Minimalfunktionen wurde entwickelt. Im Sommer 2020 haben Stromnetz Hamburg und ChargePoint bei mehreren Kund:innen diese Reduktion der Ladeleistung im Feldtest durchgeführt, auch bei Ladeinfrastruktur, die vor Projektstart installiert wurde. Aktuell erfolgt eine tägliche Lastreduktion – ein „Ereignis“ – für 30 Minuten auf 50 Prozent der Last am Netzverknüpfungspunkt. Beide, Netzbetreiber und CPO, wissen, welche Ladeleistung hinter diesem Verknüpfungspunkt installiert ist. Der CPO steuert bei

jedem Ereignis automatisch die Ladeinfrastruktur nach der mit seinen Kund:innen vereinbarten Regel, also beispielsweise so, dass alle Ladepunkte gleichermaßen Last reduzieren.

Beispiel mit einem Smart Fortwo:

1. Laden mit voller Leistung (21,3 kW)
2. Netzbetreiber sendet Befehl, dass Last um 88 kW bzw. 25 % der Maximallast für 5 Minuten reduziert wird, Versand an Grid ID 100xxx.
3. Ladestation reduziert Last auf 15,8 kW (Reduktion wird fahrzeugabhängig 20–30 Sekunden nach Befehl durchgeführt).
4. Nachricht an Kund:innen auf Smartphone: Warnung: Der Anbieter hat die Stromeinspeisung an „xxx“ wegen hoher Nachfrage reduziert. Eventuell wird Ihr Fahrzeug nicht mit voller Geschwindigkeit geladen. Anzeige der Lastkurve an Kund:innen auf Smartphone.
5. Test erfolgreich beendet.

FAZIT/AUSBLICK

Normung und Standardisierung

Ein standardisiertes DR-Programm gibt es nun durch die Normungsinitiative des IEC: Die Spezifikation OpenADR 2.0b wurde als IEC-Standard anerkannt, siehe IEC 62746-10-1 ED1¹⁵. In Deutschland besteht allerdings Handlungsbedarf bezüglich einer Vereinheitlichung, da es bisher eine Vielfalt an technischen Vorgaben seitens der Verteilnetzbetreiber gibt, wie die Steuerbarkeit von Ladeinfrastruktur gestaltet sein soll:

15 Siehe <https://webstore.iec.ch/publication/26267>, Zugriff am 10.11.2020.

Ab einer Anschlussleistung der Ladestation von 12 kVA muss seit 2019 eine Wirkleistungssteuerung (Lastmanagement) installiert werden. Dies ergibt sich aus den neuen technischen Anwendungsregeln (TAR) (z. B. VDE-AR-N 4100, VDE-AR-N 4110). Bisher nicht einheitlich geregelt ist dagegen, wie diese TAR in die jeweiligen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber umgesetzt werden. Es finden sich Vorgaben zur lokalen Steuerbarkeit einer Wallbox über An-/Aus-Schalter (Relais) bis hin zu cloudbasierten Vorgaben mittels IT-Schnittstellen wie OpenADR. Einige Netzbetreiber verweisen auf eine ausstehende Einigung ihrer Branche im Normungsgremium des Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN). Das ELBE-Projekt bringt sich hier in 2020 aktiv ein, auch in Zusammenarbeit mit der Normungsinitiative eeBUS für Haus-Anwendungsfälle.

Wirtschaftlichkeit und Potenziale

Im Projekt ELBE wird aktuell die geplante Minimalumsetzung zur Anbindung von OpenADR 2.0b umgesetzt. Die Entwicklung dazu passender Geschäftsmodelle soll als nächster Schritt untersucht werden. Es kann bereits auf Basis von vergleichbaren Anwendungsfällen in Kalifornien gezeigt werden, dass hier prinzipiell ein wirtschaftliches Potenzial vorhanden ist. Demnach wird sich die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle im Projekt ELBE an den nachfolgend genannten Beispielkonzepten orientieren. Bei einer Umsetzung in Deutschland ist allerdings eine notwendige Anpassung an die Struktur des deutschen Stromnetzes zu berücksichtigen, die sich von der in Kalifornien unterscheidet. Zudem muss bewertet werden, inwieweit das wirtschaftliche Potenzial übertragbar ist, wenn hierzulande im Unterschied zu Kalifornien vorwiegend Netzengpässe und nicht Erzeugungsgpässe ein Problem darstellen.

Beispiel 1: Kalifornien, Energieversorger Pacific Gas and Electric (PG&E)

PG&E bietet zwei Tarifpläne für Elektrofahrzeuge für Privatkund:innen an:

- Home Charging EV2-A kombiniert die Stromkosten des Fahrzeugs mit denen des Hauses.
- EV-B beinhaltet die Installation eines weiteren Zählers, der die Stromkosten des Fahrzeugs von denen der Wohnung trennt.

Sowohl EV2-A als auch EV-B sind Tarife, bei denen der Verbraucher je nach Tageszeit, zu der der Strom verbraucht wird, unterschiedliche Preise zahlt. EV-B dürfte mit der Situation in Deutschland besser vergleichbar sein als EV2-A, da hier in der Regel auch ein separater Zähler für die Ladevorgänge installiert ist, mindestens in der Wallbox selbst. Daher zeigt Abbildung 10 den Tarif EV-B.

Die Kosten für EV-B sind in der Zeit der geringsten Nachfrage von 23:00 Uhr bis 7:00 Uhr am niedrigsten, sodass dies die beste Zeit ist, um ein Elektrofahrzeug aufzuladen. Der Preis für Elektrizität ist während der Spitzenlastzeiten (14:00–21:00 Uhr) und der Teilsitzenlastzeiten (7:00–14:00 Uhr und 21:00–23:00 Uhr) höher.

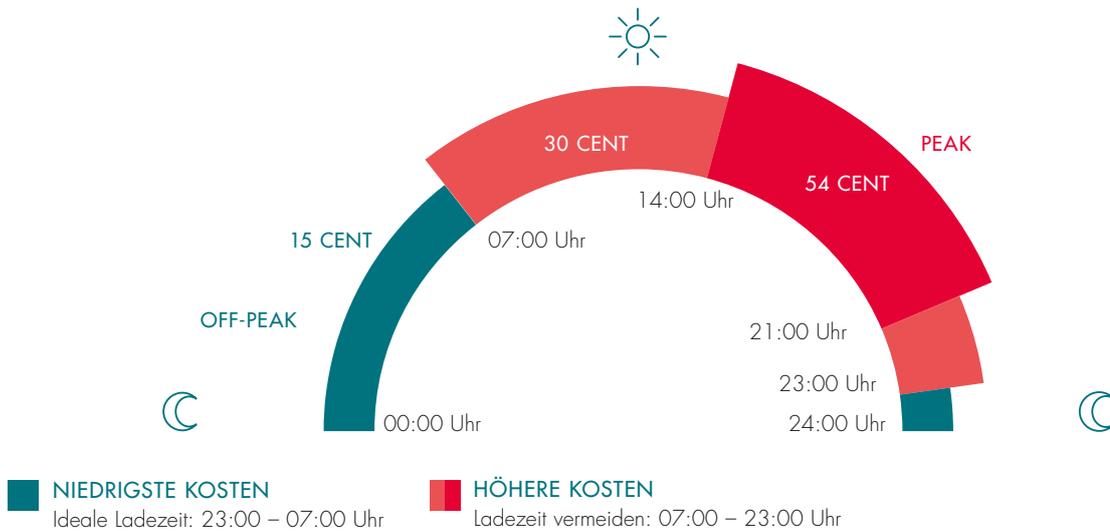


Abbildung 10: Preise für Privathaushalte in Cent pro Kilowattstunde, EV2-B-Tarif (Quelle: PG&E¹⁶)

Beispiel 2: Kalifornien, Energieversorger Southern California Edison (SCE)

Auch der Energieversorger SCE bietet für Ladevorgänge zu Hause und in Unternehmen zeitabhängige Tarife an. Diese sind generell zwischen 16:00 und 21:00 Uhr am teuersten.¹⁷

Zusätzlich bietet SCE Geschäftskund:innen auch die Teilnahme an einem „Automated Demand Response“-Programm an, bei dem Signale via OpenADR an das Energiemanagementsystem (EMS) der Kund:innen und/oder an das Backend des Ladeinfrastrukturbetreibers gesendet werden. Die Kund:innen schätzen im Vorfeld der Teilnahme an diesem Tarif ein, wie viel Last sie während eines Demand-Response-Ereignisses reduzieren können. Dies kann absolut in Kilowatt oder prozentual definiert werden. Wenn dafür noch in ein EMS investiert

werden muss, bietet SCE dafür Förderung von bis zu 300 US-Dollar pro Kilowatt. Im Falle einer Lastreduktion erfolgt eine finanzielle Kompensation.

Die Fallstudie der Kaufhauskette Nordstrom¹⁸ macht dies anschaulich: Nordstrom konnte mehr als 500.000 US-Dollar Förderung erhalten und in ein EMS investieren. In 2010 war Nordstrom dadurch in der Lage, am „Critical Peak Pricing“-Programm teilzunehmen und durch die Lastreduktion von 20 Prozent über alle Standorte in Kalifornien mehr als 2 MW Last zu reduzieren. Nach Erhalt einer Day-Ahead-Ereignisbenachrichtigung aus dem CPP-Programm sendet Nordstrom E-Mails an seine Filialen. Dabei weisen die Mitarbeitenden in den Filialen die Kund:innen im Geschäft darauf hin, dass eine Lastreduktion stattfindet. So zeigt das Unternehmen Transparenz und seine gesellschaftliche Verantwortung.

16 https://www.pge.com/en_US/residential/rate-plans/rate-plan-options/electric-vehicle-base-plan/electric-vehicle-base-plan.page, Zugriff am 13.11.2020.

17 Vgl. [https://www.sce.com/sites/default/files/inline-files/TOU-EV-7_8_9%20Rate%20Fact%20Sheet_WCAG%20\(2\).pdf](https://www.sce.com/sites/default/files/inline-files/TOU-EV-7_8_9%20Rate%20Fact%20Sheet_WCAG%20(2).pdf), Zugriff am 10.11.2020.

18 <https://www.sce.com/sites/default/files/inline-files/NordstromCaseStudy.pdf>, Zugriff am 10.11.2020.

3.3 SYSTEMARCHITEKTUR UND TECHNISCHE KONZEPTE FÜR DIE STEUERUNG DES MARKT- UND NETZORIENTIERTEN LADENS

Julien Ostermann, Dr.-Ing. Daniel Stetter (FhG IAO)

Im Zuge des Projekts LamA – Laden am Arbeitsplatz wird Ladeinfrastruktur in signifikantem Umfang auf Parkplätzen von bundesweit 38 Instituten der Fraunhofer-Gesellschaft etabliert. Die insgesamt rund 500 Ladepunkte sollen einem breiten Nutzer:innenkreis, bestehend aus Mitarbeiter:innen, Dienstwagenflotten sowie externen Dritten, zur Verfügung stehen.

ZIELE DES PROJEKTS

Neben dem Aufbau der Ladeinfrastruktur an den Standorten stellt das Projekt verschiedene Schlüsselthemen im Kontext der Marktpenetration der Elektromobilität in den Mittelpunkt. Hierbei geht es um die Maximierung des Nutzer:innenkreises und der Auslastung sowie um die Entwicklung eines so tragfähigen wie umfassenden Betriebskonzepts für den Fraunhofer-weiten Betrieb zur internen und externen Nutzung. An den Leuchtturmstandorten Stuttgart, Freiburg und Dresden werden Demonstrationsräume (Reallabore) aufgebaut, um vertiefende Untersuchungen unter realen Bedingungen durchzuführen.

Im Rahmen der Forschungsaktivitäten wird im Projekt eine stringent übertragbare Systemarchitektur und technische Umsetzung eines netz- und marktorientierten intelligenten Lademanagements für die einzelnen bundesweit vertretenen Standorte untersucht. Somit stellt das Projekt auch einen Solitär dar, welcher in der Endausbaustufe

eines der größten Ladeinfrastrukturnetzwerke zu Forschungszwecken repräsentieren wird. Der Schwerpunkt der Arbeiten liegt bei der Systemarchitektur auf der Integration von Netzrestriktionen des vorgelegerten Verteil- oder Arealnetzes, auf dynamischen Preisvorgaben des Energieversorgers sowie auf weiteren kritischen Randbedingungen wie etwa Prognosen der Ladebedarfe für alle skizzierten Nutzer:innengruppen. Die Arbeiten münden in ein umfassendes Lade-, Last- und Dispositionsmanagement, wobei Letzteres die Allokation von Dienstwagen mit elektrischem Antriebsstrang zu Buchungen sicherstellt und sie optimal für die Fahrt in Hinblick auf Reichweite, Abfahrts- und Ankunftszeitpunkte konditioniert. Dies soll ein vorausschauendes, intelligentes Laden der am Standort vorhandenen Fahrzeuge realisieren und dabei Komfortverluste bei der Elektrofahrzeugnutzung in den verschiedenen Nutzer:innengruppen proaktiv verhindern. Prognosetools für die Bestimmung der Ladelasten wie auch weiterer Verbraucher jedes Ladehubs werden basierend auf Verfahren der künstlichen Intelligenz mittels Big Data und Machine-Learning-Ansätzen ebenfalls integriert.

PROJEKTERGEBNISSE

Zur Umsetzung der Ladesteuerung wird im Rahmen des Projekts LamA eine Architektur genutzt, die eine zentralisierte Steuerung aus der Cloud über ein eigens entwickeltes Ladestations-Backend vorsieht. Dabei wird die Kommunikation zwischen Backend und Ladeinfrastruktur über den Standard OCPP 1.6¹⁹ realisiert. Das System ist konzeptionell mit dem Zielbild ausgelegt, in verschiedenen Einsatzszenarien des halböffentlichen und öffentlichen Ladens nutzbar zu sein (siehe Abbildung 11).

19 Eine Integration über das zukünftige OCPP-2.0-Protokoll wird backendseitig umgesetzt. Es muss jedoch konstatiert werden, dass aktuell keine signifikante Anzahl an Ladestationsherstellern diesen Standard vollumfänglich unterstützt.

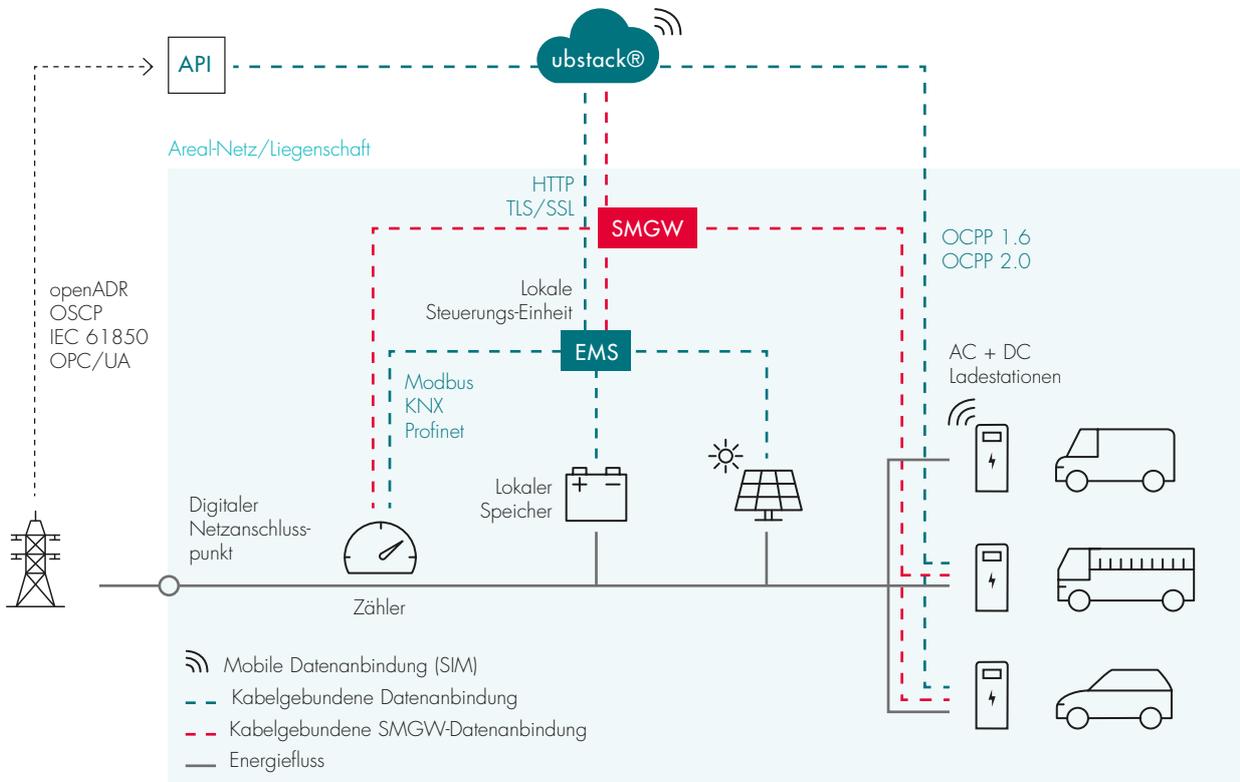


Abbildung 11: Systemarchitektur in Petrol für das Projekt LamA, in Rot für das Projekt LamA-Connect (Quelle: Projekte LamA und LamA-Connect)

Im Mittelpunkt steht dabei die im Zuge mehrerer Forschungs- und Entwicklungsprojekte entwickelte und in LamA eingesetzte zentralisierte cloudbasierte ubstack®-Plattform des Fraunhofer IAO, die die Daten von Ladestations- und Energie-, Fuhrpark- und Reservierungsmanagementsystemen zentral zusammenführt und ganzheitlich optimiert. Das System ist als eine skalierbare Microservice-Architektur ausgelegt, bei der das Lademanagement-Modul der Plattform darauf ausgelegt ist, die Nutzer:innenwünsche zu koordinieren und letztendlich in Form von Steuersignalen an die Ladestationen zu senden. Dazu werden basierend auf dem Dispositionsmanagement des Fuhrparks (= Buchungen von Dienstfahrzeugen) am Standort Ladeprofile sowie Ladebedarfe weiterer Nutzer:innengruppen bestimmt und über den OCPP-Kommunikationsstandard an die Ladestationen übertragen. Für externe Nutzer:innen steht dazu eine Benutzer:innenschnittstelle zur Verfügung, um

Ladepräferenzen in das System einzupflegen. Bei der Berechnung der in die Zukunft reichenden Ladeprofile werden stets die standortspezifischen Netzrestriktionen und Preisvorgaben als Prognose-Zeitreihen miteinbezogen. Basierend auf den Eingangs- und Messdaten aus den Ladestationen sowie auf dem lokalen Energiemanagement werden Ladeprofile fahrzeugspezifisch vorausgerechnet und auf die jeweiligen Ladepunkte übertragen. Die Umsetzung der Berechnung in der Cloud ermöglicht die schnelle Bestimmung geeigneter Ladeprofile durch eine ausreichend große und flexibel skalierbare Rechenleistung, welche somit die Grundlage bietet, leicht auf eine Vielzahl weiterer Anwendungsfälle übertragbar zu sein.

Prognosezeitreihen als kurz- oder langfristige Vorgaben können in energiewirtschaftlich relevanten Intervallen von 15 Minuten in die Plattform eingepflegt werden –

entweder vom vorgelagerten Verteilnetzbetreiber als Netzkapazitätsvorgaben oder vom entsprechenden Energieversorger als dynamische Preiskurve. Die Ausgestaltung dieser Schnittstelle in das zentrale Plattform-System wird im Rahmen des Projekts derzeit untersucht und mit den relevanten Akteuren intensiv abgestimmt. Hierbei bietet sich eine Vielzahl bereits etablierter Protokollstandards, wie etwa OpenADR, OSCP, OCP/UA oder IEC 61850 an. Allerdings konnte sich aus Sicht des Projekts bis zum heutigen Tage weder einer der genannten Standards durchsetzen, noch zeichnet sich ab, dass ein neuer Standard in Aussicht ist.

Zur Sicherstellung eines Spitzenlastmanagements der gesamten Verbraucher der Liegenschaft (Standardlasten zuzüglich Ladeleistungen durch Elektrofahrzeuge) wird durch Messung der Wirkleistung am Netzverknüpfungspunkt sowie ggf. weiterer Übergabepunkte die durch den Standort aus dem vorgelagerten Netz entnommene Last bestimmt und zusätzlich als kritischer Eingangsparameter der Ladesteuerung verwendet. Im Falle einer Überlast oder des Erreichens eines Grenzbereichs wird die Ladeleistung der jeweils am besten geeigneten Ladepunkte anhand der berechneten Residuallast heruntergeregelt. Somit ist sichergestellt, dass neben den Restriktionen aus Perspektive des Netzes bzw. der Dimensionierung des Netzverknüpfungspunkts auch die Ladebedarfe der Elektrofahrzeuge berücksichtigt werden. Dieses Vorgehen stellt sowohl eine hohe Nutzer:innenorientierung bei gleichzeitiger Minimierung von ggf. zu berücksichtigenden leistungsabhängigen Preisbestandteilen im zu entrichtenden Netznutzungsentgelt der Liegenschaft sicher.

Im Rahmen des Projekts werden im Reallabor Stuttgart simulierte Preissignal-Zeitreihen vom Spotmarkt verwendet, um die marktorientierte Ladung der Fahrzeuge und die Steuerungsmöglichkeiten der Architektur in einer realen Nutzungsumgebung zu demonstrieren. Die Integration in ein Netzleitsystem erfolgt im Projekt LamA im Reallabor Freiburg zusammen mit dem dort ansässigen zuständigen Verteilnetzbetreiber und Projektpartner bnNetze.

Die Wahl für eine zentralisierte Steuerung wurde getroffen, um standortspezifische Konfigurationen und den Aufwand für die Einrichtung eines solchen Systems am Standort zu reduzieren. Dies erleichtert die direkte Kommunikation mit der Ladestation über bereits verfügbare Industriestandards wie OCPP und spart Kosten bei der Umsetzung. Zugleich reduziert es die Menge beteiligter Subsysteme und dadurch mögliche Fehlerquellen sowie sich daraus ergebende Wartungsbedürfnisse.

Die hier vorgestellte Architektur ermöglicht somit die enge Koppelung eines lokalen Lastmanagements unter Berücksichtigung instantaner und zukünftiger Bedürfnisse, wie beispielsweise einer Mitnutzung der Ladeinfrastruktur durch einen elektrischen Fuhrpark und eines preisgesteuerten Ladens. Die zentralisierte Steuerung und Einbindung bundesweiter Ladeinfrastruktur in ein gemeinsames Forschungsladenetz ermöglicht des Weiteren die Untersuchung neuer Geschäftsmodelle, etwa eines virtuellen Kraftwerks für Ladestationen in einem realen Erprobungsumfeld. Dies umfasst insbesondere den Aspekt der Nutzung der Möglichkeiten von Prognosen wie auch die Steuerung der Ladevorgänge im Rahmen einer zielgerichteten und optimierten Bilanzkreisbewirtschaftung.

Im Zuge des Projekts LamA werden dazu alle Ladepunkte in einem virtuellen Bilanzkreis bilanziert, Prognosen für dessen Entnahme erstellt, Ladepläne ex ante über das skizzierte Verfahren erstellt, in situ die tatsächliche Ladelast und somit Entnahme aus dem Bilanzkreis bestimmt. Abweichungen sollen somit noch innerhalb des energiewirtschaftlich relevanten Viertelstundenintervalls erkannt und durch die Ladesteuerung über den gesamten bundesweiten Ladepark korrigiert werden, das Ziel ist eine komplette Glatstellung des Bilanzkreises durch die Steuerung der Entnahmen durch Elektrofahrzeuge. Perspektivisch ist je nach zeitlichen Latenzen auch die Erbringung von Systemdienstleistungen, z. B. der Regelleistung, wie auch die Partizipation am Intraday-Handel denkbar.

IDENTIFIZIERTER HANDLUNGSBEDARF

Zusammen mit den Projektpartnern und im Projekt durchgeführten Anwenderkreisen wurden verschiedene Herausforderungen und sich daraus ergebende Handlungsbedarfe identifiziert. Dazu zählen aus Sicht des Projekts insbesondere:

- Ein fehlendes, ausreichend allgemein anerkanntes Übertragungsformat zur einheitlichen Datenübertragung von Netzvorgaben vom Verteilnetzbetreiber an ein geeignetes Steuerungssystem.²⁰
- Eine fehlende flächendeckende Umsetzung des ISO 15118 (Edition 1+2)-Standards im Fahrzeug und in der Ladeinfrastruktur, der dafür sorgt, dass Informationen (aktueller Batterieladezustand, Nutzer:innenvorgaben, Ladekurve) aus dem Batteriemangement im Fahrzeug ausgelesen werden können.
- Eine langsame und unterschiedliche Umsetzung von Ladeinfrastruktur-Kommunikationsstandards (nicht alle Hersteller unterstützen alle Funktionen gleichförmig).

AUSBLICK

Im Schwesterprojekt LamA-Connect wird die Anbindung von Ladeinfrastruktur mittels intelligenter Messsysteme untersucht. Smart-Meter-Gateways sollen somit neben ihrer originären Bestimmung als Gateway zur BSI- wie auch eichrechtskonformen Kommunikation von Messdaten zur Steuerung und Abrechnung von Ladevorgängen genutzt werden. Beispielhaft wird dies ebenfalls in Abbildung 11 illustriert. Einen Projektschwerpunkt bildet der Entwurf von Masterarchitekturen, wobei drei Anwendungsfelder untersucht werden: Laden am Arbeitsplatz, privates Laden im Wohngebiet sowie (halb-)öffentliches Laden im Parkhaus. Als erstes Projektergebnis befindet sich dazu derzeit ein Whitepaper zur Vorstellung der Architekturentwürfe, der darauf aufbauenden Datenflüsse und der Use Cases in

intensiver Abstimmung. Im weiteren Verlauf des Projekts soll die gewählte Architektur im Rahmen der beschriebenen Anwendungsfelder umgesetzt und erprobt werden. Die noch zu identifizierenden Handlungsbedarfe im Kontext des Schwesterprojekts LamA-Connect sollen zusammen mit den Projektpartnern VDE und PTB in entsprechende Normungs- und Standardisierungsgremien eingebracht werden.

3.4 ZEITVARIABLE NETZTARIFE FÜR FLEXIBLE NETZKUND:INNEN ALS PREIS-SIGNAL

Dr. Henning Schuster (E-Bridge Consulting),
Dr. Michael Lehmann (MITNETZ Strom),
Philipp Laschet (E-Bridge Consulting)

In besonders von der Energiewende betroffenen Regionen, wie zum Beispiel im Netzgebiet der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom (MITNETZ STROM), beträgt der durchschnittliche Anteil der erneuerbaren Energien (EE) bereits heute mehr als 100 Prozent am Letztverbraucherabsatz (an Letztverbraucher gelieferte Energiemenge). Fast täglich sind Engpassmanagementmaßnahmen notwendig. Die volkswirtschaftlichen Kosten für Netzausbau, aber auch für Engpassmanagementmaßnahmen, sind hoch. Zeitvariable Netztarife können zielgerichtete Anreize für einen netzentlastenden Einsatz von flexiblen Anlagen setzen. Sie sind besonders für die Niederspannungsebene geeignet, da dort zukünftig die meisten flexiblen Anlagen angeschlossen sein werden. Zeitvariable Tarife können in ihrer Wirkung aber auch Engpassituationen in vorgelagerten Netzebenen positiv beeinflussen und die lokale Nutzung erneuerbaren Energien erhöhen.

Die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik stellt somit eine Ergänzung zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements dar. Auch hier sollte dringend

²⁰ Zum Vergleich: Im Projekt ELBE wird die Kommunikation zwischen Verteilnetz- und Ladeinfrastrukturbetreiber mit OpenADR erprobt, siehe dazu Kapitel 3.2.

dezentrale Flexibilität durch die Verteilnetzbetreiber ange-reizt werden können (bisher möglich über § 14a EnWG), um Kosten für Redispatch weiter zu reduzieren.

Das hier vorgestellte Konzept basiert auf Projekten, die außerhalb des Förderprogramms Elektro-Mobil liegen. Es dient in dieser Studie als Ergänzung zu den bisher diskutierten eher marktorientierten Ansätzen.

KONZEPT

Das Konzept zeitvariabler Netztarife ist dabei gut kompatibel mit einer Weiterentwicklung des Marktdesigns, beispielsweise in Richtung Flexibilitätsmärkte. Zur Umsetzung dieses Konzeptes wird Infrastruktur, z. B. zur Kommunikation des Netzbetreibers mit den Endkund:innen oder zur Optimierung auf Basis von Preissignalen, benötigt, welche auch für zukünftige Flexibilitätsmärkte relevant ist.

Zu Beginn eines Jahres werden drei verschiedene Tarifstufen festgelegt. Der jeweils gültige Tarif wird mit einem zeitlichen Vorlauf, beispielsweise von 72 Stunden, mitgeteilt. Wird viel (erneuerbarer) Strom erzeugt, entstehen Netzengpässe, die durch einen steigenden Verbrauch vor Ort entlastet werden können. Die örtlichen elektrischen Anlagen benötigen daher einen Anreiz, mehr Strom zu verbrauchen. Das Netzentgelt ist zu diesem Zeitpunkt geringer. Entsteht ein Netzengpass hingegen aufgrund eines zu hohen Endverbrauchs (z. B. durch Elektromobilität), benötigen die örtlichen Netzkund:innen einen Anreiz, ihren Verbrauch zu reduzieren und zeitlich zu verlagern, um den Engpass zu entlasten bzw. zu vermeiden. Der hohe Tarif käme zum Einsatz. In Zeiten ohne Engpass kommt die mittlere Tarifstufe (Normalpreis) zur Anwendung.

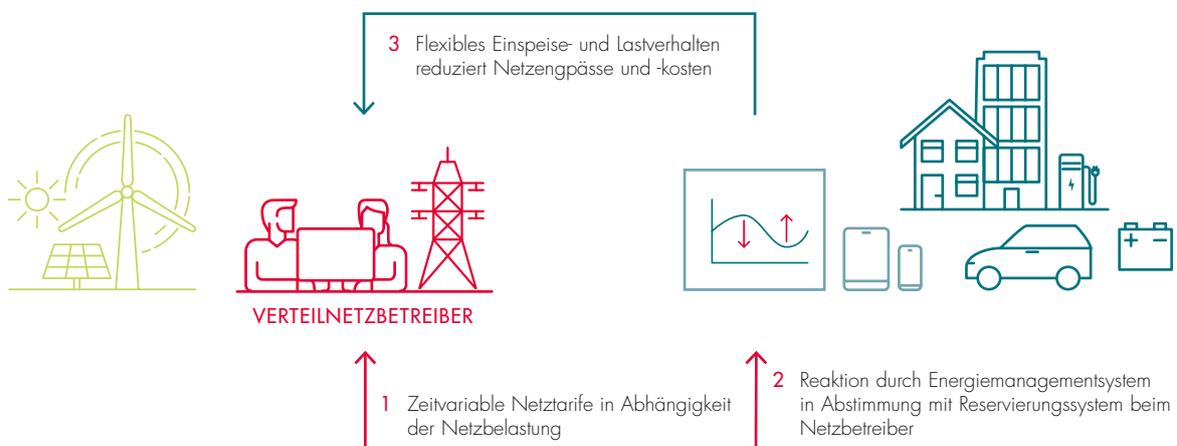


Abbildung 12: Systemstruktur für zeitvariable Netztarife (Quelle: MITNETZ und E-Bridge Consulting)

Die Reaktion auf Preissignale wird durch ein Energiemanagementsystem durchgeführt, das die elektrischen Geräte der Kund:innen steuert und deren Flexibilität optimiert. Die Endkund:innen werden die Optimierung kaum bemerken, da die Flexibilität (beispielsweise beim Ladevorgang des Elektrofahrzeugs) in Abhängigkeit der Kund:innenpräferenzen und damit ohne wesentliche Nutzungseinschränkung erzeugt wird.

Der Verteilnetzbetreiber stellt über Web-API-Schnittstellen nicht nur Informationen über zeitvariable Netztarife zur Verfügung, sondern auch über verfügbare Netzkapazitäten in der Niederspannung. Ein Reservierungssystem verhindert dabei, dass durch Preisanreize, die Netzengpässe in höheren Spannungsebenen vermeiden sollen, neue Netzengpässe in der Niederspannungsebene entstehen.

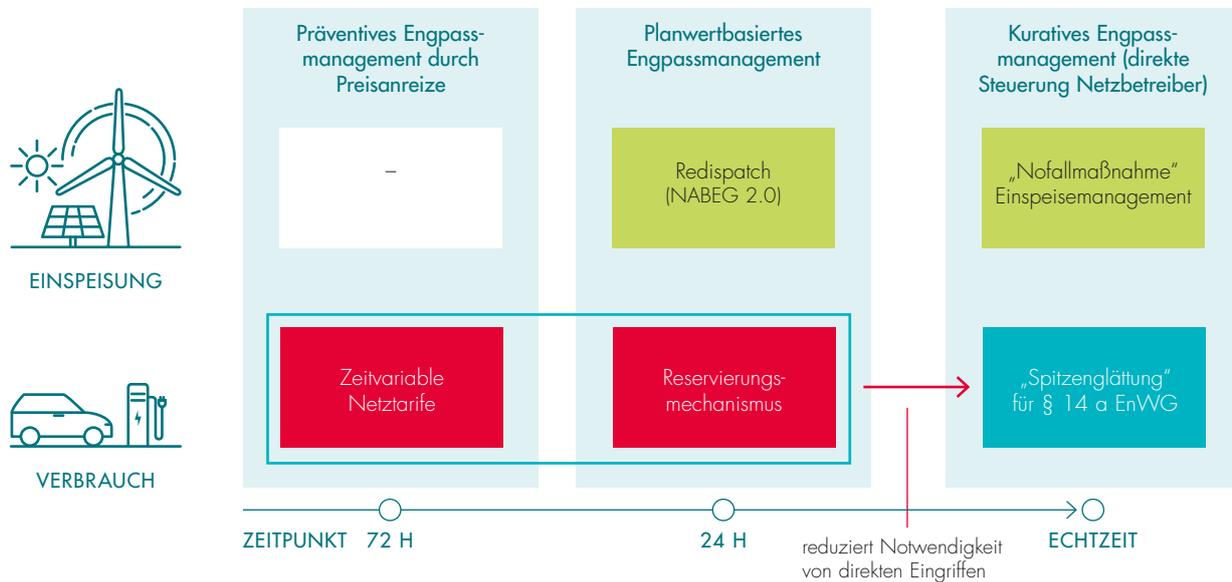


Abbildung 13: Einordnung der zeitvariablen Netztarife und des Reservierungsmechanismus (Quelle: MITNETZ und E-Bridge Consulting)

PROJEKTERGEBNISSE

Zeitvariable Netztarife bieten Kund:innen Anreize, ihr Ladeverhalten der jeweiligen Netzsituation anzupassen. Dadurch werden vorhandene Netzkapazitäten besser ausgelastet und Erzeugungs- und Lastspitzen über die Zeit geglättet. Es kommt zu weniger Engpässen im Netz und der Ausbaubedarf reduziert sich. Zeitvariable Netztarife haben die gleiche Wirkung wie Redispatch-Maßnahmen, sind ähnlich flexibel, allerdings wesentlich effizienter und deutlich günstiger.

Um den Netznutzen zu quantifizieren, wurde ein Simulationsmodell für zeitvariable Netztarife entwickelt und auf exemplarische Netzgebiete der MITNETZ STROM angewendet. Für ein Szenario mit 40 Prozent Durchdringung an Elektrofahrzeugen, 30 Prozent Durchdringung an Wärmepumpen und 15 Prozent Ausnutzung des maximal möglichen PV-Potenzials kann die Anzahl an überlasteten Betriebsmitteln von 161 auf 102 reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion von 36 Prozent. Vor allem Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen können in Zeiten verschoben werden, in denen das Netz noch Kapazitäten aufweist.

Dadurch entlasten die Kund:innen nicht nur das Netz und unterstützen so die Netzbetreiber. Vielmehr können sie dadurch auch Geld sparen. Erste Simulationen zeigen, dass flexible Kund:innen ihre Netzentgelte um mehr als 20 Prozent senken können. Durch das netzdienliche Verhalten profitieren aber auch weniger flexible Kund:innen. Werden die Netze stärker entlastet, müssen Netzbetreiber weniger durch Maßnahmen wie Redispatch oder Einspeisemanagement eingreifen. Dadurch sinken auch die Netzentgelte von weniger flexiblen Kund:innen um mehr als 16 Prozent.

Gleichzeitig ergibt sich ein indirekter Preiseffekt: Ohne Anreizsystem fragen Netzkund:innen unabhängig voneinander Energie an. Es kommt daher zu vorhersehbaren Netzengpässen, wenn alle Netzkund:innen gleichzeitig Energie benötigen. Durch zeitvariable Netztarife berücksichtigen Netzkund:innen die Netzsituation ohne Komforteinbuße und geben so Kapazitäten in Spitzenzeiten frei. Dadurch senken zeitvariable Netztarife den Bedarf des Netzausbaus und die damit verbundenen Kosten für Netzkund:innen.

Die Erzeugung von Windstrom verursacht keinen CO₂-Ausstoß – anders als die konventionelle Stromerzeugung aus Kohle oder Erdgas. Senkt der Netzbetreiber den Netztarif in Zeiten hoher Winderzeugung, erhöht er die Energienachfrage, um die angespannte Netzsituation zu entlasten. Gleichzeitig verlagern Kund:innen dann ihre Nachfrage aus Zeiten mit höherem konventionellem Erzeugungsanteil in Zeiten mit höherem Anteil von Windstrom. Dadurch bieten zeitvariable Netztarife einen Anreiz zur CO₂-Einsparung.

Vernachlässigen flexible Kund:innen die Anreize durch zeitvariable Netztarife, beträgt der durchschnittlich CO₂-Ausstoß 238 g/kWh. Reagiert er hingegen so weit wie möglich auf zeitvariable Netztarife, reduziert sich sein durchschnittlicher CO₂-Ausstoß auf 132 g/kWh oder – übers Gesamtjahr – um rund 40 Prozent.²¹

Die Kombination zeitvariabler Netztarife und Reservierungssysteme ist technisch einfacher umzusetzen als andere Modelle. Denn die Kund:innen geben üblicherweise einmalig ihre Informationen und Präferenzen ein. Anschließend erfolgt eine vollautomatische Optimierung durch Netzbetreiber, Lieferanten und Energiemanagementsystem der Kund:innen. Daher ist praktisch immer davon auszugehen, dass die Kund:innen ihre flexiblen Geräte ohne jegliche Komforteinbuße nutzen können. Die Steuerung der Verbrauchsanlagen verbleibt in der Hoheit der Kund:innen. Der Netzbetreiber greift nur in seltenen Nofallsituationen ein.

FAZIT

Die folgenden fünf Punkte fassen die Idee der zeitvariablen Netztarife und bisherigen Erkenntnisse des MITNETZ-Konzepts zusammen:

1. Die **Idee**: Zeitvariable Netztarife reflektieren die aktuelle Netzbelastung und reizen somit netzentlastende flexible Stromentnahme an. Bei zu hoher Einspeisung im Netz gilt beispielsweise ein besonders niedriger Tarif, denn so kann durch Lastverschiebung das Netz entlastet werden.
2. Der **Nutzen** ist hoch: Vor allem Endkund:innen profitieren durch geringere Strompreise und geringeren CO₂-Fußabdruck. Es wird eine bessere Ausnutzung der Netzinfrastruktur erreicht und unnötige Baumaßnahmen werden vermieden. Die regionale Nutzung erneuerbarer Energien wird gefördert.
3. In der **Umsetzung** überträgt der Netzbetreiber über Schnittstellen zeitvariable Netztarife und verfügbare Netzkapazitäten (Reservierungssystem). Ein Energiemanagementsystem sorgt für die bedarfsgerechte und vollautomatische Optimierung – Vorteil: Die direkte Steuerung durch den Netzbetreiber ist nicht nötig.
4. Zeitvariable Netztarife können **in die bestehende Systematik** eingebettet werden und bilden eine sehr gute präventive Ergänzung zur Ausgestaltung von § 14 a EnWG als kurative Engpassmanagementmaßnahme.
5. In einer Pilotanwendung der MITNETZ STROM konnte bereits die **Machbarkeit** des Konzeptes gezeigt werden. Als nächster Schritt soll eine **evolutionäre Einführung** durch Netzbetreiber erfolgen.

²¹ Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom und E-Bridge Consulting (2020): Zeitvariable Netztarife und intelligentes Energiemanagement für flexible Netzkunden, https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2020/06/Studie-Mitnetz_E-Bridge_Zeitvariable-Netztarife_Intelligente-Energiemanagementsysteme_Juni-2020.pdf, Zugriff am 10.11.2020.

4 WIRKUNGSBETRACHTUNG



4 WIRKUNGSBETRACHTUNG

In den zuvor diskutierten Anwendungsbeispielen für Lademanagement steht die konzeptionelle und technische Umsetzung im Vordergrund, zum Teil im gewerblichen und kommunalen Einsatz, zum Teil mit direkter Wirkung auf das Laden von Elektrofahrzeugen durch Privatpersonen. Hinter jeder Anwendung stehen individuelle Personen, die sich auf ein Last- bzw. Lademanagement einlassen müssen, sei es aufgrund von nicht beeinflussbaren Vorgaben oder innerhalb individueller Entscheidungsrahmen. Ebenso haben alle Anwendungsbeispiele einen Einfluss auf das Gesamtsystem und direkt oder indirekt damit auch auf alle darin aktiv und passiv Beteiligten. In diesem Kapitel sollen diese „Außensichten“ den Blick für das schärfen, was außerhalb der direkten Umsetzung und Lösungsfindung liegt.

4.1 SICHT DER NUTZER:INNEN: ANREIZWIRKUNGEN UND RESTRIKTIONEN

Marina Dreibusch, Franziska Kellerer (Universität Passau),
Dr. Sabine Preuß, Aline Scherrer (FhG ISI)

Neben dem Abbau technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Hürden ist für den Erfolg intelligenter Ladekonzepte die Berücksichtigung der Perspektive (zukünftiger) Nutzer:innen von hoher Relevanz.²² Zwar ist der Anteil an Studien zu Wahrnehmungen und Akzeptanz der Nutzer:innen bisher vergleichsweise gering, aber die vorliegenden Ergebnisse deuten auf die essenzielle Bedeutsamkeit der Nutzungsakzeptanz für die Adoption gesteuerter Ladelösungen hin. Daher gilt es – insbesondere bei der Entwicklung intelligenter Ladekonzepte –, Motivationen und Bedenken potenzieller Nutzer:innen

zu berücksichtigen und dabei auch unterschiedliche Kund:innensegmente und Anwendungsfälle zu beachten.²³

Beim preisgesteuerten Laden spielt die Akzeptanz von dynamischen Strompreisen eine wichtige Rolle. Bisherige Forschung hat gezeigt, dass Haushalte (n = 160) unabhängig vom Besitz eines Elektrofahrzeugs dynamischen Strompreisen prinzipiell offen gegenüberstehen. Allerdings bevorzugen die Befragten einfache Tarifmodelle gegenüber komplexen oder sehr dynamischen Tarifmodellen, die durch eine höhere Preisspanne mehr finanzielles Risiko für die Nutzer:innen mit sich bringen. Die Akzeptanz von dynamischen Tarifmodellen steigt, wenn diese von den Nutzer:innen selbst erprobt werden können. Das Erproben im Alltag nimmt den Nutzer:innen die Befürchtung eines Komfortverlusts und führt zu einer erhöhten Motivation, dynamischere Tarifmodelle anzunehmen, um mehr Geld zu sparen. Es wurde außerdem deutlich, dass der individuelle und gesellschaftliche Nutzen von dynamischen Tarifmodellen für die Nutzer:innen nicht direkt offensichtlich ist und somit eine überzeugende Kommunikation und entsprechende Informationskampagnen zur Verdeutlichung der Vorteile notwendig für die Markteinführung sind.²⁴ Neben verschiedenen zeitvariablen Tarifmodellen können unter anderem die in Tabelle 1 aufgeführten Systeme des Lademanagements aus Nutzungssicht unterschieden werden.

Eine repräsentative Befragung von 1.027 Personen in Deutschland²⁵ ergab kein eindeutiges Bevorzugen eines bestimmten Lademanagementsystems: Am häufigsten

22 Sovacool, B., Noel, L., Axsen, J. und Kempton, W. (2018): The neglected social dimensions to a vehicle-to-grid (V2G) transition: a critical and systematic review. *Environmental Research Letters*, 13(1), 2–19.

23 Bailey, J. und Axsen, J. (2015): Anticipating PEV buyers' acceptance of utility controlled charging. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 82, 29–46. Für einen Überblick siehe Kämpfe, B., Zimmermann, J., Dreibusch, M., Grimm, A.-L., Schumann, J.-H., Naujoks, F. et al. (2019): Preferences and perceptions of bidirectional charging from a customer's perspective. A literature review and qualitative approach. In: *Netzintegration der Elektromobilität 2019, Conference Proceedings*. Wiesbaden: Springer Verlag.

24 Dütschke, E. und Paetz, A. G. (2013): Dynamic electricity pricing – Which programs do consumers prefer?. *Energy Policy*, 59, 226–234.

LADEMANAGEMENTSYSTEME

(1) Nutzer:innengesteuertes oder manuelles Laden	Die Nutzer:innen bestimmen Zeitpunkt, Dauer und die Menge des benötigten Stroms pro Ladevorgang. Dies ist auch in Kombination mit einem zeitvariablen Tarif möglich, die Anpassung des Ladevorgangs aufgrund des Tarifs muss allerdings durch die Nutzer:innen selbst gesteuert werden.
(2) Netzgesteuertes Laden	Nicht nur die Nutzungsanforderungen, sondern auch die Auslastung des Stromnetzes wird berücksichtigt, sodass bei drohender Überlastung die Ladeleistung beschränkt wird. Der Stromversorger sorgt für eine dynamische Ladestrategie und einen Ausgleich zwischen verschiedenen Nutzer:innen.
(3) Erzeugungsgesteuertes Laden	Gleicht dem netzgesteuerten Laden, es werden jedoch zusätzlich erneuerbare Energien und ihre Fluktuation mit berücksichtigt.
(4) Bidirektionales Laden	Elektrofahrzeuge werden geladen (analog zu 1–3) und können durch ihre Rückspeisefähigkeit darüber hinaus als Speicher für die Bereitstellung von Systemdienstleistung fungieren.

Tabelle 1: Systeme des Lademanagements (Quelle: Projekte BDL und LamA)

gewünscht mit jeweils circa 20 Prozent wurden bidirektionales Laden sowie manuelles Laden mit oder ohne Tarifmodell. Diese Befragung unterstützt dabei die Ergebnisse der Studien^{24,25} dass finanzielle Anreize einen bedeutsamen Faktor darstellen: Als wichtige Entscheidungskriterien wählten die Befragten eine hohe finanzielle Ersparnis und eine hohe Automatisierung. Seltener wurden ein Beitrag zum Klimaschutz und die Einfachheit des Lademanagements als entscheidend genannt. Erwähnenswert ist, dass Personen in Abhängigkeit ihrer persönlichen Präferenzen, Alltagsanforderungen und Umwelteinstellungen unterschiedliche Lademanagementsysteme und Tarifmodelle bevorzugen. Beispielsweise wurde ein „ökologischer“ Tarif vor allem von Personen gewählt, denen ein Beitrag zum Klimaschutz besonders wichtig ist.

In einer kürzlich abgeschlossenen Studie des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) wurde anhand einer Befragung von 435 Elektrofahrzeugnutzer:innen unter anderem unter-

sucht, wie aktuelle Nutzer:innen von Elektrofahrzeugen (= Early Adopters) in Deutschland zu netz- und erzeugungsgesteuertem Laden stehen.²⁶ Die Akzeptanz der Befragten wurde mittels der Beschreibung eines vordefinierten Lademanagements abgefragt: Im Szenario wurde das Lademanagement von Elektrofahrzeugen als Steuerung von außen mit potenzieller Verlagerung der Ladezeiten (z. B. in die Nacht) beschrieben. Die Situationsbeschreibung beinhaltet zudem die Annahmen, dass eine Ladestation mit integrierter Steuerung zu Hause vorhanden ist, ein Preisnachlass auf die Stromrechnung gewährt wird und ein Mobilitätspuffer (= mindestens garantierter Ladestand bzw. gewährleistete Reichweite bei Abfahrt) durch die Nutzer:innen definiert werden kann. Die Mehrheit der Befragten (rund 80 %) zeigte ein grundsätzliches Interesse an einer solchen Ladesteuerung. Bei der Steuerung eines solchen Systems würde die Mehrheit ihrem Energieversorger vertrauen (rund 80 %), während die Steuerung durch Autohersteller oder Behörden weniger Akzeptanz fand (jeweils rund 20 % der Befragten).

25 Dütschke, E., Paetz, A. G. und Wesche, J. (2013): Integration Erneuerbarer Energien durch Elektromobilität – inwieweit sind Konsumenten bereit, einen Beitrag zu leisten?. *uwf UmweltWirtschaftsForum*, 21(3–4), 233–242.

26 Scherrer, A., Burghard, U., Wietschel, M. und Dütschke, E. (2019): Early Adopter von E-Fahrzeugen: Ladeleistungen, Eigenerzeugung und Einstellungen zum Lademanagement. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 69(11), 23–26.

Abschließend wurde erhoben, welche Preisnachlässe in der Stromrechnung die Elektrofahrzeugnutzer:innen zu einer Teilnahme bewegen könnten. Hier ergab sich ein heterogenes Bild: Während rund 18 Prozent an einer Ladesteuerung auch ohne Preisnachlass teilnehmen würden, gaben rund 14 Prozent der Befragten an, mehr als 30 Prozent Ersparnis auf die Stromrechnung ihres Haushalts zu erwarten. Die größte Zustimmung erhielt mit rund 25 Prozent der Befragten ein Preisnachlass von mindestens 10 bis 20 Prozent. Unter den aktuellen Nutzer:innen von Elektrofahrzeugen kann daher bereits heute von einer potenziell hohen Akzeptanz gegenüber einem Lademanagement in dieser Ausprägung ausgegangen werden. Die Ergebnisse zu Verantwortlichkeiten bei der Steuerung und Preisnachlässen zeigen jedoch, dass diese Akzeptanz von der jeweiligen Ausgestaltung des Systems abhängen kann.

Auch zum bidirektionalen Lademanagement liegen erste Ergebnisse zu Nutzungswahrnehmungen und -anforderungen vor. In einer qualitativen Untersuchung der Universität Passau im Rahmen des Konsortialprojekts Bidirektionales Lademanagement – BDL wurden 14 Personen mit Erfahrung im Bereich Elektromobilität (Elektrofahrzeugfahrer:innen, $n = 11$) sowie privater Stromerzeugung (PV-Anlagen-Besitzer:innen, $n = 3$) zu ihren Motivationen und Bedenken hinsichtlich des bidirektionalen Ladens befragt. Dabei wurden zwei Anwendungsfälle betrachtet: 1) V2G: Rückspeisung von Strom in das Netz, 2) V2H: Speicherung/Einspeisung von Strom in das Hausnetz. In einem mehrstufigen Auswertungs- und Validierungsverfahren wurden die Ergebnisse dieser Befragung anhand umfassender Literaturrecherche vordefinierten Kategorien für sowohl Anreize als auch Hemmnisse bidirektionalen Ladens zugeordnet (siehe Tabelle 2).

MOTIVATIONEN

Finanzielle Anreize	Mit der Teilnahme verknüpfte Auszahlungen, Vergünstigungen, Subventionen oder Garantieleistungen
Schutz der Umwelt	Schutz der Umwelt, Reduktion fossiler Energieerzeugung
Sach- und Wertprämien	Bonuspunkte für mobilitäts-, batterie-, strombezogene und sonstige Sach- und Wertprämien
Spaßfaktor	Erprobung einer neuen Technologie bzw. Nutzung spezifischer (App-)Features
Effizientere Energienutzung	Optimierter Eigenverbrauch/größere Unabhängigkeit vom Stromanbieter, Beitrag zur Netzstabilisierung unter Begrenzung des Netzausbaus
Positive soziale Stellung	Gesellschaftlicher Beitrag, positiver Sozialstatus (auch im Vergleich zu relevanten Anderen)

BEDENKEN

Finanzielle Bedenken	Anschaffungs-/Betriebskosten, Verschleiß (auch: Batterieabnutzung), Kosten-/Nutzenverhältnis
Flexibilitätseinschränkungen	Mobilitätseinschränkungen, Einschränkungen in der Alltagsplanung, zusätzliche Vertragsbindungen
Kontrollabgabe über Prozesse und Systeme	Transparenzaspekte; Fremdsteuerung des Ladeprozesses
Sicherheitsrisiken	Technische und persönliche Risiken in Bezug auf Fahrzeug, Haus, Gesundheit und Datenschutz
Erforderlicher Aufwand	Installation des Gesamtsystems, Vorbereitung von Ladevorgängen (z. B. Eingabe von Ladeeinstellungen), Alltagsplanung
Erforderlicher Wissensstand	Wissen über Elektrizität, Elektromobilität, Strompreise

Tabelle 2: Anreize und Bedenken hinsichtlich bidirektionalen Ladens (Quelle: Projekte BDL und lamA)

Mittels einer Onlinebefragung wurden im zweiten Schritt die qualitativ ermittelten Motivationen und Bedenken anhand einer Stichprobe fahrfahrer Personen in Deutschland (n = 410, davon 86 Fahrer:innen rein elektrisch betriebener Elektrofahrzeuge) quantifiziert. Die Teilnehmenden wurden mittels Präsentation jeweils eines kurzen Videoclips randomisiert entweder dem Use Case V2G oder V2H zugeteilt. In der anschließenden Abfrage erwiesen sich finanzielle Anreize, Umweltschutz und effizientere Energienutzung als hauptsächliche Motivatoren für bidirektionales Laden. Als größte Teilnahmemerkmale gaben die Befragten den erforderlichen Aufwand, Flexibilitätseinschränkungen sowie finanzielle Risiken an. In Abhängigkeit der Anwendungsfälle ließen sich keine Unterschiede hinsichtlich Anzahl oder Häufigkeit ausgewählter Motivationen und Bedenken beobachten. Unter Betrachtung der Stichprobe nach Elektrofahrzeugbesitz ergab sich jedoch, dass Elektrofahrzeugfahrer:innen durchschnittlich mehr Aspekte der Teilnahmemotivation auswählten als Befragte, die kein Elektroauto besitzen ($p < 0.001$, $d = 0.61$).

Im Sinne einer attraktiven Anreizgestaltung gilt es zusammenfassend vor allem finanzielle Aspekte, den Beitrag zur Energiewende und die aus intelligentem Laden resultierende effizientere Energienutzung zu fokussieren. Obwohl in früheren Studien vor allem monetäre Anreize (insbesondere im Vergleich zur Nutzung des konventionellen Haushaltsstromtarifs) als Motivation für intelligentes Lademanagement identifiziert werden konnten, zeigen neuere Untersuchungen, dass besonders Fahrende von Elektrofahrzeugen derzeit bereits Wert auf nichtfinanzielle Faktoren wie die Erprobung einer neuen Technologie legen. Diese Zielgruppe ließe sich daher eher durch vielschichtige Maßnahmen für die Nutzung gewinnen. Zudem sollte in der Entwicklung intelligen-

ter Ladetechnologien darauf geachtet werden, die für Nutzer:innen anfallenden Kosten gering und die Nutzung möglichst einfach zu halten. Finanzielle Anreize könnten als Kompensation für zusätzlichen Aufwand oder möglichen Komfortverlust eingesetzt werden. Zu Beginn der Diffusionskurve stehen die Erfahrung mit den Tarifmodellen und die Erprobung von Lademanagementsystemen im Alltag, welche nachweislich die Akzeptanz von Elektroautonutzer:innen erhöhen. Eine zeitnahe Einführung mit überzeugender Kommunikation und entsprechenden Informationskampagnen zu den individuellen und gesellschaftlichen Vorteilen sollte den Erfolg von Tarifmodellen und intelligenten Lademanagementsystemen bei Privatpersonen positiv beeinflussen.

4.2 AUSWIRKUNGEN PRIVATER ELEKTROFAHRZEUGE AUF HAUSHALTSSTROMPREISE UND ÖKOBILANZ VON ELEKTROFAHRZEUGEN

Judith Stute (FhG IEG), Matthias Kühnbach (FhG ISI)

Die Verbreitung privater Elektrofahrzeuge führt einerseits zu einer steigenden Stromnachfrage, andererseits aber auch zu einer Änderung des zeitlichen Verlaufs, d.h. der Struktur der Stromnachfrage. Dies wirkt sich sowohl lokal, in Verteilnetzen, als auch auf Gesamtsystemebene (Deutschland) aus. Das beeinflusst die Stromkosten von Haushaltskund:innen zum einen durch Auswirkungen auf die lokalen Netzentgelte in Verteilnetzen und zum anderen durch Auswirkungen auf die Stromerzeugung und die daraus resultierenden Strombeschaffungskosten am Großhandelsmarkt. Netzentgelte und Strombeschaffung machen 2019 zusammen etwa 48 Prozent des Haushaltsstrompreises aus.²⁷

27 Bundesnetzagentur (2020): Preise und Rechnungen – Wie setzt sich der Strompreis zusammen?, <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/WieSetztSichDerStrompreisZusammen.html>, Zugriff am 1.9.2020.

Um die Auswirkungen privater Elektrofahrzeuge auf die Haushaltsstrompreise zu bewerten, wurde vom Fraunhofer ISI ein Stromangebots- und Nachfrageszenario für das Jahr 2030 betrachtet. Es wurden dabei Ladeleistungen von 3,7 kW und 22 kW untersucht. Für beide Ladeleistungen wurde zusätzlich betrachtet, wie sich gesteuertes Laden (Lastmanagement) auf die Netzentgelte und den Beschaffungspreis auswirken. Die Studie gliedert sich in vier Schritte (diese Schritte entsprechen vier am Fraunhofer ISI entwickelten Simulationsmodellen, die für diese Studie gekoppelt wurden):

1. Bottom-up-Simulation der Verbreitung privater Elektrofahrzeuge sowie agentenbasierte Simulation des Ladeverhaltens bis 2030
 - Lademöglichkeiten der Elektrofahrzeuge jeweils zu Hause und am Arbeitsplatz
2. Simulation (mit eingebetteter Optimierung) der stündlichen deutschen Gesamtstromnachfrage sowie von ungesteuertem und gesteuertem Laden aller Elektrofahrzeuge
 - Der Preisanreiz für das gesteuerte Laden wird über die Residuallast (Stromnachfrage abzüglich Erzeugung aus wetterabhängigen erneuerbaren Energien) des Gesamtsystems gesetzt. Das Ziel hierbei ist, die (Markt-) Integration von Strom aus erneuerbaren Energien zu erhöhen.
3. Simulation der Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz
 - Berechnung des Gleichgewichtspreises unter Berücksichtigung von Brennstoffkosten, Zertifikatspreisen, Anfahrzeiten, Ausfallwahrscheinlichkeiten
 - Ermittlung der CO₂-Emissionen

4. Simulation der Auswirkungen auf ein vorstädtisch geprägtes Niederspannungsnetz, Betrachtung der notwendigen Netzinvestitionen in diesem Netz und der Netzentgelte pro Kilowattstunde (spezifische Netzentgelte) für die Haushalte

- Aufgrund von lokal sehr unterschiedlichen Ausbreitungen von Elektrofahrzeugen werden hier Durchdringungsraten²⁸ von 5 Prozent, 10 Prozent, 20 Prozent und 30 Prozent für ein vorstädtisches Niederspannungsnetz betrachtet.

Nähere Informationen zum Studienaufbau, dem angenommenen Szenario sowie den verwendeten Modellen finden sich in Kühnbaach et al. 2020.²⁹

Die Modellierung der Ausbreitung privater Elektrofahrzeuge bis 2030 ergibt eine Anzahl von etwa vier Mio. Elektrofahrzeugen in 2030, was zu einem zusätzlichen Strombedarf von ca. 11,6 TWh führt.

Im Fall des ungesteuerten Ladens erhöht sich die Gesamtstromnachfrage durch die Elektrofahrzeuge vor allem im Zeitraum zwischen 6:00 Uhr und 22:00 Uhr. Hohe Nachfragespitzen vor allem in den Abendstunden führen zu einer Erhöhung der Stromerzeugungskosten um etwa 6,0 Prozent im Vergleich zum Fall ohne Elektrofahrzeuge, weil wegen der höheren Nachfrage Kraftwerke mit höheren Erzeugungskosten eingesetzt werden müssen. Die zentrale Steuerung der Ladevorgänge führt dazu, dass der Strombedarf der Elektrofahrzeuge insbesondere in die Zeit zwischen 23:00 Uhr und 5:00 Uhr verschoben wird. Durch das gesteuerte Laden werden Residuallastspitzen um etwa 2 GW gesenkt und die Gesamtstromnachfrage insgesamt geglättet. Dies führt dazu, dass Kraftwerke mit höheren Grenzkosten seltener eingesetzt werden und der Kraftwerkseinsatz insgesamt verstetigt wird. In der Folge sinken die Grenzkosten der Stromerzeugung

28 Als Durchdringungsrate wird hier der Anteil von Elektrofahrzeugen am Gesamtfahrzeugbestand im betrachteten Netzgebiet verstanden.

29 Kühnbaach, M. et al. (2020): Impact of electric vehicles: Will German households pay less for electricity?. Energy Strategy Reviews, 32, 100568.

im Fall des gesteuerten Ladens um rund 2,1 Prozent im Vergleich zum Fall ohne Laststeuerung. Würden die stündlichen Stromgestehungskosten an die Elektrofahrzeuge weitergegeben werden, hätte die zeitliche Verschiebung des Ladevorgangs auch einen positiven Einfluss auf die Strombeschaffungskosten (inkl. Vertriebskosten) der Elektrofahrzeuge. So müssten Nutzer:innen von Elektrofahrzeugen im ungesteuerten Fall für den Stromkostenanteil Beschaffung und Vertrieb etwa 9,1–9,3 €/ct/kWh bezahlen. Im gesteuerten Fall lägen die Kosten bei 5,5 €/ct/kWh. Zum Vergleich: Der durchschnittliche Strombeschaffungspreis (inkl. Vertriebskosten) liegt im Szenario 2030 bei 8,4 €/ct/kWh.

Bei der lokalen Betrachtung des vorstädtischen Niederspannungsnetzes kommt es in der Simulation beim ungesteuerten Laden bei Ladeleistungen ab 11 kW zu Netzüberlastungen, wodurch Netzausbaubedarf entsteht. Dies liegt insbesondere daran, dass sich die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge und die Verbrauchsspitzen der Haushalte zeitlich überschneiden. Da beim gesteuerten Laden Teile der Nachfrage der Elektrofahrzeuge in die Nacht- und frühen Morgenstunden geschoben werden, wird die Gesamtlast der Haushalte geglättet und folglich kein Netzausbau in den untersuchten Fällen benötigt. Da Verteilnetze im Stromsystem und deren Auslastung stark unterschiedlich sind, kann es in der Praxis aber für einzelne Netze trotzdem zu einem gewissen Ausbaubedarf kommen.

In Bezug auf die Netzentgelte im Niederspannungsnetz sind zwei Effekte von Bedeutung: Zum einen werden die Investitionen durch Netzausbau über die Netzentgelte

auf die Verbraucher:innen umgelegt. Dies bedeutet, dass Netzausbau einen netzentgeltsteigernden Effekt hat. Zum anderen steigt der Gesamtstromverbrauch in einem Netzgebiet durch die zusätzliche Nachfrage von Elektrofahrzeugen. Da die Netzkosten auf diesen Gesamtstromverbrauch umgelegt werden, hat diese erhöhte Nachfrage einen senkenden Effekt auf die spezifischen Netzentgelte (€/ct/kWh).

Für den Fall des ungesteuerten Ladens ergeben sich für lokale Durchdringungsraten von mehr als fünf Prozent sinkende spezifische Netzentgelte bei allen betrachteten Ladeleistungen. Dabei zeigt sich: Je höher die Durchdringung an Elektrofahrzeugen, desto stärker sinken die Netzentgelte im Vergleich zum Fall ohne Elektrofahrzeuge. Da im Fall des gesteuerten Ladens kein Netzausbau nötig ist, sinken die spezifischen Netzentgelte hier in allen betrachteten Fällen.

Werden die Effekte auf die Netzentgelte mit den Effekten auf die Großhandelsstrompreise zusammengenommen, so ergeben sich die in Abbildung 14 dargestellten Änderungen der Haushaltsstrompreise für die betrachteten Fälle. In diesem Zusammenhang ist zu betonen, dass die Änderungen der Haushaltsstrompreise nicht nur die Stromkosten für Elektrofahrzeuge, sondern den gesamten Strombedarf von Haushalten betreffen. Wie aus Abbildung 14 hervorgeht, führen höhere (lokale) Anteile privater Elektrofahrzeuge zu sinkenden Strompreisen für Haushalte. Außerdem zeigt sich, dass durch das gesteuerte Laden auch schon bei geringen Anteilen privater Elektrofahrzeuge die Haushaltsstrompreise sinken können.

STROMKOSTENÄNDERUNG (BASISFALL: OHNE ELEKTROFAHRZEUGE)

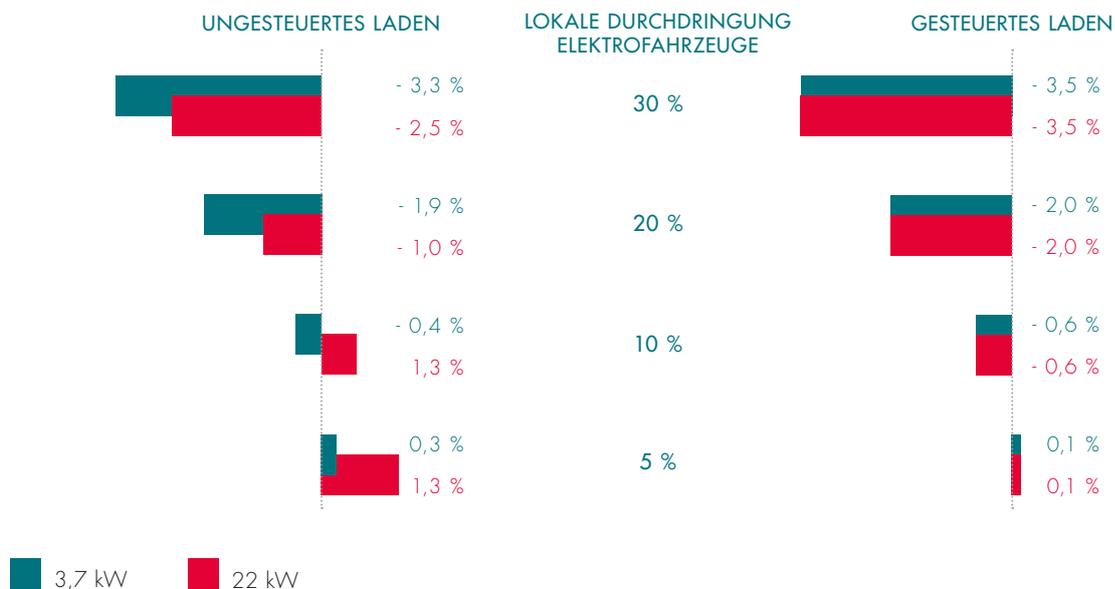


Abbildung 14: Relative Änderung der Strompreise für Haushaltskund:innen für ungesteuertes und gesteuertes Laden in 2030
(Quelle: Projekt LamA³⁰)

Gesteuertes Laden erhöht die Nutzung von erneuerbaren Energien und verstetigt den Betrieb konventioneller Kraftwerke. Dadurch führt die Ladesteuerung zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen aus dem Kraftwerksbetrieb im Vergleich zum ungesteuerten Fall (Gleiches gilt beispielsweise für die NO_x-Emissionen). Insbesondere für die CO₂-Emissionsbilanz von Elektrofahrzeugen ist jedoch hier auch der Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor sowie neben der Nutzungsphase auch die Fertigung relevant. In diesem Zusammenhang wurde im Rahmen einer Studie des Fraunhofer ISI³⁰ gezeigt, dass batteriebetriebene Elektrofahrzeuge der Klein- und Mittelwagenklasse bereits ab dem Jahr 2021 bei ungesteuertem Laden und dem deutschen Strommix über ihre Lebensdauer geringere CO₂-Emissionen aufwei-

sen als Benzin- und Dieselfahrzeuge derselben Klassen. Bei Fahrzeugen der Luxusklasse wird dies 2023 erreicht. Zusätzlich zeigt sich, dass beim gesteuerten Laden mit residuallastbasiertem Preissignal die CO₂-Emissionen der Fahrzeuge nochmals deutlich zurückgehen, da mehr Strom aus erneuerbaren Energien genutzt werden kann. Weitere große Verbesserungen in der CO₂-Bilanz ergeben sich durch Bezug von Ökostrom oder bei Vorhandensein einer eigenen PV-Anlage.

Das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen kann – wie gezeigt – positive Effekte auf die Haushaltsstrompreise, auf die Netzbelastung und auf Emissionen haben. Vorausgesetzt, dass Großhandelspreise an die Nutzer:innen von Elektrofahrzeugen weitergegeben wer-

30 Wietschel, M., Kühnbach, M. und Rüdiger, D. (2019): Die aktuelle Treibhausgasemissionsbilanz von Elektrofahrzeugen in Deutschland. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe (Working Paper Sustainability and Innovation), <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-537432.html>, Zugriff am 11.11.2020.

den, ist auch die finanzielle Vorteilhaftigkeit von gesteuertem Laden gegeben. Forschungsbedarf besteht jedoch bei der Frage, ob die aufgezeigten Kostenunterschiede zwischen gesteuertem und ungesteuertem Laden ausreichend attraktive Anreize für die Teilnahme von Fahrzeugbesitzer:innen am Lastmanagement bieten. Gleichzeitig kann das gesteuerte Laden auch zu sogenannten Lawineneffekten führen, wenn eine hohe Anzahl von Fahrzeugen zeitgleich auf ein Preissignal reagiert. In der Folge sind eine hohe Gleichzeitigkeit beim Ladevorgang und ungewollte Lastspitzen möglich. Diese Effekte können vermieden werden, indem die Elektrofahrzeuge in verschiedene Gruppen eingeteilt werden, die unterschiedliche Preissignale erhalten, was jedoch die Kostenersparnis von Fahrzeugbesitzer:innen durch Lastmanagement vermindern könnte.³¹ Während das gesteuerte Laden aus Stromsystem Sicht insgesamt als vorteilhaft zu bewerten ist, wird die finanzielle Attraktivität des gesteuerten Ladens aus Sicht der Fahrzeugbesitzer:innen zusätzlich beeinflusst durch die Interaktion mit weiteren Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite, aber auch durch Speichersysteme sowie nicht zuletzt den regionalen und internationalen Stromtausch.

31 Zu Lawineneffekten vgl. auch Kapitel 3.1 und 3.4.

5 RESÜMEE UND HANDLUNGSBEDARF



5 RESÜMEE UND HANDLUNGSBEDARF

Doris Johnsen (iit), Daniel Strommenger (iit) mit Unterstützung aller Autor:innen

Überwiegend ungesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen ist mittel- bis langfristig aus volkswirtschaftlicher Sicht als nicht sinnvoll anzusehen. Über die Steuerung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen können Kosten sowohl für den Ausbau der Verteilnetze als auch für notwendige Regelleistungen zur Stromnetzstabilität in relevantem Umfang verringert werden. Wie sich dies technisch, vertraglich und auch regulatorisch umsetzen lässt, erforschen die Projekte des Förderprogramms Elektro-Mobil des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

5.1 RESÜMEE DER ANWENDUNGS- BEISPIELE

Die Projekte des Förderprogramms Elektro-Mobil zeigen mit unterschiedlichen Lösungswegen, dass und wie sich gesteuertes Laden auch mit Berücksichtigung von Preissignalen umsetzen lässt. Die Lösungswege adressieren unterschiedliche Anwendungsfälle (Use Cases) und unterschiedliche Umsetzungsformen. Die Lösungen reichen von Laden am Arbeitsplatz, in Wohngebieten und auf Liegenschaften kommunaler Unternehmen bis hin zum bidirektionalen Laden im Eigenheim.

Das Projekt BSR-Li-Flx befasst sich unter anderem mit Lösungen für das preisgesteuerte Laden auf Betriebsgeländen von kommunalen Unternehmen. Das Projekt baut darauf, neben dem eigenen Energiemanagementsystem und der bereits vorhandenen Messtechnik mit verhältnismäßig geringem technischen Zusatzaufwand eine dezentrale Lösung für einen Stromkunden mit registrierter Leistungsmessung (RLM-Kunde) zu entwickeln. Das Projekt fokussiert auf eine vertragliche Lösung mit dem Stromlieferanten für die Steuerung der Ladeinfrastruktur auf den Liegenschaften der Berliner Stadtreinigung. Die Steuerung erfolgt anhand eines Viertelstunden-Fahrplans. Anhand einer nachträg-

lichen Bemessung der realisierten Flexibilitätsleistungen der Kunden erfolgt die Berechnung des reduzierten Bezugspreises. Zur Festlegung des reduzierten Bezugspreises werden erzielte Strombörsenpreise für die entsprechenden Zeitfenster nachträglich herangezogen.

Im Projekt LamA – Laden am Arbeitsplatz wird auf einen bundesweiten Aufbau von Ladeinfrastruktur an Fraunhofer-Standorten fokussiert und es werden Untersuchungen zu Geschäftsmodellen und Wirkungen durch intelligentes Lademanagement angestellt. Im Projekt wird eine Plattformarchitektur zum intelligenten Lastmanagement aufgebaut, welche verschiedene Signale zur Steuerung berücksichtigen kann, beispielsweise simulierte Preissignale von der Strombörse, Nutzer:innenanforderungen und weitere Verbraucher. Somit erlaubt das Lademanagement die Sicherstellung eines Spitzenlastmanagements aller Verbraucher der Liegenschaft. Diese Plattformarchitektur soll im Nachfolgeprojekt LamA-connect um eine Einbindung von Smart-Meter-Gateways (SMGW) erweitert und die dafür notwendige Durchgängigkeit der Kommunikation vom Verteilnetz bis zum Elektrofahrzeug sichergestellt werden.

Im Projekt ELBE werden über 7.000 Ladepunkte unter der Prämisse aufgebaut, Netzausbau im Verteilnetz zu vermeiden. Das Projekt wird exemplarisch in Form eines Minimum Valuable Products umgesetzt, das die Ladeinfrastruktur über eine direkte Schnittstelle mit dem Stromnetz verbindet und ein auf Signalen aus dem Stromnetz basiertes Lademanagement ermöglicht. Dabei wird pragmatisch erläutert, wie diese Umsetzung aussehen kann und wie sie in den USA in ähnlicher Form bereits in Geschäftsmodellen etabliert wurde. Einsatz findet in diesem Projekt der Kommunikationsstandard OpenADR 2.0. zur Anbindung des CPO an den Verteilnetzbetreiber oder andere Entitäten, der mittlerweile in den IEC Standard 62746-10-1 ED1 überführt wurde. Zudem werden auch möglich Konzepte zur Einbindung von intelligenten Messsystemen wie Smart-Meter-Gateway mittels OpenADR 2.0 untersucht.

Ähnlich wie BSR-Li-Flx untersucht das Projekt ELBE des Weiteren preisgesteuertes Laden für Stromkunden mit registrierter Leistungsmessung (RLM-Kunden), hier durch die Hamburg Energiekunden. Dabei setzt die Hamburg Energie auf eine zentrale Lösung mit technischer Anbindung sowohl des RLM-Kunden als auch des Verteilnetzes.

Der in dieser Studie skizzierte Lösungsweg für zeitvariable Netztarife wurde außerhalb des Förderprogramms Elektro-Mobil unter Federführung des Verteilnetzbetreibers MITNETZ erarbeitet. Das Energiemanagementsystem einer Liegenschaft oder eine intelligente Wallbox steuert die Ladevorgänge der Fahrzeuge anhand von Preissignalen (zeitvariable Netzentgelte) und Informationen über verfügbare Netzkapazitäten (Reservierungssystem), die es über eine Schnittstelle vom Verteilnetzbetreiber erhält. Ein direktes Eingreifen durch den Verteilnetzbetreiber erfolgt in diesem Ansatz nicht. Stattdessen nutzt der Verteilnetzbetreiber die Vorgabe der zeitvariablen Netztarife an das Lastmanagement als ein Steuerungsinstrument, um kritische Netzsituationen im Vorfeld abwenden zu können.

5.2 HANDLUNGSBEDARF

Der in diesem Abschnitt formulierte Handlungsbedarf wird sowohl aus den in dieser Studie vorgestellten Anwendungsbeispielen und weiterführenden Untersuchungen zu Wirkungen und Restriktionen des preisgesteuerten Ladens als auch dem rahmengebenden Kontext wichtiger Akteure u. a. entwickelt.

5.2.1 NORMUNG UND STANDARDISIERUNG/TECHNIK

Normung und Standardisierung

Der Aufbau einer Systemarchitektur, die die Ladeinfrastruktur, das Backend der Ladeinfrastruktur, das Energiemanagementsystem und die Präferenzen der Nutzer:innen der Elektrofahrzeuge miteinander verbindet und Ladevorgänge anhand von netz- und marktorientierten Informationen steuert, ist ein extrem komplexes Unterfangen. Diese Komplexität erfordert eine Vielzahl an Schnittstellen und dafür notwendige Standards. Diesbezüglich brachte die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) im April 2020 eine Schwerpunkt-Roadmap zum intelligenten Lastmanagement³² heraus. Dort wird bereits konkreter Handlungsbedarf zu folgenden Aspekten formuliert:

1. Die Standardisierung der Schnittstelle für die Anbindung der LIS an ein lokales EMS soll als Erweiterung der IEC 63110 erfolgen.
2. Die Kommunikation zwischen Ladestation und CPO-Backend soll standardisiert werden, wobei vor allem das anerkannte Protokoll OCPP in die IEC 63110 einfließen wird.
3. Es muss eine Standard-Schnittstelle für die Steuerung durch den Netzbetreiber entwickelt werden. Dazu entwickelt der VDE derzeit die FNIN-Steuerbox als Verbindung zwischen SMGW und EMS.
4. Zur besseren Vorbereitung des Ladevorgangs sollen Informationen auch vor und nach dem Ladevorgang zwischen Fahrzeug, CPO und eMSP ausgetauscht werden können. Dies ist in den bestehenden Standards noch nicht berücksichtigt.

32 NPM – Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (2020b): Schwerpunkt-Roadmap zum intelligenten Lastmanagement. Hrsg. von Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin, <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/04/NPM-AG-6-Schwerpunkt-Roadmap-Intelligentes-Lastmanagement-1.pdf>, Zugriff am 10.11.2020.

5. Es muss eine Standard-Schnittstelle zum Informationsaustausch mittels Roaming zwischen CSO und eMSP definiert werden. Dazu wird derzeit ein Entwurf der IEC 63109 unter Einbeziehung bestehender Protokolle wie OCHP, OCPI, OICP oder eMIP entwickelt.

Der durch die NPM identifizierte Handlungsbedarf sollte auf Basis der Erkenntnisse aus dieser Studie um die folgenden Aspekte ergänzt werden:

- Zur Datenübertragung und -verarbeitung bestehen bereits einige grundlegende Normierungen, wie beispielsweise im Energiemanagementbereich, wo diese bereits für die Kommunikation mit der Ladeinfrastruktur eingesetzt werden. Notwendig ist jedoch eine Standardisierung der Übertragungsformate in Bezug auf Netzvorgaben vom Verteilnetzbetreiber an ein geeignetes Steuerungssystem.
- Es fehlt zur ISO15118 (Edition 1+2) eine flächendeckende Umsetzung eines Standards in Fahrzeugen und Ladeinfrastrukturen, die dafür sorgt, dass Informationen aus dem Batteriemangement im Fahrzeug – wie z. B. der Batterieladezustand – an die Ladeinfrastruktur weitergegeben werden. Diese sind beispielsweise für die Optimierung des gesteuerten Ladenvorgangs notwendig.
- Eine weitere Herausforderung stellt die langsame Umsetzung von Ladeinfrastruktur-Kommunikationsstandards dar. Denn nicht alle Hersteller unterstützen alle Funktionen gleichförmig.
- Als Kommunikationsschnittstelle zwischen Verteilnetzbetreiber, CPO und dem lokalen Energiemanagement wird bereits das Protokoll

OpenADR in einigen Anwendungen eingesetzt. Dieses wurde auch in der IEC 62746-10-1 ED1 als internationaler Standard anerkannt. Daneben bestehen weitere Protokollstandards, wie etwa OSCP, OCP/UA oder IEC 61850. Allerdings hat sich bisher keiner der genannten Standards deutlich durchgesetzt.

- Zudem ist sicherzustellen, dass die Kommunikationsschnittstellen zwischen CPO, eMSP, Strombörse oder vermittelndem Akteur (Aggregator o. a.) die ökonomischen Signale für das Lastmanagement verarbeiten können. Hier sollten für die derzeit eingesetzten unterschiedlichen Schnittstellen ggf. neue Standards geschaffen werden.
- Für die Erweiterung der Use Cases um das bidirektionale Laden sind im Normungsprozess für die IEC 15118-20 technische Details weiter zu spezifizieren.
- Weiterhin sind Schnittstellen, Kommunikationsprotokolle etc. dahingehend im Detail zu prüfen, ob über die existierenden Normen und Standards alle Use Cases abgebildet werden können, und es ist eine Diskussion darüber zu führen, welche der Use Cases bis zu welchem Zeitpunkt durch Normen und Standards abzusichern sind.

Erweiterung bidirektionales Laden

Das Wiedereinspeisen von Strom aus dem Elektrofahrzeug in das Stromnetz (bidirektionales Laden) als Systemdienstleistung ist in Europa mit dem CCS-Typ-2-Stecker noch nicht möglich. Dies unterstützt aktuell nur der in den USA und Asien verbreitete ChaDeMo. Folglich ist eine Erweiterung des CCS-Typ-2-Steckers auf die Funktionalität des bidirektionalen Ladens eine Grundvoraussetzung, um in Europa den Anwendungsfall des bidirektionalen Ladens umsetzen zu können.

Um sich auf das bidirektionale Laden bereits heute vorzubereiten, bedarf es

1. einer rechtlichen Einordnung der Elektrofahrzeuge für den Use Case der Rückspeisung,
2. einer bidirektionalen Erweiterung über das Rückspeisen des Stroms in den Haushalt hinaus. Relevant ist hier die Regelung für sogenannte De-minimis-Anlagen (≤ 10 kW) und die damit verbundene Befreiung von der EEG-Umlage (s. § 61a Nr.4 EEG),
3. einer sorgfältigen Untersuchung notwendiger regulatorischer Fragestellungen, die sich durch die bidirektionale Erweiterung des Lastmanagements ergeben. Dies umfasst insbesondere die Frage, welche Abgaben und Umlagen bei Nutzung des bidirektionalen Elektrofahrzeugs als Stromspeicher anfallen, aber auch z.B. die Thematik der Ortsabhängigkeit beim Laden und Entladen an verschiedenen Standorten und
4. einer differenzierten Potenzialbetrachtung unter Beachtung der unterschiedlichen Einsatzzwecke.

5.2.2 REGULATORIK/ANREIZSYSTEME

Anreize

Ergebnisse aus der Nutzungsforschung zeigen Erwartungen bei den Befragten von einer Reduktion um ein Drittel ihrer Stromkosten für den Fall, dass sie einen Tarif zum gesteuerten Laden wählen. Hier ist sicherlich noch eine Annäherung notwendig, wolle man diesen Erwartungen gerecht werden. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass derzeit der Haushaltsstrompreis Abgaben und Umlagen ca. 80 bis 85 Prozent des Gesamtpreises ausmachen, würde unter aktueller Gesetzgebung ein variabler Börsenstrompreis nur eine sehr begrenzte Anreizwirkung auf das Ladeverhalten entfalten können. Es ist jedoch grundsätzlich zu diskutieren, in welcher Form über regulatorische Eingriffe eine höhere Anreizwirkung erzielt werden kann oder welche anderen

regulatorischen Maßnahmen ergriffen werden könnten, um das gesteuerte Laden zu forcieren.

Ebenfalls ist zu identifizieren, wie das Anreizsystem für gewünschte Ziele der verschiedenen Interessengruppen am effizientesten gestaltet werden kann, um die größte Wirkung zu erzielen. Dies könnte bedeuten, dass auch statische Preiskomponenten eingesetzt werden, z.B. Reduzierung des Baukostenzuschusses bei vertraglich vereinbarter Steuerung. Hier läge der Anreiz in der Reduzierung der Initialinvestition und nicht im laufenden Betrieb und ließe direkt eine geringere Anschlussleistung realisieren.

Geschäftsmodelle/Vertragsgestaltungen

Es ist auch eine Diskussion darüber zu führen, wie die Orientierung des Lademanagements am Strompreis de facto am effizientesten umzusetzen ist, wie das mögliche Erlöspotenzial aussehen kann und inwiefern über eine Anpassung der Regulatorik erwünschte Geschäftsmodelle ermöglicht werden bzw. an Attraktivität gewinnen können. Dabei sollte berücksichtigt werden, wie weit die unterschiedlichen Akteure die Erlöspotenziale ausschöpfen können und dürfen. Beispielsweise sollte dafür gesorgt werden, dass keine Situationen entstehen, in denen eine Durchreichung reduzierter Preise am Strommarkt oder über reduzierte Netzentgelte bis zur Nutzung durch die Endverbraucher:innen nicht sichergestellt werden kann. Allerdings ist das Problemfeld äußerst komplex und sollte daher grundlegend in weiterführenden Studien untersucht werden, um weitere Entscheidungsgrundlagen zur Etablierung von zukünftigen Geschäftsmodellen und die hierfür notwendige Regulatorik zu liefern.

Darüber hinaus liegt eine wichtige Frage darin, auf welche Weise eine kritische Masse der durch die Elektromobilität bereitzustellenden Flexibilitäten erreicht werden kann, sodass trotz der Investitionen in Grundkosten für den Rechner- und Softwarebetrieb sowie die vertrieblichen Aktivitäten diese Bündelung der Flexibilitäten für einen Marktakteur bzw. Aggregator eine ausreichende öko-

nomische Attraktivität darstellt. Um diese Frage zu beantworten, sollte eine fortlaufende Bewertung der erforderlichen Menge der zu bündelnden Flexibilitäten für verschiedene Anwendungsfälle erfolgen, um attraktive Szenarien zu identifizieren und zu verbreiten.

Das Geschäftsfeld des preisgesteuerten Ladens bzw. flexiblen Lademanagements wird von relevanten Akteuren wie Herstellern von Elektrofahrzeugen und System- und Dienstleistungsanbietern im Bereich der Ladeinfrastruktur heute schon als zentral angesehen und als deutliche Quelle für Umsatzerlöse eingeschätzt. Daher liegt in der Entwicklung preisgesteuerter Ladesysteme eine hohe Priorität. Es ist hierzu notwendig, dass der Rechtsrahmen die Entwicklung dieser Geschäftsmodelle regulatorisch entsprechend abbildet und monetäre Attraktivität gewährleistet.

Datenschutz, Datenverfügbarkeit und Datensparsamkeit

Ein Aspekt des gesteuerten Ladens, auf den in der Darstellung der Anwendungsbeispiele nicht näher eingegangen wurde, ist der Datenschutz. Das gesteuerte Laden erfordert Daten, welche zur Optimierung des Ladevorgangs erforderlich sind und die insbesondere von Nutzer:innen, Ladeninfrastrukturbetreibern und Mobilitätsdienstleistern bereitgestellt bzw. ausgetauscht werden müssen. Dabei muss sichergestellt werden, dass zum einen die Daten von den jeweiligen Akteuren zur Verfügung gestellt werden und dass zum anderen der Datenschutz und das Prinzip der Datensparsamkeit gewahrt wird. Denn die Optimierung von Ladevorgängen erfordert zum Teil fahrzeugspezifische Daten, wie den üblichen Energiebedarf pro Ladung, aber auch nutzungsspezifische Daten, wie etwa den Zeitpunkt, zu dem das Fahrzeug wieder benötigt wird. Mögliche Hemmnisse durch fehlende Transparenz zum Datenschutz und zur

Datenverfügbarkeit sollten bei zukünftigen Entwicklungen berücksichtigt werden, um mit entsprechenden Lösungen diesbezüglich die Akzeptanz des gesteuerten Ladens nicht zu beeinträchtigen.

Zugang zu Preissignalen

RIM-Kunden haben im Vergleich zu SLP-Kunden aufgrund der bereits vorhandenen Messtechnik und der individuell möglichen Vertragsgestaltung eine leichtere Ausgangsposition für die Einführung eines preisgesteuerten Lademanagements. Aktuell prägen für RIM-Kunden weniger technische, als vielmehr organisatorisch-vertragliche Faktoren die aktuellen Möglichkeiten, Preissignale aus Strommarkt und -netz für ein Lademanagement einzusetzen. Preissignale aus dem Stromnetz unterliegen durch rechtliche Vorgaben bereits einem gewissen Regelrahmen, während die Nutzung von Preissignalen des Strommarktes bislang nur wenig verbreitet und so gut wie überhaupt nicht standardisiert ist. Die Ursache dafür liegt auch darin begründet, dass die meisten Stromabnehmer (vom Großverbraucher zu Haushaltskunden) feste Tarife haben, welche die Bewegungen am Strommarkt nicht widerspiegeln. Folglich sollten auch verstärkt Lösungen gefördert werden, welche Tarife unter Berücksichtigung der Börsenstrompreise (z. B. das Unternehmen Awattar³³) an private Haushalte anbieten oder als Aggregator gewerblichen Kunden den Zugang zur Strombörse ermöglichen. Zudem sollten vorliegende Lösungen systematisch unter den Akteuren disseminiert und standardisierte Vertragsgestaltung angeboten werden. Es sollten Vereinbarungen zu preislichen Vergütungssätzen je Umfang der Flexibilitätsleistungen getroffen werden und eine Standardisierung von technischen Lösungen erfolgen.

33 Vgl. <https://www.awattar.com/tariffs>, Zugriff am 10.11.2020.

Umsetzung des EnWG § 14a

Akteure der Verteilnetzebene fokussieren zurzeit vornehmlich auf Möglichkeiten der technischen Umsetzung des § 14a und der Einbindung von SMGW in die Steuerung und das Lastmanagement von Elektrofahrzeugen. Bezüglich des netzdienlichen intelligenten Lademanagements auf Ebene der Niederspannung ist in § 14a EnWG bereits die Verpflichtung des VNB festgeschrieben, reduzierte Netzentgelte zu berechnen, sofern eine netzdienliche Steuerung der Verbrauchseinrichtungen vereinbart wird. Die dies spezifizierende Durchführungsverordnung liegt in der Verantwortung des BMWi und ist aktuell in Erstellung. Der Entwicklung von konzeptionellen Ideen wird aktuell von den Verteilnetzbetreibern noch überwiegend geringere Priorität eingeräumt. Es liegen jedoch erste Lösungswege vor, wie etwa das Konzept von MITNETZ vor, das nach Aussage der Netzgesellschaft mit § 14a ENWG konform ist. Verteilnetzbetreiber wie MITNETZ sehen sich zum Teil heute schon gezwungen, Anwendungswege des § 14a für das Lademanagement von Elektrofahrzeugen zu entwickeln, um der hohen Einspeisung von erneuerbaren Energien eine entsprechende Last bereitzustellen und somit die Netzauslastung zu optimieren. Auch hier ist es notwendig, dass der Rechtsrahmen die Entwicklung der Geschäftsmodelle regulatorisch entsprechend abbildet und monetäre Attraktivität gewährleistet.

5.2.3 AKZEPTANZ

Perspektive der Nutzer:innen

Die in dieser Studie präsentierten Lösungsansätze für das intelligente Lademanagement adressieren sowohl das gewerbliche und kommunale Umfeld als auch Privatpersonen als Nutzer:innen von Elektrofahrzeugen. Im gewerblichen Umfeld stehen in erster Linie wirtschaftliche Interessen, betriebliche Einsatzzwecke und Notwendigkeiten im Fokus. Allerdings ist neben betrieblichen und finanziellen Erwägungen auch dort der persönliche Aspekt zu berücksichtigen, denn die Nutzer:innen der Ladeinfrastruktur müssen die Lösungen akzeptieren bzw. eine Belegschaft ist mit ins Boot zu holen.

Aktuellen Ergebnissen der Nutzer:innenforschung zufolge ist die Ausgestaltung des Gesamtsystems von hoher Bedeutung für die Akzeptanz der Steuerung von Ladevorgängen. Hierzu gehört zum Beispiel die Komplexität des Anreizmodells, die Erlöshöhe und die Wahl des Akteurs, der das System steuert. Intelligentes Laden sollte darüber hinaus für Nutzer:innen möglichst einfach, d. h. in hohem Maße automatisiert, und kosteneffizient sein (geringe Installations-/Anschaffungskosten, Kompensation für möglichen Batterieverschleiß).

Bei der Ausgestaltung von Anreizsystemen zum intelligenten Laden gilt es vor allem, finanzielle Kompensation, den Beitrag zur Energiewende und die aus intelligentem Laden resultierende effizientere Energienutzung zu berücksichtigen. Nichtfinanzielle Aspekte könnten in der Ausgestaltung der Nutzer:innenschnittstellen adressiert werden, z. B. in Form App-basierter Feedbacks zum individuellen Umweltbeitrag. Gerade für Fahrer:innen von Elektrofahrzeugen sind daneben weitere, weniger augenscheinliche Motivatoren wie etwa ein positives Nutzungserlebnis sowie die Einnahme einer gesellschaftlichen Vorreiterrolle relevant für die Inanspruchnahme intelligenter Ladesysteme.

Auf individueller Ebene beeinflusst der Erfahrungsstand zu preisgesteuerten Tarifmodellen sowie intelligentem Laden nachweislich die Akzeptanz von Elektroauto-Nutzer:innen. Eine zeitnahe Einführung mit überzeugender Kommunikation und entsprechenden Informationskampagnen zu den individuellen und gesellschaftlichen Vorteilen ist daher notwendig für den Erfolg von Tarifmodellen und intelligenten Lademanagementsystemen. Zu einem erfolgreichen Hochlauf gesteuerten Ladens könnte auch beitragen, Elektrofahrzeugfahrer:innen die Lademanagementsysteme im Vorfeld des Erwerbs zugehöriger Hard- und Software zunächst im Alltag erproben zu lassen.

Ökonomische und ökologische Potenziale

Das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen kann positive Effekte auf Haushaltsstrompreise, Netzbelastung

und Emissionen haben. Es ist auch eine finanzielle Vorteilhaftigkeit von gesteuertem Laden gegeben, sofern Großhandelspreise an Elektrofahrzeugfahrende weitergegeben werden können. Forschungsbedarf besteht jedoch bei der Frage, ob die aufgezeigten Kostenunterschiede zwischen gesteuertem und ungesteuertem Laden Fahrzeugbesitzenden ausreichend attraktive Anreize für die Teilnahme an Lastmanagement bieten.

Als ökologischer Vorteil des gesteuerten Ladens ist anzunehmen, dass die Nutzung von erneuerbaren Energien erhöht und der Betrieb konventioneller Kraftwerke vermindert wird. Was wiederum im Vergleich zum ungesteuerten Fall zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen führt (Gleiches gilt beispielsweise für die NO_x-Emissionen). Verstärkt wird dies durch die Berücksichtigung von residuallastbasierten Preissignalen beim Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien oder bei Vorhandensein einer eigenen PV-Anlage. Möchte man, dass diese potenziellen positiven Effekte gehoben werden, so müsste die Regulatorik in der Form angepasst werden, dass die ökologischen Anreize sich für die umsetzenden Personen bzw. Akteure auch monetär abbilden lassen.

6 GLOSSAR UND ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS



6 GLOSSAR UND ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BEGRIFF	ABKÜRZUNG	ENGL. BEZEICHNUNG	
Aggregator		Definition nach https://www.energieagentur.nrw/netze/aggregatoren „Als Aggregatoren werden Akteure bezeichnet, die Energie handeln und liefern, ohne dabei eigene Bilanzkreise zu bewirtschaften. Ihr Geschäftsmodell besteht vor allem darin, Erzeugungsanlagen, flexible Verbraucher und Speichersysteme zu poolen und zu vermarkten. Sie skalieren damit kleine Anlagen auf ein handelbares Volumen.“	
Bilanzkreisverantwortlicher	BKV	Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) fasst in einem Bilanzkreis (virtuelles Konto für Strom- oder Gasmengen) alle bei ihm registrierten Einspeise- und Entnahmestellen zusammen und bilanziert und saldiert diese.	
Demand Response (DR)-Programme		Ermöglichen eine rechtzeitige Anpassung der Verbrauchernachfrage an die Stromversorgungsbedingungen, was dazu beiträgt, Unterbrechungen und Schwankungen der Stromerzeugung auszugleichen.	
De-minimis-Anlage		Stromerzeugungsanlage von 10 kW bis zu 10 MWh	
Durchdringungsrate		Anteil von Elektrofahrzeugen am Gesamtfahrzeugbestand im betrachteten Netzgebiet	
Elektrofahrzeug	EV	Hier als Batterie-Elektrofahrzeug (BEV) verstanden	Electric Vehicle (EV)
Elektromobilitätsdienstleister	eMSP	Anbieter Elektromobilitätsdienstleistungen (u. a. Ladekarten)	e-mobility service provider
eMobility Interoperation Protocol	eMIP	Kommunikationsschnittstelle zwischen Ladeinfrastrukturbetreiber, Roaming-Anbieter und Mobilitätsdienstleister	
Energie- und Leistungsmanagementsystem	EMS	Ein Energie- und Leistungsmanagement optimiert die Planung und der Betrieb von energietechnischen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten.	
Energiewirtschaftsgesetz	EnWG		
Flexibilitätsband		Korridor der Bezugsleistung über die Zeit	
Flexibilitätsvermarkter		Form eines Aggregators	
Hochtarif oder auch Tagesstrom	HT	Als Tagstrom wird Strom bezeichnet, der tagsüber zwischen 6 und 22 Uhr verbraucht und getrennt gezählt und abgerechnet wird (Hochlastzeitfenster).	
Intelligentes Messsystem	iMSys	Ein intelligentes Messsystem besteht aus dem Zusammenspiel aus digitalen Messeinrichtungen und Smart-Meter-Gateway.	
Jahresleistungsentgelt		Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis (in Euro pro Kilowatt) und der Jahreshöchstleistung (in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr).	
Ladeinfrastruktur	LIS	Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge	Electric Vehicle Supply Equipment (EVSE)
Ladeinfrastruktur-/Ladesäulenbetreiber	CPO	Betreiber der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge	Charge Point Operator
Lademanagement		Lademanagement beschreibt die Regelung der Ladeleistung je Ladepunkt innerhalb einer Ladestation oder einem Verbund von Ladestationen.	
Ladezustand	SoC	Mit dem Begriff SoC wird der Ladezustand der Traktionsbatterie eines Elektrofahrzeugs bezeichnet.	State of Charge

Last		Last ist die Leistung, die einem Stromnetz entnommen wird.
Lastmanagement		Lastmanagement zielt auf eine Optimierung der Netzbezugsleistung aller Verbraucher und Erzeuger einer Liegenschaft ab.
Leistungsentgelte		Das Leistungsentgelt ist ein Netzentgeltanteil, welcher abhängig vom maximalen Leistungsbedarf ist und bei Kunden ohne Leistungsmessung (SLP) entfällt.
Letztverbraucher		Ist gem. § 3 Nr. 25 EnWG jede Person, die Strom zum Eigenverbrauch kauft und nicht weiterveräußert. Auch Elektrofahrzeuge gelten im Energierecht als Letztverbraucher.
Letztverbraucherabsatz		Die an Letztverbraucher gelieferte Energiemenge.
Messstellenbetreiber	MSB	Der Messstellenbetreiber ist zuständig für Einbau, Betrieb, Ablesung und Wartung von Stromzählern sowie für die eigentliche Messung.
Netzbetreiber	NB	Der Netzbetreiber ist für den ordnungsgemäßen Betrieb des Stromnetzes zuständig. Er stellt die gesamte Infrastruktur bereit, über die Stromanbieter bzw. Stromlieferanten den Strom zu Kund:innen liefern können.
Netzdienliches Laden		Beeinflussung des Lastverhaltens des Anschlussnehmers durch den Netzbetreiber z. B. mithilfe von Zeit-/Lastfenstern, Ad-hoc-Steuerungssignalen und finanziellen Anreizen
Netzentgelt		Das Netzentgelt pro Entnahmestelle besteht aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde.
Netzleitsystem/Netzleittechnik		Umfasst die Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik von Netzen.
Netzverknüpfungspunkt		Der Netzverknüpfungspunkt ist die der Kund:innenanlage am nächsten gelegene Stelle im Verteilnetz, an der weitere Kund:innen angeschlossen sind oder angeschlossen werden können
Netzverträgliches Laden		Allein kund:innenseitig gesteuertes Laden zur Einhaltung der mit dem Netzbetreiber vertraglichen vereinbarten Verpflichtungen
Niedertarif; auch Nachtstrom	NT	Als Nachtstrom wird Strom bezeichnet, der nachts (zwischen 22 und 6 Uhr) verbraucht und getrennt gezählt und abgerechnet wird. Nachtstrom ist üblicherweise 10 bis 20 Prozent günstiger als Tagstrom.
Open Automated Demand Response	OpenADR	Frei verfügbares Kommunikationsprotokoll zur Unterstützung von Versorgungsunternehmen bei der Verwaltung von dezentralen Energieerzeugern (z. B. als Schnittstelle zwischen Betreiber der Ladeinfrastruktur und Verteilnetzbetreiber)
Open Charge Point Interface	OCPI	Schnittstelle zwischen Ladestationen für Elektrofahrzeuge und Anbieter der Elektromobilitätsdienstleistungen (eMSP)
Open Charge Point Protocol	OCPP	Kommunikationsschnittstelle zwischen Backend und Ladeinfrastruktur
Open Clearing House Protocol	OCHP	Kommunikationsschnittstelle zwischen Ladeinfrastrukturbetreiber, Roaming-Anbieter und Mobilitätsdienstleister
Open interchange Protocol	OICP	Kommunikationsschnittstelle zwischen Ladeinfrastrukturbetreiber, Roaming-Anbieter und Mobilitätsdienstleister

Open Platform Communications Unified Architecture	OCP/UA	Protokollstandard für den Datenaustausch als plattform-unabhängige, serviceorientierte Architektur (z.B. als Schnittstelle zwischen Betreiber der Ladeinfrastruktur und Verteilnetzbetreiber)	
Open Smart Charging Protocol	OSCP	Protokollstandard als mögliche Schnittstelle zwischen Betreiber der Ladeinfrastruktur und Verteilnetzbetreiber	
Originalausrüstungshersteller	OEM	Ein Erstausrüster ist ein Hersteller von Komponenten oder Produkten, die dieser nicht selbst in den Einzelhandel bringt. Der Begriff OEM wird in der Automobilindustrie synonym mit Fahrzeughersteller verwendet.	Original Equipment Manufacturer
Preissteuerung, direkt		Eine direkte Preissteuerung liegt vor, wenn ein Elektrofahrzeug allein basierend auf zeitlich aufgelösten Preissignalen die Ladestrategie anpasst.	
Preissteuerung, indirekt		Eine indirekte Preissteuerung repräsentiert eine Ladestrategie, basierend auf einer Gesamtoptimierung, in die Preissignale miteingehen.	
Registrierende Leistungsmessung	RLM	Die registrierende Leistungsmessung, auch registrierende Lastgangmessung, beschreibt einen Messvorgang durch Energieversorger bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh elektrischer Energie bzw. mehr als 1,5 GWh Gas.	
Residuallast		Stromnachfrage abzüglich Erzeugung aus wetterabhängigen erneuerbaren Energien	
RLM-Kunde		Kunden mit registrierender Leistungsmessung	
SLP-Kunde		Kunden ohne Leistungsmessung	
Smart-Meter-Gateway	SMGW	Das Smart-Meter-Gateway ist die zentrale Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, welches nach den Vorgaben des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik entwickelt wurde. Die Hauptaufgabe des Smart-Meter-Gateways ist die sichere Datenübertragung im intelligenten Messsystem.	
Standardlastprofil	SLP	Ein Standardlastprofil ist ein repräsentatives Lastprofil, mit dessen Hilfe der Lastgang einer Marktlokation ohne registrierende Leistungsmessung prognostiziert und bilanziert wird.	
Strombeschaffungskosten		Als Strombeschaffungskosten werden die Aufwendungen bezeichnet, die ein Energieversorger oder ein Stromhändler aufbringen muss, um eine gewünschte Menge Strom beispielsweise von der Strombörse zu beziehen.	
Technische Anschlussbedingungen	TAB	Sind allgemeine Geschäftsbedingungen der Verteilnetzbetreiber, die Vorgaben für die elektrischen Anlagen der Endkund:innen enthalten.	
Technische Anwendungsregeln	TAR	Fassen die wesentlichen Regeln zusammen, die beim Anschluss von Kund:innenanlagen an die öffentlichen Energieversorgungsnetze zu beachten sind.	
Übertragungsnetzbetreiber	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber sind Dienstleistungsunternehmen, die die Infrastruktur der überregionalen Stromnetze zur elektrischen Energieübertragung operativ betreiben, für bedarfsgerechte Instandhaltung und Dimensionierung sorgen und Stromhändlern/Stromlieferanten diskriminierungsfrei Zugang zu diesen Netzen gewähren.	transmission system operator (TSO)

Verteilnetzbetreiber	VNB	Ein Verteilnetzbetreiber ist ein Unternehmen, das Strom- bzw. Gasnetze zur Verteilung an Endverbraucher betreibt.	Distributed System Operator (DSO)
Verteilte Energieressourcen	DER	Energiequellen & -verbraucher wie Elektrofahrzeuge oder Photovoltaikanlagen, die durch Aggregation zur stabilen Energieerzeugung beitragen.	Distributed Energy Resources
Virtual End Node	VEN	Ladenetzbetreiber (CPO) oder ein Gebäudemanager	
Virtual Top Node	VTN	Energieversorger oder Netzbetreiber	
Virtuelles Kraftwerk		Ein virtuelles Kraftwerk ist eine Zusammenschaltung von dezentralen Stromerzeugungseinheiten.	
Web-Application Programming Interface	Web-API	Eine Web-API ist eine Programmierschnittstelle, mit der Funktionsaufrufe über das Internet Dritten gesichert zugänglich gemacht werden können. Grundlage hierfür ist in der Regel http als Übertragungsprotokoll. Der Austausch von strukturierten Daten erfolgt häufig über Formate wie XML oder JSON.	

LITERATURVERZEICHNIS

Bailey, J. und Axsen, J. (2015): Anticipating PEV buyers' acceptance of utility controlled charging. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 82, 29-46.

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2015): Diskussionspapier Smart Grids Ampelkonzept. Ausgestaltung der gelben Phase, https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20150310_Smart-Grids-Ampelkonzept.pdf, Zugriff am 10.11.2020.

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2017): Diskussionspapier Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz, https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf, Zugriff am 10.11.2020.

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2019): Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt – Strom und Gas, Berlin.

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2020): BDEW-Strompreisbestandteile Januar 2020 – Haushalte und Industrie, Berlin.

Bundesnetzagentur (2020): Preise und Rechnungen – Wie setzt sich der Strompreis zusammen?, <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/WieSetztSichDerStrompreisZusammen.html>, Zugriff am 1.9.2020.

Dütschke, E. und Paetz, A. G. (2013): Dynamic electricity pricing – Which programs do consumers prefer? *Energy Policy*, 59, 226–234.

Dütschke, E., Paetz, A. G. und Wesche, J. (2013): Integration Erneuerbarer Energien durch Elektromobilität – inwieweit sind Konsumenten bereit, einen Beitrag zu leisten? *uwf UmweltWirtschaftsForum*, 21(3–4), 233–242.

EASE – European Association for Storage of Energy (2019): *Energy Storage: A Key Enabler for the Decarbonisation of the Transport Sector*, Brussels.

Kern, T., Dossow, P. und von Roon, S. (2020): Integrating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles into the Electricity Markets. *Energies*, 13, 5812.

Kämpfe, B., Zimmermann, J., Dreisbusch, M., Grimm, A.-L., Schumann, J.-H., Naujoks, F. et al. (2019): Preferences and perceptions of bidirectional charging from a customer's perspective. A literature review and qualitative approach. In: *Netzintegration der Elektromobilität 2019, Conference Proceedings*, Wiesbaden: Springer Verlag.

Kühnbach, M. et al. (2020): Impact of electric vehicles: Will German households pay less for electricity? *Energy Strategy Reviews*, 32, 100568.

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom und E-Bridge Consulting (2020): *Zeitvariable Netztarife und intelligentes Energiemanagement für flexible Netzkunden*, https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2020/06/Studie-Mitnetz_E-Bridge_Zeitvariable-Netztarife_Intelligente-Energiemanagementsysteme_Juni-2020.pdf, Zugriff am 10.11.2020.

NPM – Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (2020a): *Netzintegration von Elektromobilität – Basis für eine erfolgreiche Sektorkopplung. Eine Definition*. Hrsg. von Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin.

NPM – Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (2020b): *Schwerpunkt-Roadmap zum intelligenten Lastmanagement*. Hrsg. von Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin.

Scherrer, A., Burghard, U., Wietschel, M. und Dütschke, E. (2019): Early Adopter von E-Fahrzeugen: Ladeleistungen, Eigenerzeugung und Einstellungen zum Lademanagement. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 69(11), 23–26.

Sovacool, B., Noel, L., Axsen, J. und Kempton, W. (2018): The neglected social dimensions to a vehicle-to-grid (V2G) transition: A critical and systematic review. *Environmental Research Letters*, 13(1), 2–19.

Wietschel, M., Kühnbach, M. und Rüdiger, D. (2019): *Die aktuelle Treibhausgasemissionsbilanz von Elektrofahrzeugen in Deutschland*. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe (Working Paper Sustainability and Innovation), <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-537432.html>, Zugriff am 11.11.2020.

