

Hochschule Ruhr West
Energie- und Wasserökonomik Mülheim an der Ruhr

Masterarbeit

Geschäftsmodellanalyse für
Vehicle-to-Grid-Anwendungen

Eingereicht bei: Prof. Dr. Carsten Sander

und

Prof. Dr. Lilia Pasch

Abgabedatum: 01. Juli 2022

Maximilian Ortmann

Matrikel Nr. 10006320

Im Dahl 4

45968 Gladbeck

Energie- und Wasserökonomik M. Sc.

6. Semester

Abgabedatum: 01.07.2022

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis.....	VI
1 Einleitung	7
1.1 Problemstellung	8
1.2 Zielsetzung und Methodik	10
2. Grundlagen	12
2.1 Vehicle-to-Grid und Grid-to-Vehicle	12
2.1.1 Technisches Konzept	12
2.1.2 Potenzial von Vehicle-to-Grid	15
2.1.3 Vorreiter und Geschäftsmodelle	19
2.1.4 Aktuelle Herausforderungen	21
2.2 Geschäftsmodellakteure.....	24
2.2.1 Netzbetreiber.....	24
2.2.2 Energieversorgungsunternehmen.....	25
2.2.3 Kund*innen.....	27
2.3 Geschäftsmodelle und Bewertungsmethodik	28
2.3.1 Geschäftsmodelle.....	28
2.3.2 Geschäftsmodellinnovation	29
2.3.3 Bewertungsmethodik	31
2.3.4 Bewertungskriterien.....	32
3. Geschäftsmodelle für Vehicle-to-Grid-Anwendungen.....	36
3.1 Preisgesteuertes Laden	36
3.1.1 Konzept.....	36
3.1.2 Business Model Canvas – preisgesteuertes Laden	40
3.1.3 Bewertung und Einordnung	44
3.2 Netzgesteuertes Laden.....	47

3.2.1 Konzept.....	47
3.2.2 Business Model Canvas – netzgesteuertes Laden.....	48
3.2.3 Bewertung und Einordnung.....	51
4. Vergleichende Analyse.....	54
5. Handlungsempfehlungen.....	56
6. Fazit und Ausblick.....	57
6.1 Fazit.....	57
6.2 Ausblick.....	59
Literaturverzeichnis.....	62

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Neuzulassungen von BEV und PHEV in Deutschland von 2012 bis 2021	8
Abbildung 2: Gängiges Lastprofil eines Haushalts mit und ohne Elektrofahrzeug	9
Abbildung 3: Basisschema für Vehicle-to-Grid-Konzepte	13
Abbildung 4: Fahrzeugbestand von BEV und PHEV in Deutschland von 2011 bis 2021	16
Abbildung 5: Mittlere Jährliche Stromaufnahme durch Speichertechnologien im Jahr 2045 .	17
Abbildung 6: Neuzulassungen von BEV in Deutschland nach Herstellern im ersten Halbjahr 2021	22
Abbildung 7: Öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur in Deutschland nach Ladegeschwindigkeit von 2011 bis 2021	23
Abbildung 8: Business Model Canvas nach Osterwalder/Pigneur.....	30
Abbildung 9: Volatile Intraday-Strompreise in Deutschland.....	37
Abbildung 10: Erlöspotenzial von preisgesteuertem Laden von EV nach Teske et al. (2021)	39
Abbildung 11: Nettostromerzeugung in Deutschland für Kalenderwoche 12 im Jahr 2022 ...	47

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ladeszenarien mit Anwendungsfällen und weiteren Charakteristika.....	18
Tabelle 2: Ausgewählte europäische Projekte als Vorreiter für V2G-Anwendungen	19
Tabelle 3: Scoring-Modell für V2G-Geschäftsmodelle aus Sicht der EVU, NB und Kund*innen	35
Tabelle 4: Tabellarischer Business Model Canvas für preisgesteuertes Laden	40
Tabelle 5: Scoring-Modell für preisgesteuertes Laden	44
Tabelle 6: Tabellarischer Business Model Canvas für netzgesteuertes Laden	48
Tabelle 7: Scoring-Modell für netzgesteuertes Laden	51

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom
BEV	Battery Electric Vehicle
B2C	Business to Customer
DC	Gleichstrom
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EV	Electric Vehicle
EVU	Energieversorgungsunternehmen
gMSB	Grundzuständiger Messstellenbetreiber
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
G2V	Grid-to-Vehicle
IKT	Informations- und Kommunikationsinfrastruktur
LIS	Ladeinfrastruktur
PHEV	Plug-in-Hybrid Electric Vehicle
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
V2G	Vehicle-to-Grid
VGI	Vehicle-Grid-Integration
WKA	Windkraftanlagen

1 Einleitung

Die Energiewende schreitet in Deutschland weiter voran und die im Jahr 2021 neu gewählte Bundesregierung setzt dafür deutliche Zeichen in ihrem Koalitionsvertrag. Bis 2030 sollen 80 Prozent des antizipierten Strombedarfs von 680-750 Terawattstunden (TWh) aus erneuerbaren Energien (EE) stammen.¹ Insbesondere Windkraft und Solarenergie sollen in Deutschland ihre bereits sehr relevante Rolle weiterentwickeln und einen Großteil dieses Strombedarfs erzeugen. So gibt die Bundesregierung ein neues Ausbauziel von 200 Gigawatt (GW) installierter Leistung für Photovoltaik (PV) vor und möchte zwei Prozent der Landesfläche für Windenergie ausweisen. Außerdem sollen bürokratische Hürden und langwierige Genehmigungsprozess vereinfacht und reduziert werden.²

Der Ausbau der EE führt aufgrund der zunehmenden volatilen Einspeisung zu einer höheren Netzbelastung. Dadurch wiederum wird das Potenzial der regenerativen Energiequellen nicht optimal genutzt, wenn beispielsweise Windkraftanlagen (WKA) abgeregelt werden müssen.³

Ein weiterer Baustein der Energiewende und vor allem auch der Mobilitätswende stellt die Elektromobilität dar. Deutschland erlebt seit wenigen Jahren einen Markthochlauf, der sich in rasant steigenden Zulassungszahlen von Elektrofahrzeugen (electric vehicle: EV) und dem Ausbau der deutschlandweiten Ladeinfrastruktur darstellt.⁴ Abbildung 1 (siehe S. 8) zeigt ein nahezu exponentielles Wachstum für neuzugelassene vollelektrische Fahrzeuge (battery electric vehicle: BEV) sowie für Plug-In-Hybride (PHEV).

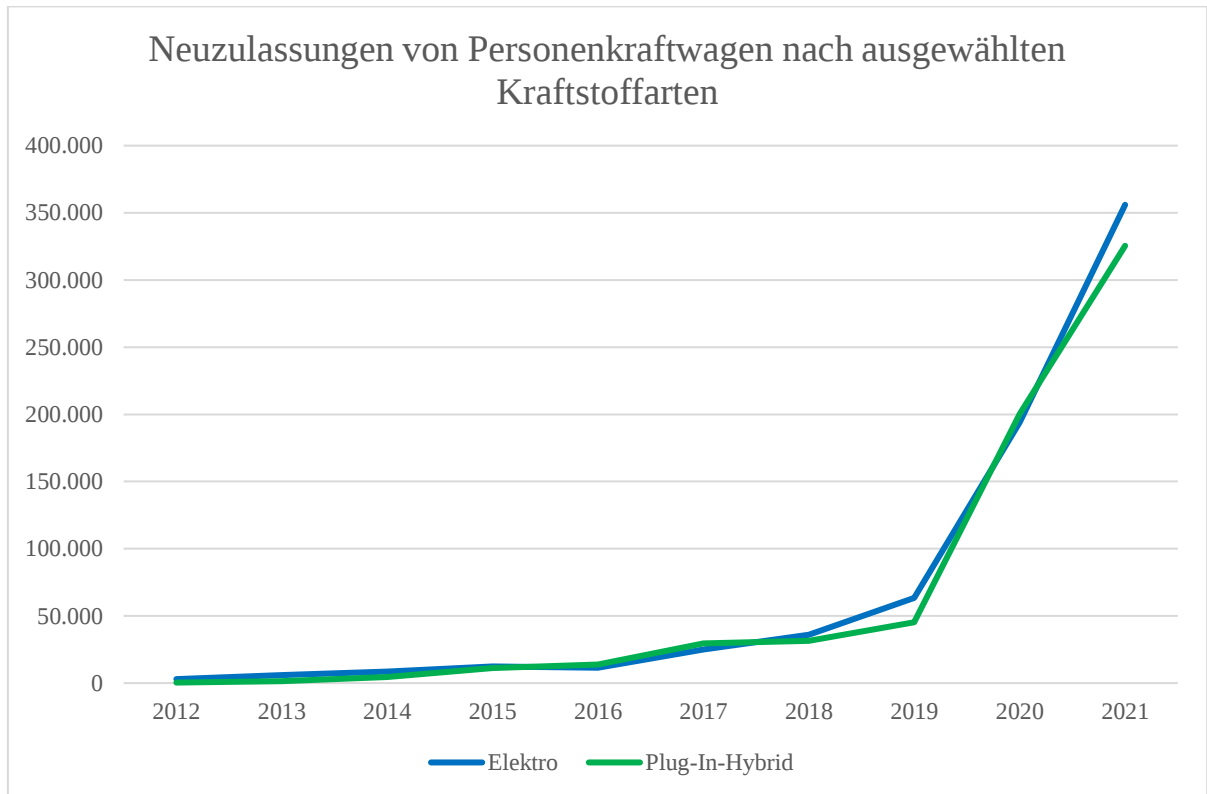
¹ Vgl. Bundesregierung (2021), S. 44.

² Vgl. Bundesregierung (2021), S. 44f.

³ Vgl. Sywottek (2019), S. 111.

⁴ Vgl. Wolff (2022), S.1f.

Abbildung 1: Neuzulassungen von BEV und PHEV in Deutschland von 2012 bis 2021



Quelle: Eigene Darstellung nach Daten des Kraftfahrtbundesamtes (2022).

1.1 Problemstellung

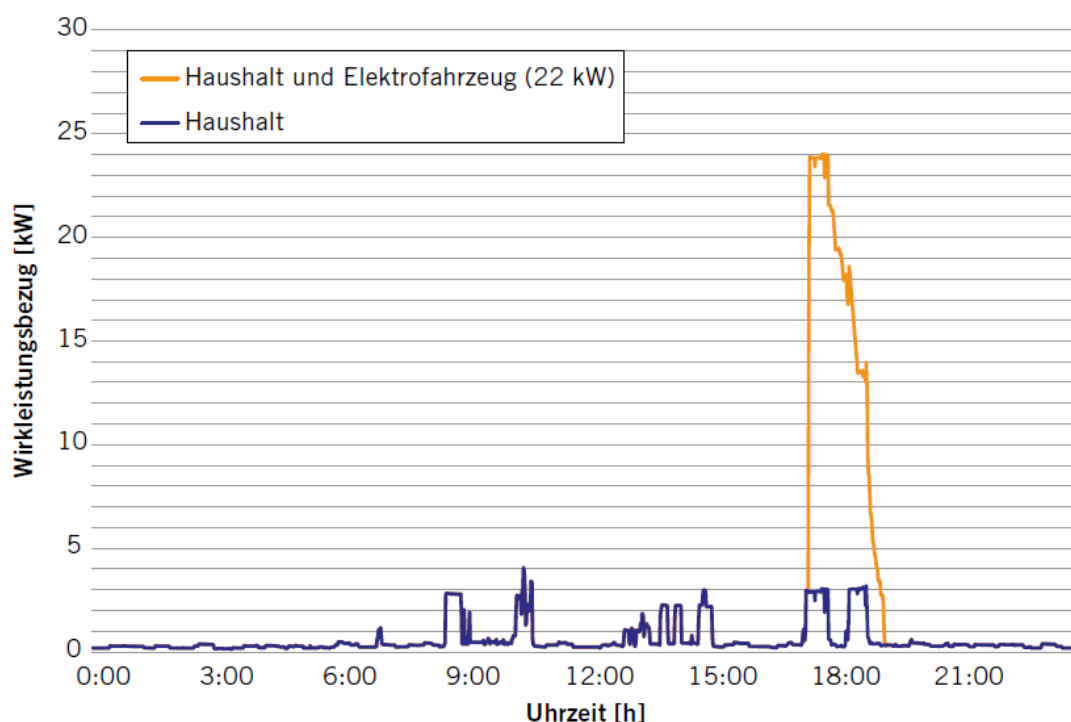
Ausgehend von diesen beiden Entwicklungen bedeutet die Elektromobilität im Kontext des Stromnetzes vor allem wieder eines: zusätzliche Belastung. Diese äußert sich in hybrider Art und Weise durch erhöhte Leistungsnachfrage sowie absolut gesehen durch einen zusätzlichen Energieverbrauch.⁵

Im Extremfall wirken diese beiden Kräfte in entgegengesetzte Richtungen, wodurch ein großes Angebots-Nachfrage-Gefälle entstehen kann. Damit die Energiewende hinsichtlich des Ausbaus der EE und dem Markthochlauf der Elektromobilität gelingen kann, bedarf es einer entsprechenden Netzintegration der EV.

⁵ Vgl. Göhler (2019), S. 8.

Typische Lastspitzen durch Elektrofahrzeuge werden zum späten Nachmittag und frühen Abend ab 17 bis 19 Uhr beschrieben.⁶ In Wintermonaten fällt Strom aus PV-Anlagen weitestgehend weg. Ebenso das Heimladen der EV über 11 kW-Wallboxen über Nacht findet in einem Zeitraum ohne Sonneneinstrahlung statt. Kommt es nun zur Dunkelflaute (keine Sonneneinstrahlung und kaum Wind zur gleichen Zeit, z. B. häufig nachts im Winter), brechen bezogen auf den Ausbauplan der Bundesregierung bis zu 80 Prozent der Energieerzeugung weg und es kommt zu enormen Versorgungsschwierigkeiten und Netzininstabilitäten.⁷

Abbildung 2: Gängiges Lastprofil eines Haushalts mit und ohne Elektrofahrzeug



Quelle: Wunsch (2020).

Abbildung 2 (siehe S. 9) verdeutlicht diesen Sachverhalt anhand eines gängigen Lastprofils für einen Haushalt mit und ohne ein ladendes Elektrofahrzeug. Aufgrund potenziell hoher Ladeleistungen kommt es zu den genannten Peak-Zeiten zu enormen Leistungsabfragen, mit denen das derzeitige Stromnetz nicht aufrechterhalten werden kann. Besonders auf Verteilnetzebene können VNB, in Regionen mit hoher Dichte an Elektrofahrzeugen, unter diesen Umständen keine Versorgungssicherheit mehr gewährleisten.⁸

⁶ Vgl. Ried (2021), S. 2.

⁷ Vgl. Bühler et al. (2015), S. 1f.

⁸ Vgl. Wunsch (2020), S. 64f.

Mit dieser Problemstellung sehen sich in erster Linie Verteilnetzbetreiber (VNB) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) konfrontiert, welche verantwortlich für die Sicherstellung der Netzstabilität sind. Teil der Lösung können aber auch die Akteure der Energieversorgungsunternehmen (EVU) und die Verbraucher*innen bzw. E-Fahrzeughalter*innen sein. Ein wichtiger Ansatzpunkt dafür können die Elektrofahrzeuge selbst sein, welche den Großteil der Zeit über eine Ladestation an das Stromnetz angeschlossen sind und vor allem in Summe eine enorme Speicherleistung aggregieren.

Um die EV als Stromspeicher nutzbar zu machen, kommen Vehicle-to-Grid- und Grid-to-Vehicle-Anwendungen (V2G, G2V) zum Einsatz, welche es ermöglichen, die gespeicherte Energie in den Fahrzeugbatterien bei Bedarf in das Stromnetz zurückzuspeisen und Ladevorgänge auch bei einer Überschusseinspeisung der erneuerbaren Energien auszulösen.⁹ Dieses Konzept wirkt sich gleich doppelt positiv auf das Stromnetz aus. Lastspitzen zu den genannten Uhrzeiten werden allein aufgrund des Nichtladens geglättet (peak shaving) und gleichzeitig wird ggf. zusätzlich benötigte Energie zurückgespeist (valley filling).¹⁰

Bisher gibt es nur wenige Pilotprojekte, die in unterschiedlicher Ausprägung die V2G-Technologie nutzbar machen.¹¹ Damit aber ein signifikanter Nutzen für die Gesamtheit des Stromnetzes entsteht, muss die Technologie eine gewisse Marktdurchdringung erreichen. Da viele der Elektrofahrzeuge von Privatpersonen genutzt und zuhause aufgeladen werden, sind diese ein Ansatzpunkt, um die Technologie flächendeckend zu integrieren, insbesondere wenn sich der steigende Trend im privaten Individualverkehr zusammen mit dem anhaltenden Markthochlauf der Elektrofahrzeuge fortsetzt oder sogar beschleunigt.¹² Dazu bedarf es einer Analyse der relevanten Akteure und deren Anreize, V2G-Anwendungen zu implementieren und zu nutzen.

1.2 Zielsetzung und Methodik

Die Fragestellung dieser Arbeit bezieht sich auf die Ausgestaltung von Geschäftsmodellen für V2G-Anwendungen. Dabei stehen Privatkund*innen sowie kommunal und gewerblich genutzte Fahrzeuge und Fahrzeugflotten im Vordergrund, welche die Kapazität aus den Fahrzeugbatterien nicht über den Regelenenergiemarkt anbieten wollen oder können. Der

⁹ Vgl. Reichert/Schriewer (2021), S. 2.

¹⁰ Vgl. Teske et al (2021), S. 1.

¹¹ Beispielsweise: i-rEzEPT (Kopplung von Solaranlage und bidirektionalem Laden des Elektrofahrzeugs zur Maximierung des Eigenverbrauchs), Präqualifikation eines Nissan Leafs für die Primärregelleistung von The Mobility House, Enervie und Amprion.

¹² Vgl. Kraftfahrtbundesamt (2021).

Regelenergiemarkt zeichnet sich durch bürokratische und regulatorische Hürden im Präqualifikationsprozess aus, wodurch die Attraktivität in den derzeitigen Strukturen unattraktiv sein kann, insbesondere bei Einzelfahrzeugen von Privatkund*innen.

Deshalb gilt es für die benannten Kundensegmente, Geschäftsmodelle zu erarbeiten, welche den drei wesentlichen Akteuren Netzbetreiber, EVU und Kund*innen Anreize liefern, V2G-Anwendungen anzubieten und zu nutzen. Daraus ergeben sich folgende Forschungsfragen:

1. Welche Akteure haben welche Anreize bei der Implementierung von V2G-Anwendungen?
2. Welche Geschäftsmodelle können aufgestellt werden und welche Rolle nehmen dabei die jeweiligen Akteure ein?
3. Wie lassen sich diese Geschäftsmodelle hinsichtlich ihres Nutzens bewerten und welcher Handlungsbedarf besteht, damit diese umsetzbar werden?

Die Arbeit fokussiert sich dabei auf zwei unterschiedliche Ausgestaltungen von V2G-Geschäftsmodellen:

1. Preisgesteuertes Laden: Ladevorgänge und Rückeinspeisung werden durch Preisanreize ausgelöst. Ziel ist es, bei günstigen Strompreisen Ladevorgänge auszulösen, die im Idealfall dann realisiert werden, wenn viel Strom durch erneuerbare Energien eingespeist wird und dieser auch entsprechend abgenommen werden muss. Die Rückspeisung erfolgt demnach dann, wenn wenig Strom eingespeist wird und die Preise für Strom hoch sind. Die Herausforderung dabei besteht in der Kopplung der Fahrzeuge mit Preissignalen aus dem Markt und Netz.
2. Netzgesteuertes Laden: Ladevorgänge werden nicht oder nur leistungsgedrosselt zu Peak-Zeiten in der Stromnachfrage durchgeführt. Eine Rückeinspeisung aus dem Fahrzeug in das Stromnetz kann hier auch optional erfolgen, sofern die Stabilität des Stromnetzes dies erfordert. Die Kund*innen werden dabei durch verbesserte Ladebedingungen z. B. in Form von günstigen Tarifen unterhalb des Haushaltsstrompreises angereizt.

Die Entwicklung der Geschäftsmodelle erfolgt über die *Business Model Generation* nach Osterwalder/Pigneur (2010), welche ein innovatives Geschäftsmodell durch neun Elemente¹³ beschreiben. Mittels eines Business Model Canvas werden die Modelle strukturiert und

¹³ Kundensegmente, Kundenbeziehungen, Wertangebot, Kanäle, Schlüsselressourcen, Schlüsselaktivitäten, Schlüsselpartner, Kostenstruktur, Erlösmodell.

übersichtlich dargestellt.¹⁴ Da diese Methodik die Geschäftsmodelle vor allem aus der Anbieterpersicht mit wirtschaftlichem Fokus darstellt, bedarf es einer weiterführenden Betrachtung wie sich die Modelle auf die Kund*innen auswirken und welche technischen Bestandteile und Effekte relevant sind, insbesondere welche Effekte sich auf die Netzstabilität auswirken.

Die Bewertung erfolgt anschließend über ein Scoring-Modell aus Sicht der drei wesentlichen Akteure (NB, EVU, Kunde). Die Bestandteile sind u. a. die technische Umsetzbarkeit, Erlöspotenzial, Vorteile entsprechend der Rolle der Akteure (Netzstabilität beim NB, günstige Ladebedingungen bei den Kund*innen, Stromabsatz beim EVU etc.) sowie Nachteile bei den Kund*innen durch Nutzungseinschränkungen des Fahrzeugs.

2. Grundlagen

In den folgenden Kapiteln werden die theoretischen und methodischen Grundlagen, auf deren Basis die Entwicklung und die Analyse der Geschäftsmodelle erfolgt, dargestellt.

2.1 Vehicle-to-Grid und Grid-to-Vehicle

Nachstehend werden die theoretischen Grundlagen zu Vehicle-to-Grid- und Grid-to-Vehicle-Anwendungen dargestellt. Es werden die zentralen Begriffe definiert und die relevanten Rahmenbedingungen und Potenziale erläutert. Darüber hinaus werden aktuelle Herausforderungen und Pilotprojekte beleuchtet, welche es ermöglichen die V2G-Technologie in den energiewirtschaftlichen Kontext einzuordnen.

2.1.1 Technisches Konzept

Bereits im Jahr 2001 beschreiben Kempton et al. erstmals das V2G-Konzept (Vehicle-to-Grid Power; V2G) und prägen diesen Begriff maßgeblich. Im Zusammenhang mit dem Ziel die Luftverschmutzung durch fossile Stromerzeugung mittels Stromeinspeisung aus elektrischen Fahrzeugen zu reduzieren, sehen Kempton et al. bereits frühzeitig das Potenzial der Bereitstellung von Spitzenlast durch EV. Dabei beziehen sie sowohl vollelektrische als auch hybride Antriebskonzepte sowie Brennstoffzellenfahrzeuge mit ein.¹⁵

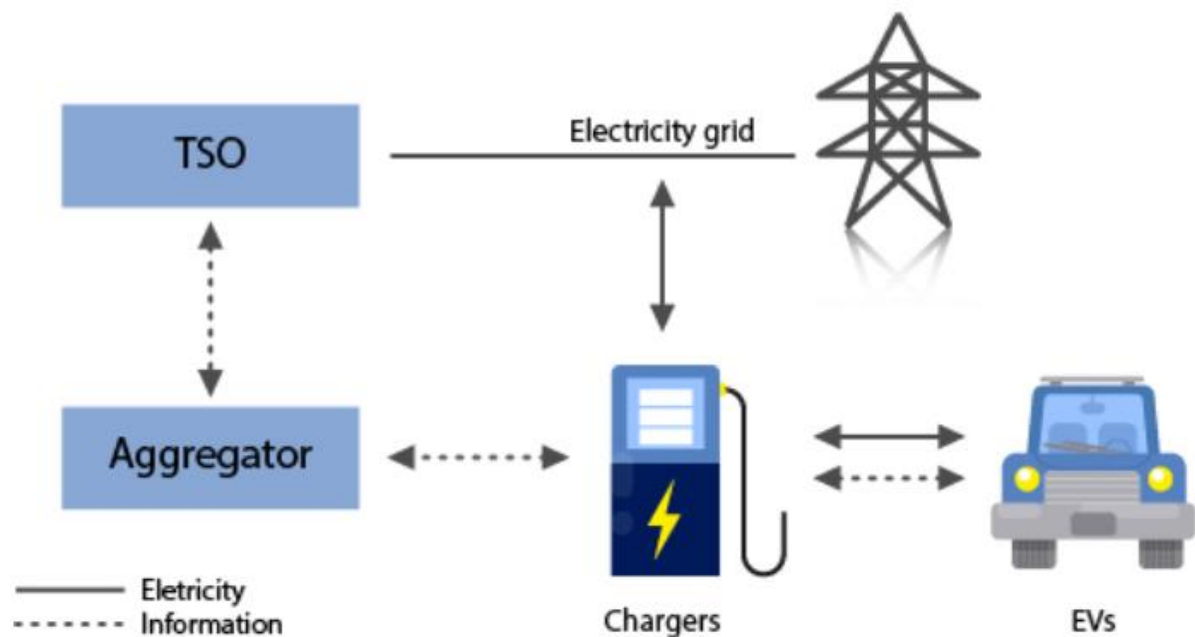
Abbildung 3 (siehe S. 13) zeigt das Basisschema für Vehicle-to-Grid-Konzepte. Die wesentlichen Bestandteile der Technik sind die Elektrofahrzeuge, die Ladestationen und das Stromnetz,

¹⁴ Vgl. Müller-Roterberg (2020), S. 128.

¹⁵ Vgl. Kempton et al. (2001), S. 1.

über die der elektrische Strom bidirektional übertragen wird. Darüber hinaus gibt es noch den Informationsfluss, der die Kommunikation zwischen dem EV und der Ladestation über einen Aggregator an den Netzbetreiber darstellt. Es wird hervorgehoben, dass neben dem bidirektionalen Energiefluss auch die Kommunikation zwischen den Akteuren und den technischen Anlagen von entscheidender Bedeutung ist.

Abbildung 3: Basisschema für Vehicle-to-Grid-Konzepte



Quelle: Ala et al. (2020), S. 5.

Die beiden Konzepte V2G und G2V lassen sich unter dem Begriff der Vehicle-Grid-Integration (VGI) subsumieren. Dieser beschreibt die intelligente Vernetzung und Kommunikation von BEV mit dem Stromnetz.¹⁶ Dabei bezeichnen V2G und G2V die Energieflussrichtung zwischen den beiden Komponenten Stromnetz und Fahrzeug.

G2V beschreibt die Energieflussrichtung vom Stromnetz zum EV und umfasst damit grundsätzlich alle Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen. G2V-Anwendungen gehen aber noch einen Schritt weiter und stellen die Steuerbarkeit der Ladevorgänge und die erforderliche Kommunikation des Netzes mit dem Fahrzeug in den Vordergrund.

Die Energieflussrichtung vom EV zurück in das Stromnetz wird als V2G bezeichnet. Das Fahrzeug wird zum mobilen Stromspeicher und kann elektrische Energie aus den Akkumulatoren

¹⁶ Vgl. Sovacool/Axsen/Kempton (2017), S. 381.

zurück in das Stromnetz einspeisen. Auch hier ist die Kommunikation zwischen Stromnetz und Fahrzeug von essenzieller Bedeutung.

Nachfolgend wird bei der Begriffsverwendung von V2G auch immer die G2V-Komponente mitgemeint. Die in dieser Arbeit untersuchten Geschäftsmodelle beinhalten bezüglich der Fahrzeugbatterieaufladung immer den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Stromnetz.

Die VGI lässt sich im Demand Side Management (DSM) einordnen. Das Demand Side Management bezeichnet alle Maßnahmen, die zur Steuerung des Energiebedarfs und des Verbraucherverhaltens eingesetzt werden. Der Einsatz von DSM-Maßnahmen im Kontext der Elektromobilität bezieht sich folglich auf die Steuerung der Verbraucherlast durch die Ladevorgänge der EV.¹⁷ Ziel des DSM und damit auch von VGI ist es, unter Berücksichtigung des energie-wirtschaftlichen Zieldreiecks (Versorgungssicherheit – Wirtschaftlichkeit – Umweltverträglichkeit), eine optimierte Bewirtschaftung des Energiesystems zu erreichen.¹⁸

Diese Steuerung kann dabei im Wesentlichen nach den zwei Faktoren Zeit und Leistung erfolgen. Eine isolierte Betrachtung der zeitlichen Dimension würde bedeuten, festzustellen, ob und zu welchem Zeitpunkt ein Ladevorgang stattfindet. Wird der Faktor Leistung hinzugezogen, ermöglicht dies eine deutlich komplexere und zielgerichtete Ladesteuerung. So kann zu bestimmten Zeitpunkten die Ladeleistung gedrosselt werden, sofern es die Netzstabilität erfordert und ein vollständiger Ladeabbruch nicht notwendig ist. Diese Steuerung ist selbstverständlich für beide Energieflussrichtungen möglich. Auch ein Entladevorgang kann zu bestimmten Zeitpunkten und mit einer bestimmten elektrischen Leistung ausgelöst werden.

Diesen Sachverhalt stellen Raab et al. (2021) in Bezugnahme zu unterschiedlichen Messkonzepten für die Netzintegration von EV in vier Stufen dar. Die erste Stufe stellt dabei das ungesteuerte Laden dar, bei der die Ladevorgänge unabhängig von Steuergrößen erfolgen und eine höhere Netz- und Betriebsmittelauslastung zu erwarten ist. Die zweite Stufe ist das gesteuerte Laden, welche es ermöglicht, Ladevorgänge abhängig von Anreizen auszulösen und somit Peak Shaving durch Vermeidung von Gleichzeitigkeit zu erreichen. Das intelligente Laden als nächste Stufe geht noch einen Schritt weiter und ermöglicht es im Sinne des DSM die Ladeleistung anhand von Steuergrößen dynamisch anzupassen. Zuletzt steht das intelligente

¹⁷ Vgl. Göhler/Schmaus/Klingler (2019), S. 19.

¹⁸ Vgl. Kandler (2016), S. 39.

bidirektionale Laden, welches die zuvor genannten Effekte in beide Energieflussrichtungen erzielen kann und damit ein höherer Flexibilitätsgrad entsteht.¹⁹

Damit V2G- und G2V-Anwendungen diese positiven Effekte optimal realisieren können, ist die Kommunikationsfähigkeit zwischen Stromnetz, Ladestation und EV essenziell. Die bidirektionalen Ladevorgänge können so ferngesteuert werden und nach bestimmten Parametern und Zielgrößen manuell oder automatisch ausgelöst werden.²⁰ An dieser Stelle wird zwischen zentral und dezentral gesteuertem Laden unterschieden. Für zentral gesteuertes Laden ist eine Informations- und Kommunikationsinfrastruktur (IKT) unabdingbar, welche den in Abbildung 3 (siehe S. 13) dargestellten Informationsfluss ermöglicht. Dezentrale Lademanagementsysteme benötigen keine IKT, da sich die Ladesteuerung unmittelbar am Ladestandort befindet.²¹

Solche Parameter können von unterschiedlichen Beteiligten kommuniziert werden. Je nach Anwendungsfall und Geschäftsmodell können rein auf netzbasierten Daten wie Frequenz, Einspeisemengen oder der Stromnachfrage Ladevorgänge ausgelöst, verhindert oder gesteuert werden. Außerdem können auch Marktdaten wie der Strompreis ein auslösender Parameter sein, welcher den Fahrzeugnutzer*innen einen Anreiz bietet, bei Strompreisschwankungen Ladestrom günstig einzukaufen oder durch eine Rückspeisung teurer zu verkaufen.

2.1.2 Potenzial von Vehicle-to-Grid

Das Potenzial von Vehicle-to-Grid-Anwendungen im Gesamtkontext ergibt sich zunächst aus der Summe der zur Verfügung stehenden Batteriekapazität in den Fahrzeugen. Für das Jahr 2019 betrug die Zahl gemeldeter Elektrofahrzeuge rund 7,9 Millionen weltweit. Bei der Annahme einer durchschnittlichen Kapazität der Akkumulatoren von 30 kWh würde die potenzielle Energiespeicherkapazität 237 GWh betragen.²²

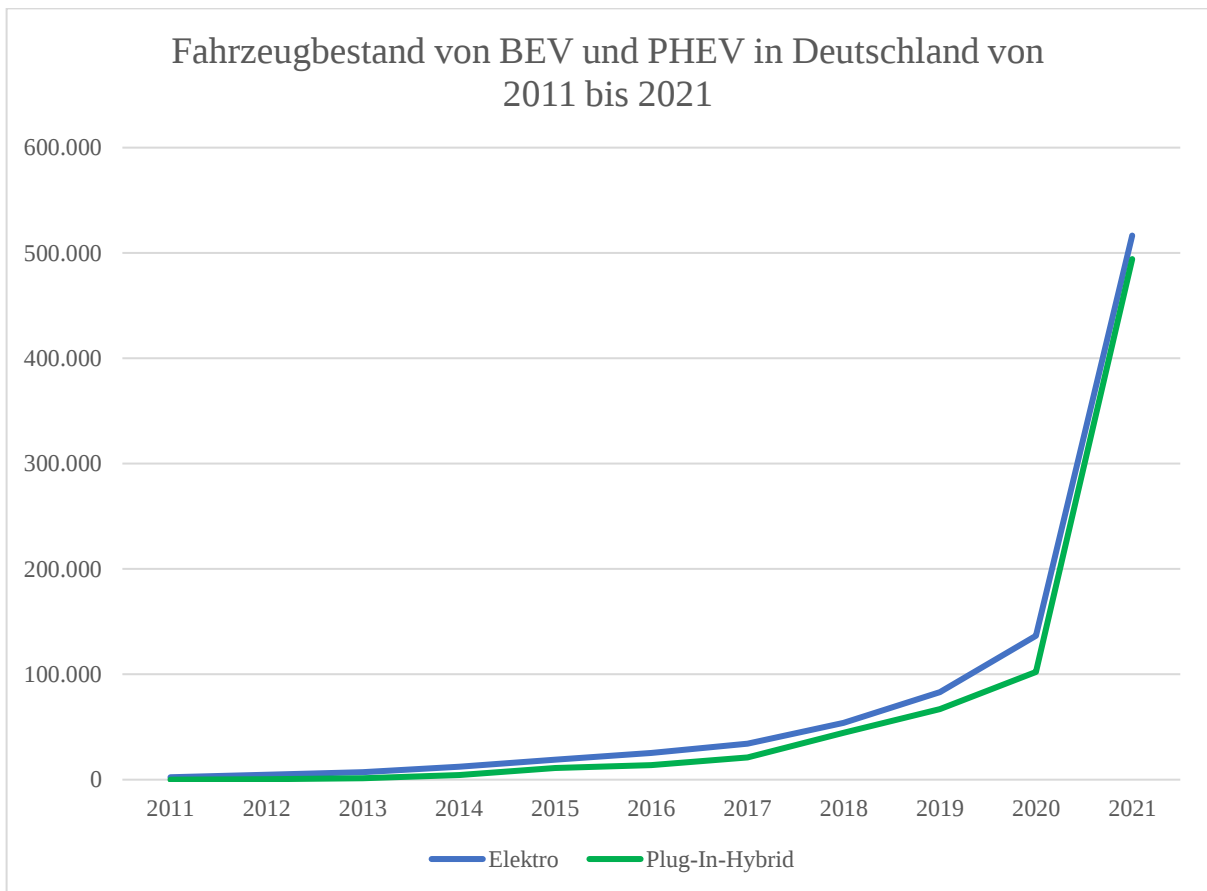
¹⁹ Vgl. Raab et al. (2021), S.10.

²⁰ Vgl. Agsten (2012), S. 60.

²¹ Vgl. Göhler/Schmaus/Klingler (2019), S. 19.

²² Vgl. Komarnicki/Lombardi/Styczynski (2021), S. 180.

Abbildung 4: Fahrzeugbestand von BEV und PHEV in Deutschland von 2011 bis 2021



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten des Kraftfahrtbundesamtes (2022).

Abbildung 4 (siehe S. 16) zeigt die Anzahl der in Deutschland zugelassenen BEV und PHEV im Jahr 2021. Mit rund einer Million zugelassenen EV (516.518 BEV und 494.192 PHEV) beläuft sich die Gesamtkapazität für Deutschland auf ca. 30 GWh. In einer Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme wird bezüglich unterschiedlicher Speichertechnologien in vier Szenarien, auf die hier nicht näher eingegangen wird, die jährliche Energieaufnahme über die Jahre 2041-2045 gemittelt abgeschätzt. Abbildung 5 (siehe S. 17) zeigt in Form eines Balkendiagramms die Anteile der unterschiedlichen Speichertechnologien an der Energieaufnahme in TWh. Es lässt sich erkennen, dass die in hellgelb dargestellten mobilen Batterien, welche größtenteils durch den Verkehrssektor repräsentiert werden, zwar eine signifikante, aber im Vergleich doch eher geringe Menge Energie speichern werden. Die Studie geht dabei im Referenzszenario von einer systemdienlichen elektrischen Speicherkapazität von 275

GWh im Jahr 2045 aus.²³ Das übertrifft die derzeit weltweit theoretisch zur Verfügung stehende Speicherkapazität des Mobilitätssektors.

Abbildung 5: Mittlere Jährliche Stromaufnahme durch Speichertechnologien im Jahr 2045



Quelle: Energy-Charts.info (2022).

Neben der reinen Speicherkapazität, die im Wesentlichen lediglich das technisch theoretische Potenzial aufzeigt, ist auch die praktische Anwendbarkeit von Bedeutung. Die Betrachtung unterschiedlicher Ladeszenarien gibt dabei Aufschluss über die Art und Weise, das Speicherpotenzial zu nutzen. Grundsätzlich können Ladeszenarien in private, halb-öffentliche und öffentliche Ladevorgänge unterschieden werden. Tabelle 1 (siehe S. 18) zeigt diese Kategorien mit den jeweils zu erwartenden Anwendungsfällen sowie weitere Parameter Ladezeit, Parkzeit und Vorhersagbarkeit.

²³ Vgl. Brandes et al. (2021), S. 44f.

Tabelle 1: Ladeszenarien mit Anwendungsfällen und weiteren Charakteristika

Charging locations	Charging uses cases	Charging time	Parking time	Predictability
Private	Home charging, Corporate (fleet) charging	Long	Long	High
Semi-public	Opportunity charging (e.g. at supermarkets, P+R, car parks)	Medium	Medium	Low
Public	On-street charging (slow), Fast Charging and High-Power Charging (HPC)	Short	Short	Low

Quelle: Schriewer/Reichert (2021), S. 2.

Private Ladeszenarien zeichnen sich dabei durch ihre langen Lade- sowie Standzeiten aus und sind zuverlässig vorhersehbar. Diese Charakteristika eignen sich von den drei beschriebenen Kategorien besonders gut für V2G-Anwendungen.²⁴ Darin begründet liegt auch die grundsätzliche Idee der mobilen Stromspeicher. Elektrofahrzeuge befinden sich die meiste Zeit im geparkten Zustand und sind dabei häufig auch an eine Ladestation angeschlossen. Dadurch stehen sie theoretisch über große Zeiträume als elektrische Energiespeicher zur Verfügung.

Um das gesamte Potenzial der V2G-Technik zu realisieren, ist es notwendig, die vielen dezentralen Speichereinheiten in Form der EV nicht mehr einzeln, sondern im Verbund zu betrachten. Dazu können die EV in virtuellen Kraftwerken betrieben und in Smart Grids vernetzt werden.

Virtuelle Kraftwerke bündeln mehrere zum Teil unterschiedliche Erzeugungsanlagen, um diese als eine große Einheit zu steuern. So können viele teils kleine EE-Anlagen, aber auch Elektrofahrzeuge, in einem virtuellen Kraftwerk im Verbund vermarktet werden. Der Vorteil besteht darin, dass sich die volatile Energieerzeugung der einzelnen Anlagen untereinander ausgleichen lässt.²⁵ Gleichzeitig kann so aber auch sehr kleinen Erzeugungsanlagen ein Markteintritt gewährt werden. Elektrofahrzeuge können auf diese Weise, trotz ihrer geringen Speicherkapazitäten, effektiv und effizient in das Stromnetz integriert werden und im Verbund eine relevante Speicherkapazität vorweisen.

Ein weiterer Schritt ist die Vernetzung der Elektrofahrzeuge in sogenannten intelligenten Netzen (Smart Grids). Ein Smart Grid (oftmals auf Verteilnetzebene) beschreibt die direkte oder

²⁴ Vgl. Reichert/Schriewer (2021), S. 3.

²⁵ Vgl. Abs (2017), S. 609.

indirekte Kommunikation der Erzeugungseinheiten, Verbraucher, Speicher, Elektrofahrzeuge etc. untereinander, mit dem Ziel, die Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs zu erhöhen, in dem sie gemeinsam Netzdienstleistungen anbieten.²⁶

2.1.3 Vorreiter und Geschäftsmodelle

Trotz der im vorherigen Kapitel beschriebenen Potenziale finden Vehicle-to-Grid und Grid-to-Vehicle in der Praxis noch wenig Anwendung. Zahlreiche Projekte, die mit dem Konzept experimentieren und bezogen auf unterschiedliche Faktoren zeigen, dass und wie die Anwendung gelingen kann, finden noch keinen Weg in konkrete Geschäftsmodelle.

Tabelle 2 (siehe S. 19) zeigt eine Übersicht verschiedener V2G-Projekte in Deutschland und Europa und deren Konzepte. Auffällig ist, dass einige Netzbetreiber sich dem Thema VGI und insbesondere V2G widmen. Es zeigt, dass das Konzept als eine Teillösung für die Sicherstellung der Netzstabilität durch die NB verstanden wird und zukünftig größere Anwendung finden soll. Außerdem fällt auf, dass Nissan einer der wenigen Hersteller ist, die EV vertreiben, die fähig sind, bidirektionale Ladekonzepte zu unterstützen. Das lässt darauf schließen, dass viele andere Hersteller in diesem Kontext noch nicht so weit sind, oder es strategisch noch nicht als sinnvoll ansehen, eine technische Lösung anzubieten. Schlussendlich fällt das Fehlen technischer Voraussetzungen in den Fahrzeugen zurück auf die Etablierung der gesamten V2G-Technologie am Markt, insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen Zulassungszahlen anderer Hersteller in Deutschland (siehe Kapitel 2.1.4).

Tabelle 2: Ausgewählte europäische Projekte als Vorreiter für V2G-Anwendungen

Projekt	Konzept	Partner
i-rEzEPT²⁷	<ul style="list-style-type: none"> • Kopplung eines Nissan Leaf mit der Solaranlage des Eigenheims • Speicherung von überschüssigem Solarstrom in der Fahrzeugbatterie • Abgabe von Strom an den Haushalt und mögliche Rückeinspeisung in das öffentliche Stromnetz 	Nissan, Bosch.IO, Fraunhofer

²⁶ Vgl. Valleé et al. (2018), S. 118.

²⁷ Vgl. NOW-GmbH (2021).

Präqualifikation Primärregelung²⁸	<ul style="list-style-type: none"> • Nissan Leaf als Regelkraftwerk für die Primärregelung • Präqualifikation gemäß aller Anforderungen für Software, Ladestation und Fahrzeug 	Nissan, Amprion, Energie, The Mobility House
TenneT Kooperationsprojekt²⁹	<ul style="list-style-type: none"> • Nissan Leafs der Servicegruppe TenneT als mobile Stromspeicher • Virtuelle Nord-Süd-Stromleitung durch Aufnahme von Windenergie durch Fahrzeuge im Norden und Abgabe von Strom aus Fahrzeugen im Süden 	TenneT, Nissan, The Mobility House
We Drive Solar Utrecht³⁰	<ul style="list-style-type: none"> • Im Car-Sharing genutzte Hyundai IONIQ 5 als Stromspeicher im bidirektionalen Ladestationsnetz in Utrecht • Kopplung von Solaranlagen, BEV und Stromnetz zu Stabilisierung des Netzes 	We Drive Solar, Hyundai

Quelle: Eigene Darstellung (2022).

Daraus lässt sich ableiten, dass Geschäftsmodelle für Vehicle-to-Grid und Grid-to-Vehicle Anwendungen im Wesentlichen drei Ausprägungen annehmen können.

- Angebot von Flexibilität der Fahrzeugbatterien auf dem Regenergiemarkt
- Angebot von Flexibilität der Fahrzeugbatterien außerhalb des Regenergiemarktes
- Nutzung der Speicherkapazität zur Erhöhung der Energieautarkie einer Verbrauchseinheit (z.B. Gebäude mit Solardachanlage)

Der grundsätzliche Nutzen für die Kund*innen muss sich dabei aus einem ökonomischen Vorteil bezüglich der Ladekosten ergeben. Dieser stellt sich je nach Modell unterschiedlich dar. Für das Angebot am Regenergiemarkt erwirtschaftet die Vorhaltung und ggf. der Abruf von Regelleistung eine direkte monetäre Vergütung. Diese muss idealerweise höher ausfallen als alle damit verbundenen Betriebskosten, wie für den Betrieb erforderlichen Ladestrombezug, Abgaben für eventuelle virtuelle Kraftwerksbetreiber, Batteriealterung, Steuern und

²⁸ Vgl. The Mobility House (2020a).

²⁹ Vgl. The Mobility House (2020b).

³⁰ Vgl. We Drive Solar (2022).

Netzentgelte. Außerdem sollte die notwendige Hardware sich über die Erlöse in absehbarer Zeit amortisieren.

Bieten E-Fahrzeughalter*innen die Kapazität außerhalb des Regelenenergiemarktes an, gestaltet sich der Erlös auf andere Art und Weise. Eine Möglichkeit besteht darin, den Ladestrom zu einem geringeren Preis zu erhalten, wenn zu bestimmten Zeiten geladen wird oder genau dann nicht geladen wird. Ebenso kann ein günstigerer Strompreis greifen, wenn mit geringerer Ladeleistung geladen wird.

2.1.4 Aktuelle Herausforderungen

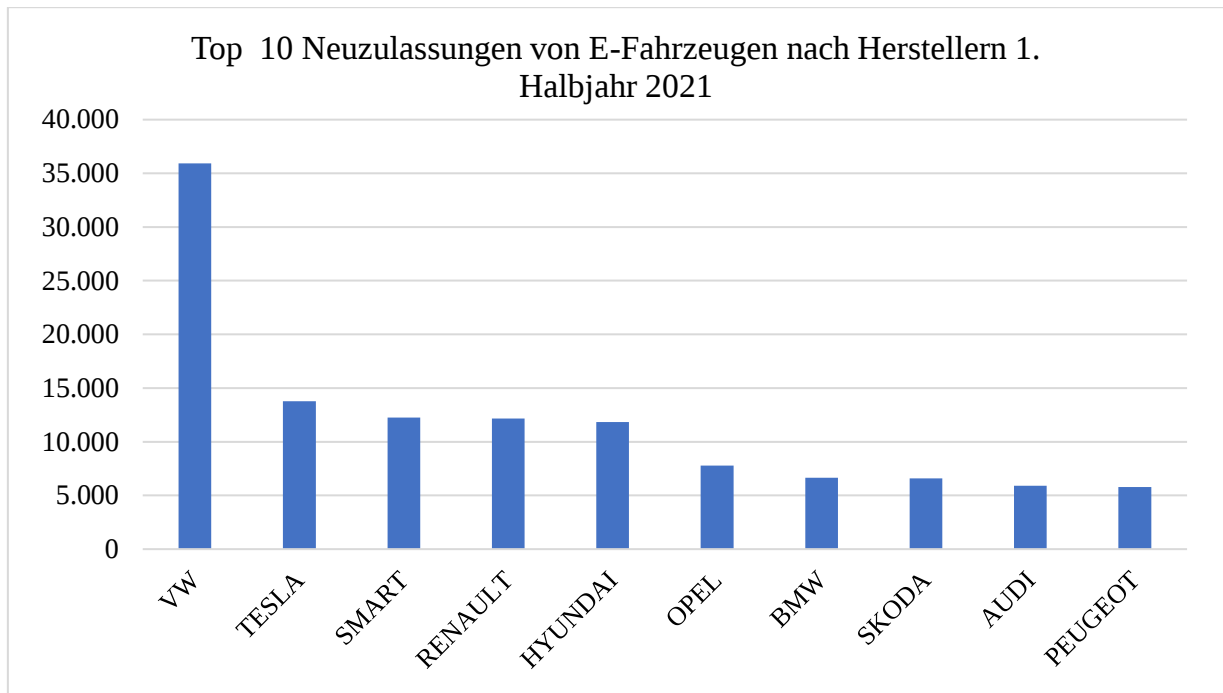
Trotz des vielversprechenden Potenzials und der Entwicklung von praxisrelevanten Pilotprojekten steht die V2G- und G2V-Technik mit ihren potenziellen Geschäftsmodellen vor einigen zentralen Herausforderungen.

Eine davon ist der sich aktuell entwickelnde Elektromobilitätsmarkt, der die wesentlichen Key Enabler Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur im V2G-Kontext außer Acht lässt. Der hier vorrangig zu nennende Stakeholder ist die Automobilindustrie, welche die EV, die für die V2G-Anwendungen genutzt werden sollen, entwickelt und herstellt. Dabei liegt es in der Hand dieser Hersteller, die EV mit der Technik und Fähigkeit zum bidirektionalen Laden auszustatten bzw. diese Fähigkeit softwareseitig freizuschalten. Ein erheblicher Teil der bereits verkauften und sich derzeit am Markt befindenden EV sind technisch aber noch nicht dazu in der Lage, in V2G-Anwendungen bidirektional zu laden.³¹ Es besteht also eine hohe Diskrepanz zwischen dem theoretischen Potenzial der Elektrofahrzeuge in Deutschland und dem tatsächlichen V2G-Potenzial der technisch fähigen Elektrofahrzeuge. Dieses Bottleneck beeinflusst den Erfolg der Geschäftsmodelle negativ. Gleichwohl obliegt es auch den Herstellern, diesen technischen Aspekt bei der Entwicklung zu berücksichtigen. Bei einigen asiatischen Herstellern, insbesondere Nissan, ist diese Möglichkeit seit einigen Jahren bereits gegeben.³² Die in Deutschland zugelassenen Elektrofahrzeuge kommen aber vor allem von den Herstellern VW, Tesla, Smart und Renault wie in Abbildung 6 (siehe S. 22) dargestellt wird.

³¹ Vgl. Roeder (2021), S. 9.

³² Aufgrund des hohen Erdbebenrisikos in Japan und damit ein erhöhtes Risiko potenzieller Stromausfälle wurden Fahrzeuge von Nissan frühzeitig für bidirektionales Laden ausgerüstet, um als Notstromaggregat zu dienen.

Abbildung 6: Neuzulassungen von BEV in Deutschland nach Herstellern im ersten Halbjahr 2021



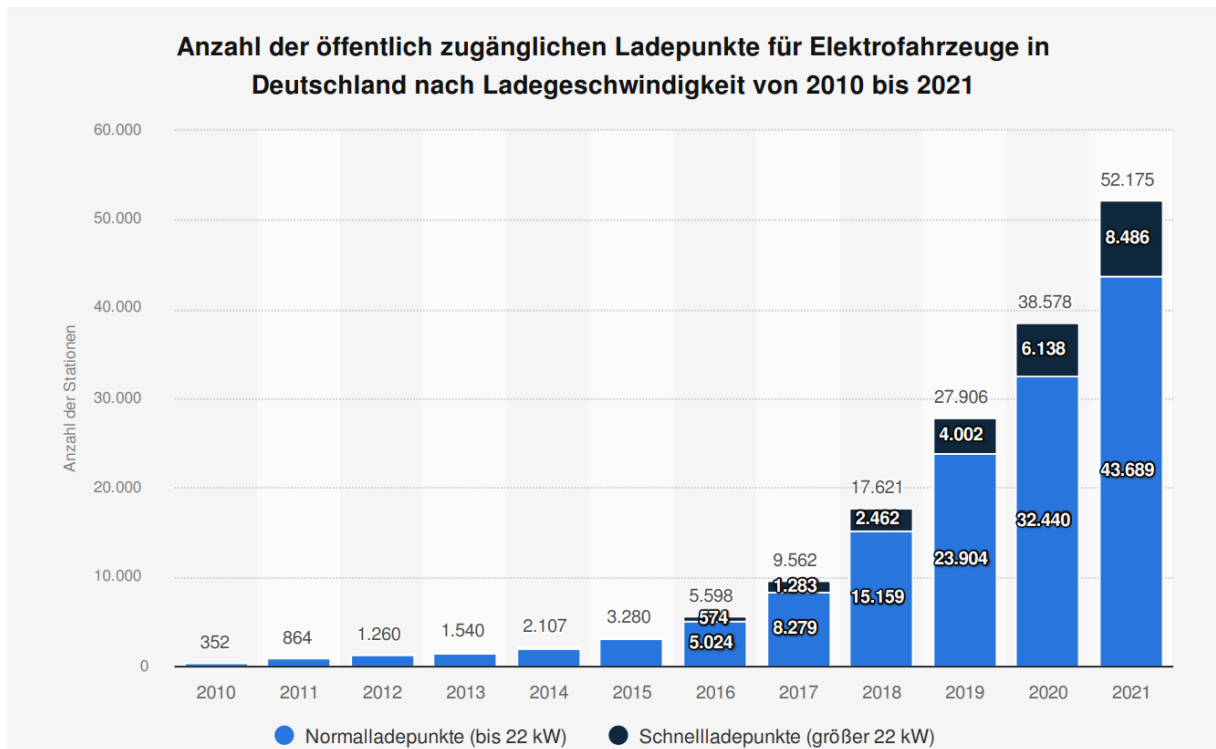
Quelle: Eigene Darstellung nach Daten des Kraftfahrtbundesamtes (2022).

Ein ähnlicher Effekt lässt sich bezüglich der Ladeinfrastruktur in Deutschland feststellen. Die in den letzten Jahren öffentlich errichteten Ladesäulen und insbesondere die durch die Bundesförderung der KfW³³ installierten Wallboxen für zuhause sind in der Regel nicht ohne Weiteres fähig, bidirektionale Ladevorgänge zu ermöglichen. Hinzu kommt, dass die gewöhnlichen Ladestationen im privaten sowie öffentlichen Raum mit Wechselstrom (AC, alternating current) laden. Außerdem sorgen geringe elektrische Leistungen von 11 bis 22 kW dafür, dass unabhängig von der Speicherkapazität nicht die notwendige Leistung für entsprechend effektive Netunterstützung für die Rückeinspeisung vorliegt. Diese Voraussetzungen erfüllen bidirektionale Gleichstrom-Ladegeräte (DC, direct current), welche allerdings noch keine flächendeckende Anwendung finden.³⁴

³³ KfW Förderprogramm 440, 900€ Förderung für eine Wallbox (11 kW) für private Nutzung.

³⁴ Vgl. Liu et al. (2013), S. 1.

Abbildung 7: Öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur in Deutschland nach Ladegeschwindigkeit von 2011 bis 2021



Quelle: Bundesnetzagentur, Statista (2022).

Abbildung 7 (siehe S. 23) zeigt diese Entwicklung anhand der öffentlich zugänglichen Ladepunkte in Deutschland. Schnellladepunkte, welche bereits ab einer Ladeleistung von 22 kW als solche klassifiziert werden, machten im Jahr 2021 nur rund 16% der gesamten öffentlichen Ladeinfrastruktur aus. Für Wallboxen ist zu erwarten, dass dieser Wert gegen null geht. Das angesprochene Förderprogramm für private Ladepunkte förderte Ladeinfrastruktur nur bis zu einer Ladeleistung von 11 kW. Aus diesem Grund wurden leistungsstärkere und zukunftsorientiertere Modelle mit bis zu 22 kW auf 11 kW gedrosselt. Hinsichtlich der Ladeinfrastruktur sind V2G-Anwendungen demnach noch nicht flächendeckend umsetzbar.

Eng mit diesem Sachverhalt verbunden, steht ein weiterer Stakeholder, nämlich die Politik. Während in den Niederlanden Elektrofahrzeuge unkompliziert smart und bidirektional laden können, ist es in Deutschland regulatorisch noch schwierig. Denn jede Person, die ihr Fahrzeug als Stromspeicher für das öffentliche Stromnetz nutzen möchte, wird im weitesten Sinne Kraftwerksbetreiber und muss sämtliche Auflagen, Regularien und technische Richtlinien erfüllen.³⁵

³⁵ Vgl. Roeder (2021), S 9.

Dass dies Privatpersonen und branchenfremde Unternehmen nicht leisten können, liegt auf der Hand. Deshalb bedarf es umso mehr an Geschäftsmodellen, bei denen Energiedienstleister in diese Rolle treten und ihre Kernkompetenzen einbringen können. Darüber hinaus ist es folglich auch sinnvoll, die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen diesbezüglich aufzubrechen und einen pragmatischeren Weg zu beschreiten V2G-Anwendungen markttauglich zu machen.

2.2 Geschäftsmodellakteure

Damit ein technisches Konzept in die flächendeckende Umsetzung kommen kann, bedarf es einer genauen Betrachtung der direkt am Geschäftsmodell beteiligten Akteure. Als die wesentlichen Hauptakteure lassen sich die Netzbetreiber, Energieversorgungsunternehmen und die Kund*innen bzw. Nutzer*innen identifizieren. Im Folgenden werden diese Akteure in ihrer potenziellen Rolle für V2G-Geschäftsmodelle eingeordnet und erläutert, welche Anreize bestehen, diese Rollen einzunehmen. Dazu wird auch Bezug zu aktuellen Herausforderungen der einzelnen Akteure genommen und dazu, welchen Stellenwert V2G dabei einnehmen kann.

Da es sich bei V2G-Anwendungen auch um eine Nachhaltigkeitsinnovation handelt, ist es notwendig, dass die Akteure koordiniert zusammenarbeiten, da bezüglich der technischen Voraussetzungen eine Konvergenz zwischen EV, Ladeinfrastruktur, Stromnetz und eingesetzter Software anzustreben ist.³⁶

2.2.1 Netzbetreiber

Der Netzbetreiber hat im Kontext des energiepolitischen Zieldreiecks neben der nachhaltigen und wirtschaftlich effizienten Bewirtschaftung des Stromnetzes die Verantwortung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. „Nach §11 Abs. 1 EnWG ist der Netzbetreiber grundsätzlich verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“³⁷

Wie einleitend erläutert, wirken sich der Ausbau der EE und der Markthochlauf der Elektromobilität zunächst negativ auf die Netzstabilität aus. Im Kontext von VGI hat der Netzbetreiber folglich ein Interesse daran, über die intelligente Vernetzung von EV und Stromnetz diese

³⁶ Vgl. Knab, Rohrbeck, Konnertz (2014), S. 290.

³⁷ Müller/Schweinsberg (2013).

negativen Effekte zu minimieren. Die nicht vollständig zu vermeidende Alternative ist der massive Netzausbau, welcher mit enormen Investitionsvolumina und großen Vorlaufzeiten verbunden ist, um die vor allem durch die Elektromobilität verursachten Spitzenlasten auszugleichen.³⁸

Die Rolle des Netzbetreibers bezieht sich mindestens auf die Ermöglichung der technischen und kommunikativen Integration der EV. Das ist unter anderem deswegen notwendig, weil für Geschäftsmodelle, bei denen Ladevorgänge nicht über den normalen Haushaltszähler abgerechnet werden, ein separater Ladestromzähler notwendig ist.³⁹ Dieser muss selbstverständlich beim Netzbetreiber gemeldet werden und nicht selten ist der NB auch der grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB). Im Kontext des Messstellenkonzepts ist der NB also zwangsläufig im Geschäftsmodell involviert.

Erweitert ist es für den Netzbetreiber auch möglich, die Rolle eines Energiedienstleisters einzunehmen und die operative Steuerung der EV zu übernehmen. Das hat vor allem den Vorteil, dass der NB selbst die besten Informationen über den Netzzustand hat und dementsprechend passgenau Netzdienstleistungen über VGI entwickeln kann.

Außerdem besteht die Option, die Tiefe der Dienstleistung zu erhöhen und Hardware mittels entsprechender Partner den Kund*innen zur Verfügung zu stellen. Der Vorteil an dieser Stelle besteht darin, technisch auf das Energiesystem zugeschnittene Hardware einzusetzen und möglichen Kompatibilitätsproblemen vorzubeugen.

Solche unmittelbaren und vollumfänglichen Business-to-Customer-Beziehungen (B2C) sind für Netzbetreiber eher unüblich. An dieser Stelle sind EVU und reine Energiedienstleister für Kundenservice- und Abrechnungsprozesse besser geeignet. Gleichzeitig bedarf es einer engen Zusammenarbeit mit dem NB, um die Netzdienstleistungen über die EV zielgerichtet zu integrieren.

2.2.2 Energieversorgungsunternehmen

Energieversorgungsunternehmen sehen sich vor dem Hintergrund unterschiedlicher Trends der Utility 4.0 vor der Herausforderung, mit branchenfremden Unternehmen zu konkurrieren. Die innovativen Geschäftsmodelle dieser Energiedienstleister können die konventionellen

³⁸ Vgl. Teske et al. (2021), S. 1.

³⁹ Vgl. Raab et al. (2021), S. 8.

Geschäftsmodelle in einem dezentral strukturierten Energieversorgungssystem verdrängen.⁴⁰ An dieser Stelle ist es vor allem auch an den EVU, ihre Strategie anzupassen, ihre Geschäftsfelder neu zu evaluieren sowie diese auf die Zukunft auszurichten.

Die Elektromobilität stellt dabei sowohl eine Herausforderung als auch eine große Chance für die Diversifizierung und Weiterentwicklung der Produkte und Geschäftsmodelle von EVU dar. Neben dem Aufbau und Betrieb von Ladeinfrastruktur im öffentlichen und privaten Raum, mit dem Ziel Strom an diesen Verbrauchsstellen abzusetzen, ist die Entwicklung digitaler Geschäftsmodelle eine Chance über die Versorgerrolle hinaus, die Rolle eines Energiedienstleisters einzunehmen.⁴¹ Vor dem Hintergrund dezentraler Energiesysteme wird die Rolle eines Energiedienstleisters ohnehin eine immer bedeutendere Rolle entlang der Wertschöpfungskette einnehmen.

Insbesondere auf Privatkundenebene treten EVU über Energielieferverträge in direkten Kontakt mit den Kund*innen. Auch bezogen auf V2G-Geschäftsmodelle können EVU diese Rolle einnehmen und ihre dahingehend erforderlichen Kernkompetenzen ausspielen, welche der Netzbetreiber nicht unbedingt leisten kann oder will. EVU stellen also zum einen die Stromlieferverträge, deren Abrechnung und Kundenbetreuung mehr oder weniger analog zu normalen Haushaltstarifen vollzogen werden kann, zur Verfügung, zum anderen treten sie in die Rolle des Energiedienstleisters ein. Hier können über die Einnahme der Rolle als Aggregator eine Vielzahl kleinteiliger und dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten gesteuert werden, um kleineren Dienstleistern (z. B. Privatpersonen und kleineren Gewerben mit EV) Zugang zum Flexibilitätssystem zu geben.⁴²

Das ist unter anderem vor dem Hintergrund regulatorischer und administrativer Prozesse von Vorteil, welche im Netzbetrieb notwendig sind. Dazu zählt beispielsweise das Schließen eines Bilanzkreisvertrages mit einem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV). Das Bilanzkreissystem dient dazu, dass der Netzbetreiber eine Übersicht zu allen Einspeise- und Entnahmestellen innerhalb des jeweiligen Bilanzkreises hat. Darüber kann der NB den Ausgleich der Entnahme- und Einspeisemengen steuern und so die Netzstabilität gewährleisten. Grundsätzlich sind alle Marktakteure dazu verpflichtet, sich an dem Bilanzkreismanagement zu beteiligen. Da diese

⁴⁰ Vgl. Esser (2017), S. 763.

⁴¹ Vgl. Kasperk/Fluchs/Drauz (2018), S. 150f.

⁴² Vgl. Bokhari (2020), S. 12.

Kompetenz bei EVU ohnehin gegeben sein muss, ist die Einbindung von dezentralen neuen Akteuren bezogen auf V2G-Anwendungen sowieso durch eine solche Instanz notwendig.⁴³

2.2.3 Kund*innen

Sowohl aus technischen Gesichtspunkten als auch mit Hinblick auf die Geschäftsmodellentwicklung spielen die Kund*innen bei V2G-Anwendungen eine besondere Rolle. Sie nehmen nicht nur die Dienstleistung des Anbieters in Anspruch, sondern stellen ihre Elektrofahrzeuge und ggf. auch die Ladestationen als zentrales Asset den Beteiligten zur Verfügung. Dabei ist auch entscheidend, dass das EV gar nicht als zentrales Element für die Nutzung im V2G-Kontext angeschafft und genutzt wird, sondern primär das Mobilitätsbedürfnis des Besitzers im Vordergrund steht.

Aus dieser Prämisse leiten sich zwei wesentliche Punkte ab, die es bei der technischen Umsetzung und der Geschäftsmodellentwicklung zu beachten gibt. Zum einen müssen die Nutzer*innen in voller Kontrolle darüber sein, wann sich das Fahrzeug in welchem Ladezustand befindet, zum anderen muss gewährleistet sein, dass das Fahrzeug keine langfristigen Nutzungseinschränkungen, wie mögliche schnellere Batteriealterung, hinnehmen muss. Letzteres lässt sich aber weitestgehend vernachlässigen. Rosekeit et al. kommen zu dem Schluss, dass die Batteriealterung von Lithium-Ionen-Akkus durch häufigere Ladezyklen im bidirektionalen Einsatz von der kalendarischen Alterung überschattet wird.⁴⁴

Das Nutzungsbedürfnis der Kund*innen hingegen ist ein zentraler Punkt, welcher die Gestaltung der Geschäftsmodelle wesentlich bestimmt. Dazu gehört die Sicherstellung eines Mindestfüllstands der Fahrzeugbatterie, die Möglichkeit des Ladeabbruchs zu jedem Zeitpunkt sowie die Möglichkeit einen Ladevorgang jederzeit zu starten. Dieses uneingeschränkte Nutzungsbedürfnis lässt sich beispielsweise über den Regelenenergiemarkt gar nicht abbilden, da die Leistung für die bezuschlagten Zeitscheiben, in denen die Leistung vorgehalten und ggf. abgerufen wird, zuverlässig zur Verfügung stehen muss. Die Geschäftsmodelle müssen aus Kundensicht entsprechend flexibel gestaltet sein, was neue Tarifmodelle, Abrechnungs- und Messkonzepte voraussetzt.

⁴³ Vgl. Pflaum/Egeler (2017), S. 154.

⁴⁴ Vgl. Rosekeit et al. (2013), S. 6.

2.3 Geschäftsmodelle und Bewertungsmethodik

In diesem Kapitel wird die Methodik zur Aufstellung und Bewertung der beiden zu analysierenden Geschäftsmodelle preisgesteuertes und netzgesteuertes Laden, welche in Kapitel 3 näher beleuchtet werden, erörtert.

2.3.1 Geschäftsmodelle

Ein Geschäftsmodell (engl. Business Model) wird allgemein als „eine modellhafte Repräsentation der logischen Zusammenhänge, wie eine Organisation bzw. Unternehmen Mehrwert für Kund*innen erzeugt und einen Ertrag für die Organisation sichern kann.“⁴⁵

Nach Schallmo (2014) vereinen Geschäftsmodelle folgende fünf zentrale Dimensionen:

- Die *Kundendimension* beschreibt Kundensegmente, Kundenkanäle und Kundenbeziehungen.
- Die *Nutzendimension* beschreibt die erbrachten Leistungen des Unternehmens und den resultierenden Nutzen für die Kund*innen.
- Die *Wertschöpfungsdimension* beschreibt die einzusetzenden Ressourcen, die benötigten Fähigkeiten sowie die daraus resultierenden Prozesse.
- Die *Partnerdimension* beschreibt die Beziehungen, Kanäle zu den Geschäftspartnern, die zur Umsetzung des Geschäftsmodells beteiligt und notwendig sind.
- Die *Finanzdimension* beschreibt die resultierenden Umsätze und anfallenden Kosten aus den Geschäftsmodellprozessen.⁴⁶

Das Aufstellen der Geschäftsmodelle erfolgt zunächst als Beschreibung des Konzepts. Es werden Use-Cases definiert und anhand von Markt- und Netzdaten erläutert.

Die ökonomische Perspektive aus Sicht des Anbieters mit der Bezugnahme zu den Kund*innen wird über einen Business Model Canvas dargestellt. Dieser kann mit seinen neun Kernelementen die relevanten Aspekte des Geschäftsmodells strukturiert aufzeigen. Insbesondere werden dadurch die Anreize und die nutzenstiftende Wirkung des Geschäftsmodells für Anbieter und Kunde hervorgehoben. Anschließend werden die Geschäftsmodelle mittels eines Scoring-

⁴⁵ Grösser (2018).

⁴⁶ Vgl. Schallmo (2014), S. 6.

Modells bewertet, um eine Vergleichsbasis zu schaffen und die Stärken und Schwächen herauszustellen.

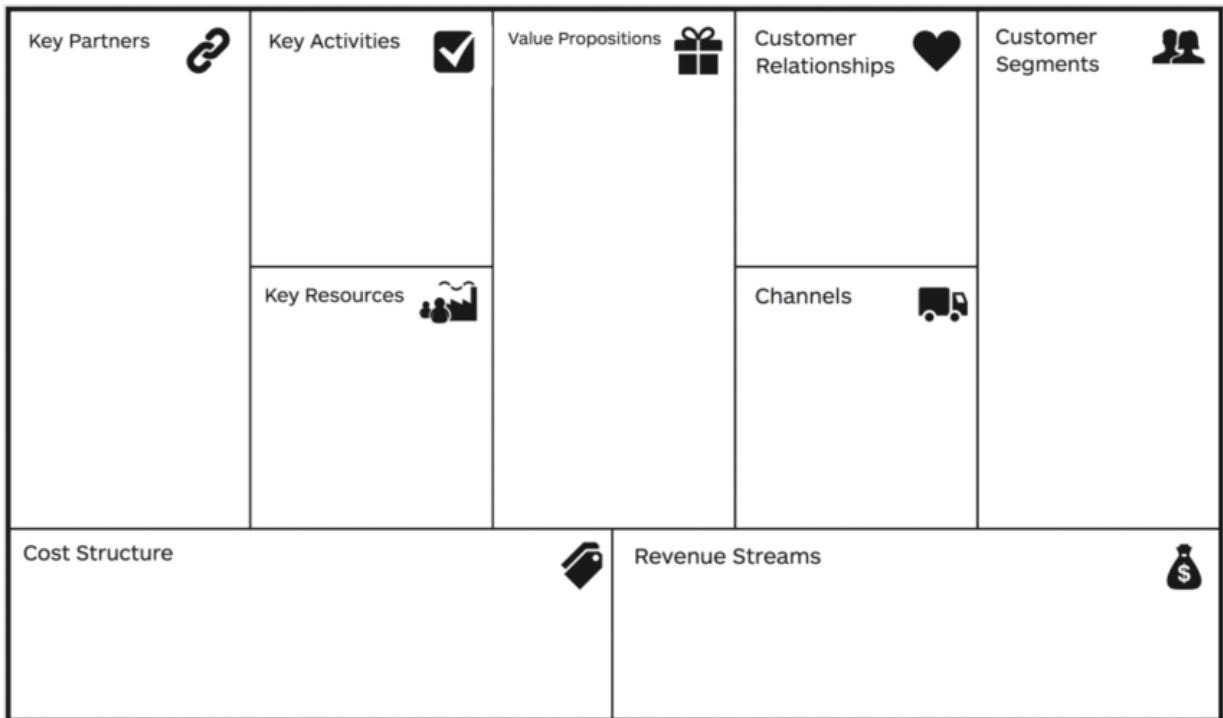
2.3.2 Geschäftsmodellinnovation

Für die Entwicklung innovativer Geschäftsmodelle haben Osterwalder und Pigneur (2010) eine Methodik entwickelt, Geschäftsideen systematisch-analytisch zu funktionierenden Geschäftsmodellen zu transformieren. Dabei werden neun zentrale Elemente der Geschäftsidee auf einem *Business Model Canvas* dargestellt, auf dessen Basis die konkrete Ausgestaltung des resultierenden Geschäftsmodells diskutiert und weiterentwickelt werden kann.⁴⁷ Die neun zentralen Elemente sind

- Kundensegmente
- Kundenbeziehungen
- Wertangebot
- Kanäle
- Schlüsselressourcen
- Schlüsselaktivitäten
- Schlüsselpartner
- Kostenstruktur und
- Erlösmodell

⁴⁷ Vgl. Müller-Roterberg (2020), S. 128.

Abbildung 8: Business Model Canvas nach Osterwalder/Pigneur



Quelle: Strategyzer.com (2022).

Abbildung 8 (siehe S. 30) zeigt eine Vorlage des Business Model Canvas mit den neun Elementen. Im Zentrum befinden sich die Value Propositions, also die Wertversprechen des Unternehmens gegenüber den Kund*innen. Dieses Element ist der zentrale Baustein des Geschäftsmodells und muss auf das Kundenbedürfnis zugeschnitten sein.

Auf der linken Seite des Business Model Canvas befinden sich die auf die interne Struktur bezogenen Elemente Schlüsselpartner, Schlüsselaktivitäten und Schlüsselressourcen. Darüber werden die wichtigsten externen und internen Partner, die aufzuwendenden Mittel und die Kernprozesse dargestellt. Darüber hinaus wird noch die Kostenstruktur in Form der wichtigsten Kostentreiber dargestellt.

Rechts des Wertversprechens befinden sich die kundenbezogenen Elemente, welche gemeinsam die Sicht aus dem Unternehmen heraus auf die Kund*innen darstellen. Über die Kundensegmente werden die wichtigsten Kundengruppen identifiziert, wodurch sich wiederum die optimalen Kommunikations- und Distributionskanäle ableiten lassen und die generelle Kundenbeziehung beschrieben werden kann. Als Gegenseite zur Kostenstruktur bildet sich schlussendlich die Erlösstruktur des Geschäftsmodells.

2.3.3 Bewertungsmethodik

Um Geschäftsmodell-Ideen zu bewerten, werden für gewöhnlich Scoring-Modelle angewendet. Insbesondere vor dem Hintergrund viele teils noch vage Geschäftsideen zu selektieren, ist die Bewertung über Scoring-Modelle effizient umsetzbar, sobald das Modell einmal aufgebaut ist. Es lässt im Anschluss einen normierten Vergleich aufgrund der ermittelten Punktzahlen zu. Mittels festgelegter Mess- und Bewertungskriterien können die Zielvorstellungen über die direkte Zuordnung zu diesen Kriterien operationalisiert werden. Die Vorgehensweise erfolgt dabei nach den folgenden Schritten.

- *Aufstellen der Bewertungskriterien:* Für die in dieser Arbeit untersuchten Geschäftsmodelle werden grundsätzliche und allgemeine Kriterien gewählt, die hier die unterschiedlichen Perspektiven der Akteure widerspiegeln. Für diese Perspektiven werden wiederum spezifische Kriterien gewählt, welche die Perspektiven auf die Geschäftsmodelle mit ihren zentralen Elementen darstellen.
- *Gewichtung von Kriterien:* Sowohl die übergeordneten Perspektiven als auch die spezifischen Merkmale werden prozentual gewichtet. So können essenzielle Kernelemente, die den wesentlichen Erfolg des Geschäftsmodells bestimmen, in der Bewertung hervorgehoben werden. Dadurch kann das Scoring-Modell anzeigen, falls ein Geschäftsmodell im Konzept sehr gut und schlüssig erscheint, in der Bewertung ein wesentliches Kriterium aber gar nicht oder nur geringfügig erfüllt und sich somit von der Weiterverfolgung disqualifiziert.
- *Bewertung der Kriterien:* Für die Kriterien werden nach qualitativ oder quantitativer Begründung und Einschätzung Punktzahlen vergeben. In diesem Fall erfolgt das nach den Werten 1-5. Der Wert 1 ist dabei der niedrigste Wert und stellt dar, dass ein Kriterium besonders schlecht im Geschäftsmodell ausfällt, wo hingegen der Wert 5 den Bestwert darstellt. Für Kriterien, die negativ formuliert sind, bedeutet ein Wert von 5, dass dieser negative Aspekt nur geringfügig oder gar nicht ausprägt ist. Der Wert 1 zeigt dahingehend eine besonders starke Ausprägung des negativ formulierten Kriteriums an.
- *Berechnung der Punktzahlen:* Die festgelegten Punktzahlen werden anhand der Prozentsätze gewichtet. Dafür werden die Punkte für die einzelnen Kriterien mit den jeweiligen Faktoren multipliziert. Anschließend erfolgt die Addition innerhalb des Oberkriteriums, die wiederum mit dem Gewichtungsfaktor des Oberkriteriums verrechnet wird.

Dadurch ergibt sich eine Gesamtpunktzahl je Oberkriterium die in Summe maximal 5 ergeben.

- *Aggregation der Punktwerte:* Die gewichteten Punktzahlen der Oberkriterien werden anschließend zu einer Gesamtpunktzahl addiert.⁴⁸

Anhand der Bewertungskriterien wird eine Bewertungsmatrix erstellt. Nach erfolgter Bewertung und der ermittelten Punktwerte inklusive der Gesamtpunktzahlen für die beiden zu untersuchenden Geschäftsmodelle kann einerseits der direkte Punktvergleich durchgeführt werden. Auf Basis dessen können in Addition die wesentlichen Unterschiede herausgestellt und die Ergebnisse der Bewertung in den Gesamtkontext eingeordnet werden.

2.3.4 Bewertungskriterien

Die zu bewertenden Kriterien mit ihren Merkmalen werden im folgenden Abschnitt dargestellt und erläutert. Sie haben das Ziel die Hauptakteure NB, EVU und Kunde in ihren unterschiedlichen Anforderungen an die Geschäftsmodelle zu vereinen, in dem für die gleichen Kriterien unterschiedliche Merkmale gewählt werden, die diese unterschiedlichen Sichtweisen der Akteure repräsentieren.

Germanus et al. teilen die qualitative Bewertung von Geschäftsmodellen in Aufwands- und Nutzenaspekte auf. Zu den Nutzenaspekten zählen Parameter wie

- Kostensenkungspotenzial,
- Absatzpotenzial,
- Imagepotenzial,
- Soziokultureller Nutzen,
- Technischer Nutzen und,
- Umweltnutzen.

Darüber hinaus werden die folgenden Aufwandsaspekte beschrieben:

- Kosten der Umsetzung,
- technische Komplexität,
- organisatorische Komplexität,
- rechtliche, politische Hürden,

⁴⁸ Vgl. Schallmo (2018), S. 118.

- soziokulturelle Hürden und
- infrastrukturelle Hürden.⁴⁹

Diese beiden Dimensionen stellen auch für das in dieser Arbeit zugrunde gelegte Bewertungsmodell zwei Kernelemente dar. Da diese Aspekte aber hauptsächlich die Sicht des Anbieters auf das Geschäftsmodell repräsentieren, werden auch weitere Aspekte, welche insbesondere aus Kundensicht von großer Relevanz sind, für Nutzen und Aufwand ergänzt. Darüber hinaus wird eine verallgemeinerte Sicht eingenommen, in dem die Umsetzbarkeit des jeweiligen Geschäftsmodells anhand verschiedener Merkmale analysiert wird. Dabei wird sich einiger Aufwandsaspekte bedient, welche sich auch losgelöst von der Anbietersicht bewerten lassen. Die in diesem Modell zu bewertenden Aufwandsaspekte werden genauso wie die Nutzenaspekte auf die Perspektiven der unterschiedlichen Akteure angewendet.

Die für die Bewertung genutzten Kriterien gestalten sich wie folgt.

1. *Umsetzbarkeit*: Die Umsetzbarkeit eines Geschäftsmodells ist insbesondere hinsichtlich der Funktion, eine Technik am Markt zu etablieren von großer Bedeutung. Ein Geschäftsmodell, welches jetzt und in näherer Zukunft schwierig und nur unter sehr spezifischen Bedingungen umzusetzen ist, wird in der Praxis mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht weiterverfolgt. Das führt außerdem dazu, dass die Weiterentwicklung der Randbedingungen nicht mit dem notwendigen Tempo vorangetrieben wird und sich der gesamte Prozess der technischen Reife und der Entwicklung von Geschäftsmodellen zeitlich immer weiter nach hinten verschiebt. Gleichzeitig bezieht sich das Kriterium aber auch auf die theoretische Umsetzbarkeit. Das heißt, inwieweit die Möglichkeit besteht, ein solches Geschäftsmodell in der Theorie mit aktuell verfügbaren Ressourcen und Methoden umzusetzen.

Die Umsetzbarkeit wird durch die Kriterien technische Umsetzbarkeit und regulatorische Rahmenbedingungen gekennzeichnet. Dabei wird für die genannten Kriterien eine Gesamtsicht eingenommen, die es erlaubt, unabhängig der Akteure eine Bewertung des Geschäftsmodells vorzunehmen.

2. *Nutzen*: Der Nutzen für die Beteiligten ist ein entscheidender Faktor dafür, ob ein Geschäftsmodell insbesondere aus der Sicht der Kund*innen angenommen wird. Selbstverständlich ist es auch von zentraler Bedeutung für NB und EVU, einen Nutzen aus

⁴⁹ Vgl. Germanus et al. (2020), S. 289f.

dem Geschäftsmodell zu ziehen. Für die Kund*innen steht in den zu analysierenden Geschäftsmodellen ein finanzieller Vorteil im Vergleich zum Alternativgeschäftsmodell⁵⁰ im Vordergrund, während bei NB und EVU zusätzlich auch ein strategischer Nutzen von Bedeutung sein kann.

Die relevanten Nutzenkriterien je Akteur sind:

- Energieversorgungsunternehmen: Erlöspotenzial, Image- und Umweltnutzen
- Kund*innen: Finanzieller Vorteil
- Netzbetreiber: Steuerung und Kommunikation

3. *Aufwand*: Der Aufwand beschreibt die auf Unternehmensseite notwendigen Ressourcen in Form von Investitionen, Dienstleistungspartnern, Personal, Kundenbetreuung etc. Für Kund*innen bedeutet das Kriterium, inwieweit sie sich mit den Prozessen eigenständig befassen müssen und in welchem Ausmaß der persönliche Nutzen vom eingesetzten Aufwand beeinflusst wird. Außerdem wird über den Aufwand abgebildet, welche Nutzungseinschränkungen hinsichtlich der Mobilität zu erwarten sind bzw. mindestens in Kauf genommen werden müssen. Auch der Netzbetreiber wird mit einem gewissen Steuerungsaufwand belastet. Er ist dafür verantwortlich, die aggregierten EV als Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten in die Netzplanung mit einzubinden.

Die relevanten Aufwandskriterien je Akteur sind:

- Energieversorgungsunternehmen: Implementierungsaufwand
- Kund*innen: Nutzungseinschränkungen
- Netzbetreiber: Steuerungsaufwand

Tabelle 3 (siehe S. 35) zeigt das Scoring-Modell in Form einer Bewertungsmatrix mit den auf die entsprechende Akteursperspektive bezogenen Kriterien. Es sind die maximal erreichbaren Punktwerte eingetragen, welche verdeutlichen, wie sich der finale Scoring-Wert ergibt und welche maximalen Werte für die einzelnen Perspektiven möglich sind.

⁵⁰ Das Alternativgeschäftsmodell ist hier immer das herkömmliche, unidirektionale Laden des Elektrofahrzeugs über einen Haushalts- oder Ladestromtarif ohne Laststeuerung.

Tabelle 3: Scoring-Modell für V2G-Geschäftsmodelle aus Sicht der EVU, NB und Kund*innen

Perspektive	Gewichtung	Kriterium	Gewichtung	Punktwert	Gewichteter Punktwert	Gesamtpunktzahl
Umsetzbarkeit	25%	Technische Umsetzbarkeit	60%	5	3	1,25
		Regulatorische Rahmenbedingungen	40%	5	2	
EVU	35%	Implementierungsaufwand	35%	5	1,75	1,75
		Erlöspotenzial	50%	5	2,5	
		Image- und Umweltnutzen	15%	5	0,75	
Kunde	30%	Finanzieller Vorteil	60%	5	3	1,5
		Nutzungseinschränkungen	40%	5	2	
Netzbetreiber	10%	Netzdienlichkeit	70%	5	3,5	0,5
		Steuerungsaufwand	30%	5	1,5	
Summe	100%					5

Quelle: Eigene Darstellung (2022).

Die Umsetzbarkeit als akteurunabhängiges Kriterium wird durch die technische Umsetzbarkeit und die regulatorischen Rahmenbedingungen abgebildet. Mit einer Gewichtung von 25% ist die Umsetzbarkeit als eines von vier übergeordneten Kriterien durchschnittlich relevant und ist ein nicht zu vernachlässigender Faktor für das Gelingen des Geschäftsmodells. Innerhalb der Umsetzbarkeit werden die technischen und regulatorischen/politischen Rahmenbedingungen bewertet. Mit 60% Gewichtung wird die technische Umsetzbarkeit und damit die Komplexität als Hauptkriterium gewertet, da es ohne technisch funktionierende Umsetzung nicht möglich ist, die Fahrzeuge als mobile Energiespeicher nutzbar zu machen. Die regulatorischen Rahmenbedingungen sind auch von großer Bedeutung, lassen sich aber über unterschiedliche Konzepte wie virtuelle Kraftwerke, Aggregation und die Verwaltung über entsprechende Energiedienstleister weitestgehend erfüllen.

Die Sicht des EVU, also des Anbieters des Geschäftsmodells, ist mit 35% am höchsten bewertet, da dieser Akteur die zentrale Aufgabe hat ein wirtschaftlich und technisch funktionierendes Geschäftsmodell aufzubauen. Damit das passiert müssen die Kriterien Implementierungsaufwand, Erlöspotenzial und Image- und Umweltnutzen betrachtet werden. Dadurch werden finanzielle Aspekte, operative, aufwandsbezogene Aspekte sowie weitere weiche Faktoren abgedeckt. Mit 50% ist das Erlöspotenzial am höchsten bewertet, da die finanzielle Sichtweise auf ein Geschäftsmodell meistens dominiert. Der Implementierungsaufwand wird mit 35% gewichtet, weil er etwas weniger relevant ist als das Erlöspotenzial. Die zusätzlichen Effekte Image- und Umweltnutzen stellen nur eine Randnotiz dar und werden deshalb mit 15% gewichtet.

Die Sicht der Kund*innen wird durch die Kriterien finanzieller Vorteil und die möglichen Nutzungseinschränkungen bewertet. Eine Gewichtung von 30% stellt die Kund*innen als ebenfalls zentrale Akteure in den Fokus. Für Kund*innen ist es in erster Linie wichtig, dass das Wertversprechen in Form von Erlösen oder verbesserten Ladebedingungen möglichst attraktiv ist. Mit einer Gewichtung von 60% wird die Relevanz hervorgehoben. Mit den zu erwartenden Nutzungseinschränkungen für die Mobilität kann das Geschäftsmodell stehen und fallen. Für Kund*innen wird es eine Grenze geben, bei denen die Nutzungseinschränkungen den finanziellen Nutzen überwiegen und das Geschäftsmodell unattraktiv wird. Geringe Nutzungseinschränkungen werden allerdings kaum oder gar nicht ins Gewicht fallen. Aus diesem Grund wird das Kriterium mit 40% etwas geringer gewichtet.

Zuletzt wird die Sichtweise der Netzbetreiber auf die Geschäftsmodelle bewertet. Da die Netzbetreiber eine ausgelagerte Rolle einnehmen, die im Wesentlichen einen Nutzen aus den Netzdienstleistungen zieht und dafür einen gewissen Steuerungsaufwand bezüglich der Kommunikation netzrelevanter Daten, wird die Netzbetreiberperspektive mit 10% gewichtet. Das Ausmaß der Netzdienlichkeit ist dabei mit 70% als der zentrale Faktor bewertet. Der zu leistenden Steuerungsaufwand fällt dabei mit 30% weniger ins Gewicht.

3. Geschäftsmodelle für Vehicle-to-Grid-Anwendungen

Im Folgenden Abschnitt werden zwei ausgewählte Geschäftsmodelle für Vehicle-to-Grid und Grid-to-Vehicle-Anwendungen auf Grundlage der dargestellten theoretischen und methodischen Aspekte aufgestellt, analysiert und bewertet.

3.1 Preisgesteuertes Laden

Die folgenden Kapitel dienen zur Darstellung des Geschäftsmodells preisgesteuertes Laden. Es wird zunächst auf das Konzept und den zentralen Use-Case eingegangen. Darüber hinaus wird ein Business Model Canvas für das Geschäftsmodell erstellt, welches anschließend mittels des entwickelten Scoring-Modells bewertet wird.

3.1.1 Konzept

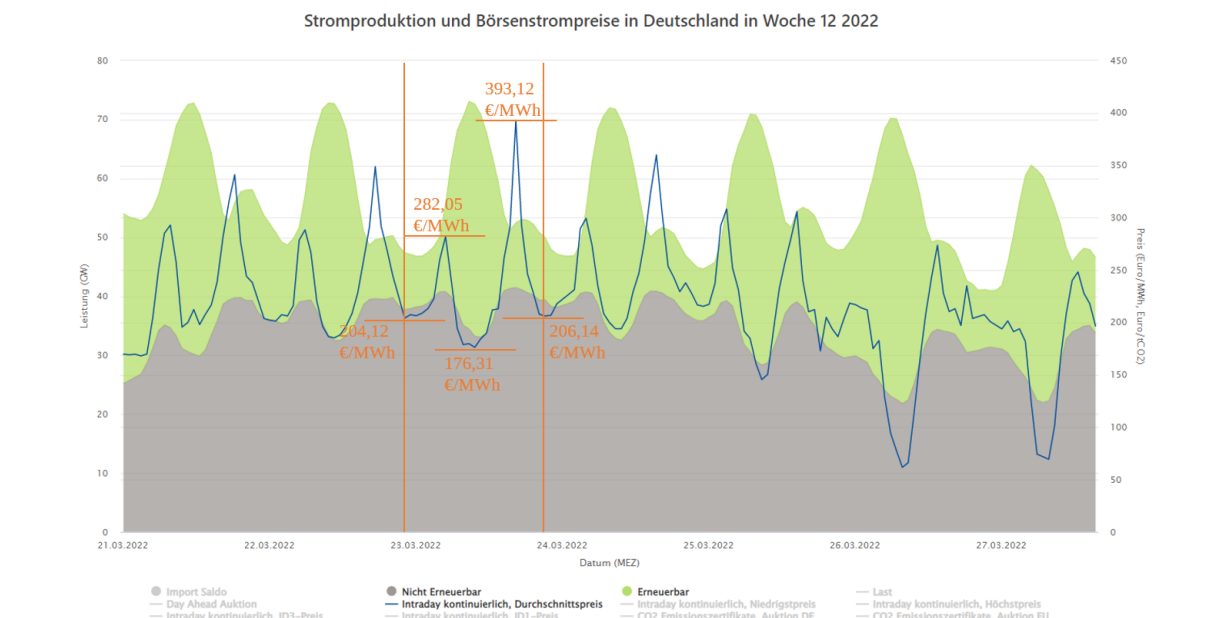
Das Geschäftsmodell des preisgesteuerten Ladens verfolgt das Prinzip, bidirektionale Ladevorgänge und damit Strombezug oder auch Stromeinspeisung am aktuellen Strompreis

auszurichten. Der ökonomische Anreiz besteht darin, die volatilen Intraday-Preise an den Strombörsen zum Vorteil zu nutzen.⁵¹

Niedrige Strompreise gehen meist aus einem hohen Stromangebot, insbesondere aus erneuerbaren Energien, hervor. Das liegt daran, dass die Nachfrage, über längere Zeiträume betrachtet, sehr unelastisch ist, während das Angebot in einem Strommix mit hohem Anteil erneuerbarer Energien stark schwanken kann. Kommt es an wind- und sonnenreichen Tagen zu einer hohen Stromeinspeisung fällt der Strompreis. Unter der Prämisse sehr geringer Grenzkosten der Stromerzeugung, beispielsweise aus Windkraft, sind an windreichen Tagen durch ein Überangebot, sogar sehr geringe Strompreise zu erwarten.⁵²

Ökonomisch ist es an dieser Stelle sinnvoll, Strom zu beziehen und das EV aufzuladen. Auf der anderen Seite stehen bei niedrigem Stromangebot hohe Strompreise, die sich für bidirektional ladende EV ebenso ökonomisch sinnvoll nutzen lassen. Hier ist es nicht nur zielführend nicht zu laden, sondern umso lohnender, Strom aus der Fahrzeugbatterie zurück in das Stromnetz einzuspeisen, mit der Möglichkeit, diese Strommenge bei niedrigen Preisen „erneut“ zu beziehen.

Abbildung 9: Volatile Intraday-Strompreise in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung; Energy-Charts.info (2022).

⁵¹ Vgl. Teske et al. (2021), S. 1.

⁵² Vgl. Simon (2017), S. 256.

Abbildung 9 (siehe S. 37) zeigt den zuvor beschriebenen Sachverhalt anhand des durchschnittlichen Intraday-Preises für Strom inklusive der Stromproduktion in der Kalenderwoche 12 im Jahr 2022. Orange markiert ist der 23.03.2022 mit seinen lokalen Hoch- und Tiefpunkten für den Strompreis, um das Ausmaß der Volatilität des Strompreises innerhalb von 24 Stunden zu verdeutlichen. Die Hoch- und Tiefpunkte treten zu den Uhrzeiten 0:00 Uhr, 7:00 Uhr, 12:00 Uhr, 19:00 Uhr und 0:00 Uhr des Folgetages auf und schwanken zwischen dem absoluten Tiefpunkt und dem absoluten Hochpunkt innerhalb des Betrachtungszeitraumes von 176,31 €/MWh um 12 Uhr und 393,12 €/MWh um 19 Uhr. Diese Differenz entspricht einer Preissteigerung von ca. 123 Prozent. Folglich ist zu erwarten, dass sich über den kostengünstigen Strombezug zu den Zeiten der Tiefpunkte und dem Stromverkauf über die Rückeinspeisung zu den Zeiten der Hochpunkte ein finanzieller Vorteil ergibt. Darüber hinaus geben die Uhrzeiten, an denen die Hoch- und Tiefpunkte auftreten, Aufschluss über die in der Praxis realisierbaren Use Cases, die wie folgt aussehen können.

Der absolute Hochpunkt tritt innerhalb eines Tages meistens um 19 Uhr auf. Das beschreibt das Szenario, bei dem viele Menschen gleichzeitig Strom beziehen. Menschen kommen von der Arbeit nach Hause, kochen, schalten das Licht und den Fernseher an und laden das Elektroauto. An dieser Stelle ist es lukrativ, Strom zurück in das öffentliche Netz zu speisen, da sich ein hoher Strompreis erzielen lässt. Dieser Strom lässt sich dann für den Weg zur Arbeit am Folgetag beispielsweise zum Tiefpunkt um 0 Uhr beziehen.

Im Idealfall ergibt sich folglich eine Arbitrage aus den Preisdifferenzen am Spotmarkt für den Anteil des Stroms, welcher flexibel geladen wurde.⁵³ Verrechnet man diese Erlöse mit dem restlichen Strombezug für das Laden des EV verringern sich die Betriebskosten deutlich. Diese Betrachtungsweise ist sinnvoll, weil in der praktischen Anwendung signifikante Strommengen über normale Ladevorgänge geladen werden und die Erlöse aus dem Speicherbetrieb keine direkten Gewinne darstellen. Außerdem wird postuliert, dass in V2G-Anwendungen, bei denen niedrige Ladezustandsbereiche über längere Zeiträume erreicht werden, die Batteriealterung im Vergleich zu ungesteuertem Laden, bei dem die Fahrzeugbatterie über die meiste Zeit hinweg voll ist, geringer ausfällt und so auch die damit verbundenen Kosten.⁵⁴

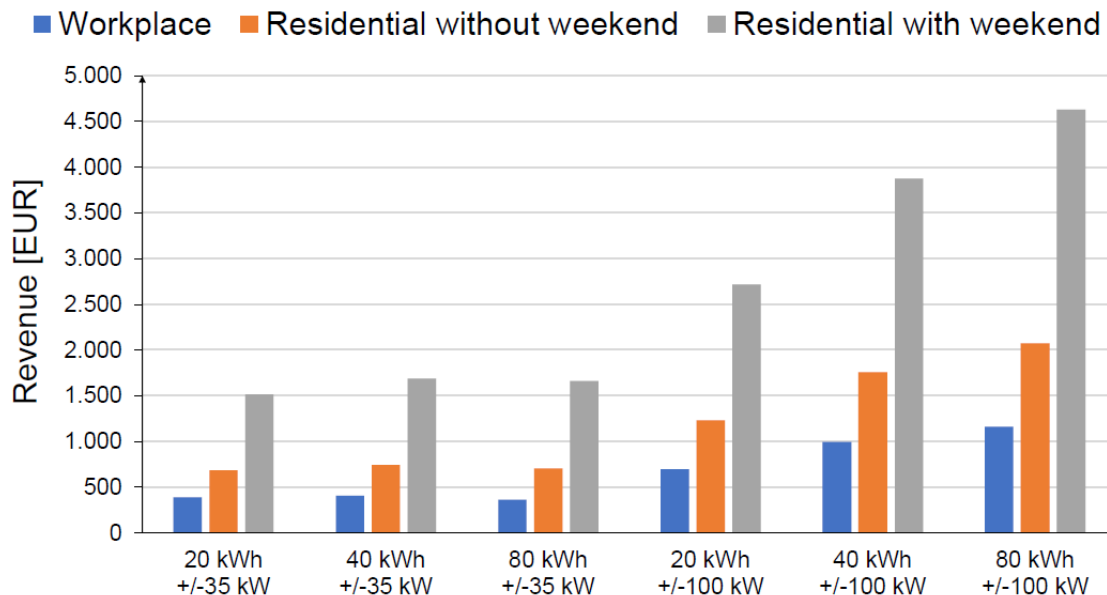
Für das Erlöspotenzial auf Kundenseite kommen Teske et al. (2021) zu dem Ergebnis, dass über die Zeitperiode von einem Jahr zwischen 400 Euro bis zu 4500 Euro erzielt werden können.

⁵³ Vgl. Schulze, Jooß, Müller (2022), S. 4.

⁵⁴ Vgl. Rosekeit et al. (2013), S. 2.

Abbildung 10 (siehe S. 39) zeigt die Erlöspotenziale für die unterschiedlichen Use Cases, die nach Lade- und Entladeleistung sowie nach der verfügbaren Strommenge zu Beginn der Periode, in der preisgesteuert geladen wird, aufgeteilt sind.

Abbildung 10: Erlöspotenzial von preisgesteuertem Laden von EV nach Teske et al. (2021)



Quelle: Teske et al. (2021).

Die untersuchten Szenarien, welche auf das in dieser Arbeit entwickelte Geschäftsmodell zutreffen, sind die Szenarien „Residential without weekend“ und „Residential with weekend“. Sie beschreiben den Use Case, dass das EV Zuhause auf der einen Seite nur an Werktagen, auf der anderen Seite zusätzlich auch am Wochenende geladen wird. Diesen Use Cases wurden unterschiedlich viele und unterschiedlich lange Parkperioden zugeschrieben, in denen das EV als Stromspeicher genutzt werden kann. Da die Parkperioden an Wochenendtagen von 15 Uhr bis 12 Uhr des nächsten Tages festgelegt wurden und an Wochentagen nur von 18 Uhr bis 8 Uhr des nächsten Tages, ergeben sich deutlich höhere Erlöse für das Szenario „Residential with weekend“. Die Annahme bezüglich der Abgaben und Steuern sowie für Transaktionskosten sind 0 €/MWh. Es ist in der Praxis zu erwarten, dass die Erlöse geringer ausfallen, da solche Abgaben zumindest in Teilen anfallen werden. Außerdem ist es derzeit kaum möglich, zuhause mit einer Lade- und Entladeleistung von 100 kW zu rechnen, da herkömmliche Wallboxen mit 11-22 kW laden. Ebenso sind viele Fahrzeugakkumulatoren kleiner dimensioniert als 100 kWh, wodurch es nicht häufig zu Szenarien kommt, bei denen Strommengen jenseits der 30 kWh

rückgespeist werden, wenn berücksichtigt wird, dass eigentlich nie die volle Akkukapazität zurückgespeist wird.

Ein kritischer Faktor für das Gelingen des Konzepts ist dabei der kurzfristige Strombezug kleiner Energiemengen am Sportmarkt durch Einzelverbraucher.

Für die nachstehende Geschäftsmodellbetrachtung wird angenommen, dass Netz- und Preisinformationen vorliegen, die Ladestation ferngesteuert werden kann, der Informationsaustausch zwischen EVU und NB stattfindet und kurzfristige Intraday-Preise realisiert werden können.

3.1.2 Business Model Canvas – preisgesteuertes Laden

Für die Darstellung des Geschäftsmodells mittels des Business Model Canvas wird die Sicht des Anbieters eigenommen. Der Anbieter ist hier das EVU in der Rolle des Versorgers und des Energiedienstleisters. Das EVU beliefert die Kund*innen mit Ladestrom für die EV und übernimmt darüber hinaus die Dienstleistungsaspekte des Geschäftsmodells, wie Kundenservice, Abrechnung und operative Prozesse. Tabelle 4 (siehe S. 40-41) zeigt den Business Model Canvas in tabellarischer Form für das Geschäftsmodell preisgesteuertes Laden, dessen Inhalte im nachstehend erläutert werden.

Tabelle 4: Tabellarischer Business Model Canvas für preisgesteuertes Laden

Element	Beschreibung
Wertangebot	Verringerte Ladestromkosten im Vergleich zu herkömmlichen Tarifen, Umweltgedanken ausleben
Kundensegmente	Privatpersonen mit EV Gewerbe mit EV-Flotten
Kundenbeziehungen	Persönliche Beratung, Key Account Manager, Co-Creation
Kanäle	Online-Auftritt, Energieberater*innen im Vertrieb, Apps
Schlüsselressourcen	Personal, Soft- und Hardware
Schlüsselaktivitäten	Vertrieb und Errichtung der technischen Kundenanlage, Energy-Trading,

Schlüsselpartner	Kundenservice, Kommunikation mit Beteiligten (Orchestrator) Kund*innen, Netzbetreiber, Hardwarehersteller- und -installateure, Softwareentwickler
Kostenstruktur	Personalkosten, Lizenzkosten
Erlösmodell	Stromlieferung, Dienstleistungsgebühr, Cross-Selling (z. B. Haushaltstarife für Strom)

Quelle: Eigene Darstellung nach Elementen von Osterwalder/Pigneur (2022).

Wertangebot

Das Wertangebot für preisgesteuertes Laden liegt in dem Versprechen, dass Ladestrom über die volatilen Spotmarktpreise kostengünstiger im Vergleich zu ungesteuertem Laden über bspw. normale Haushaltstarife bezogen werden kann. Darüber hinaus wird den Kund*innen die Möglichkeit gegeben selbst gewählte Strommengen in Form von Speicherkapazitätsanteilen der Akkumulatoren über Rückeinspeisung in das öffentliche Stromnetz zu verkaufen. So kann gewährleistet werden, dass nur Strommengen, die der Kunde selbst freigibt, auch rückeingepeist werden und beispielsweise über einen Mindestfüllstand des Akkumulators das Mobilitätsbedürfnis der Kund*innen nicht eingeschränkt wird. Des Weiteren gibt es noch weiche Faktoren des Wertangebots, wie zum Beispiel die Umweltschutzkomponente, die die Kund*innen durch den Einsatz moderner Technik und dem Beitrag zu einem effizient bewirtschafteten Energiesystem ausleben können. So können sich Privatpersonen ohne große Investitionen in EE-Projekte oder Vergleichbares an der Energiewende beteiligen. Zusammengefasst ergibt sich das Wertangebot aus der Neuheit, dem individuellen Angebot, Image- und Status-Zugewinn sowie der Kostenreduktion.⁵⁵

Kundensegmente

Die relevanten Kundensegmente für das Geschäftsmodell preisgesteuertes Laden sind EV-Besitzer im privaten sowie gewerblichen Sektor. Dort können insbesondere Technikbegeisterte und Kund*innen, die sich einen ökonomischen Vorteil für den Betrieb ihrer EV zunutze machen wollen, angesprochen werden. Vor dem Hintergrund des ökonomischen Vorteils ist es

⁵⁵ Vgl. Müller-Roterberg (2020), S. 131.

ebenso für Gewerbe aufgrund des Potenzials zur Verringerung der Betriebskosten ein interessantes Geschäftsmodell.

Kundenbeziehungen

Die Kundenbeziehung muss für das Geschäftsmodell mindestens auf persönlicher Beratungsebene stattfinden. Sinnvoll kann auch der Einsatz von Key Account Managern sein, die den Kund*innen, welche ihr Fahrzeug im Kern als Asset zur Verfügung stellen, unmittelbar bei Fragen und Problemen zur Verfügung stehen. Darüber hinaus wissen die Key Account Manager über die jeweiligen technischen Einrichtungen der Kund*innen besser Bescheid, da sich vor allem die Fahrzeuge aber auch die eingesetzten Ladestationen bei Kund*innen individuell unterscheiden können. Außerdem besteht die Möglichkeit zur Co-Creation für besonders interessierte Kund*innen, in dem sie die Parkzeiten des EV, in denen bidirektional geladen werden kann, maximieren. Der Einsatz von Key Account Managern ist insbesondere bei Gewerbekunden mit Fahrzeugflotten sinnvoll, da eine größere Speichermenge verwaltet werden muss und sich die Komplexität erhöht.

Kanäle

Da es sich bei dem Geschäftsmodell um eine komplexere Dienstleistung handelt ist es notwendig zusätzlich zum Online-Auftritt, welcher die wesentlichen Bestandteile des Geschäftsmodells darstellt und erläutert, Energieberater*innen im Vertrieb zur Verfügung zu stellen, die den Kund*innen die technische Funktionsweise und die Vorteile der V2G-Anwendung im Detail erklären und verkaufen können. Auch der Einsatz von Apps ist sinnvoll, damit sich die Kund*innen über den Ladezustand ihres Fahrzeugs jederzeit informieren können, die Steuerung der Ladestation in Notfällen übernehmen können und die generierten Erlöse einsehen können.

Schlüsselressourcen

Die Schlüsselressourcen sind die eingesetzte Soft- und Hardware, also die Ladestation und das Energiemanagementsystem, welche die Steuerung der Ladevorgänge ermöglichen. Diese müssen kompatibel und aufeinander abgestimmt sein, um den Kund*innen den versprochenen Wert bieten zu können. Hinsichtlich der Akquise und des Kundenservice ist das eigene Personal in beratender Funktion ebenfalls von großer Bedeutung.

Schlüsselaktivitäten

Das EVU nimmt die Rolle eines Orchestrators ein und verbindet die Marktteilnehmer miteinander. Auf der einen Seite bietet das EVU mittels Dienstleistern Hard- und Softwarelösungen für private Ladeinfrastruktur an und auf der anderen Seite integriert es die EV als Speicher für Netzdienstleistungen. Das EVU stellt die notwendige Kommunikation zwischen den Beteiligten sicher.

Schlüsselpartner

Die wichtigsten Schlüsselpartner sind die Kund*innen und der Netzbetreiber. Bei dem Geschäftsmodell des preisgesteuerten Ladens ist die Kooperation zwischen den drei Hauptakteuren essenziell für das Gelingen des Konzepts, da die Kund*innen die EV als Energiespeicher zur Verfügung stellen und dem Netzbetreiber eng kommuniziert werden muss, welche Energiemengen bezogen und vor allem zurückgespeist werden. Außerdem sind Softwarepartner, die Portale und Tools zur Steuerung der aggregierten EV bereitstellen und diese den Anforderungen entsprechend anpassen können von Bedeutung.

Kostenstruktur

Die zentralen Kostenpositionen sind bei Dienstleistungen Personalkosten für Beratung, Steuerung und Kommunikation der operativen Prozesse und nachgelagerte Aktivitäten wie Abrechnung und Kundenservice. Des Weiteren sind bei weitgehend digitalen Geschäftsmodellen auch Lizenzkosten für eingesetzte Software nicht zu vernachlässigen.

Erlösmodell

Das Erlösmodell ergibt sich zum einen aus der normalen Stromlieferung zum Laden des Elektrofahrzeugs. Diese Stromlieferung wird durch die Dienstleistung des preisgesteuerten Ladens erweitert. Durch die Preisdifferenzen am Intraday-Markt ergibt sich eine Arbitrage, von der der Energiedienstleister Pauschalen oder prozentuale Anteile einbehalten kann. Auch eine davon losgelöste Pauschale ist denkbar. Das EVU erhöht also zum einen den Stromabsatz und kann aus den Erlösen des bidirektionalen Ladens zusätzliche Dienstleistungsgebühren einfordern. Je nachdem wie aktiv sich die Kund*innen an den Prozessen und der Optimierung dieser beteiligt, können auch bessere Konditionen gewährt werden, um einen Anreiz zu schaffen, die EV möglichst häufig und lange als Speicher zur Verfügung zu stellen.

3.1.3 Bewertung und Einordnung

Tabelle 5: Scoring-Modell für preisgesteuertes Laden

Perspektive	Gewichtung	Kriterium	Gewichtung	Punktwert	Gewichteter Punktwert	Gesamtpunktzahl
Umsetzbarkeit	25%	Technische Umsetzbarkeit	60%	3	1,8	0,65
		Regulatorische Rahmenbedingungen	40%	2	0,8	
EVU	35%	Implementierungsaufwand	35%	1	0,35	1,03
		Erlöspotenzial	50%	4	2	
		Image- und Umweltnutzen	15%	4	0,6	
Kunde	30%	Finanzieller Vorteil	60%	4	2,4	0,96
		Nutzungseinschränkungen	40%	2	0,8	
Netzbetreiber	10%	Netzdienlichkeit	70%	3	2,1	0,33
		Steuerungsaufwand	30%	4	1,2	
Summe	100%					2,97

Quelle: Eigene Darstellung (2022).

Tabelle 5 (siehe S. 44) zeigt die Ergebnisse der Geschäftsmodellbewertung für preisgesteuertes Laden nach dem aufgestellten Bewertungsmodell. Folgend werden die vergebenen Punktwerte erläutert.

Die technische Umsetzbarkeit wird mit dem mittleren Wert 3 bewertet. Die grundsätzliche technische Einrichtung für bidirektionales Laden lässt sich schon jetzt implementieren, ist aber noch nicht besonders markttauglich für private Nutzung. Für die Implementierung der Preiskomponente als auslösenden Parameter gibt es die Möglichkeit auf die Marktdaten der Strombörsen zuzugreifen, so wie es auch außerhalb von V2G-Anwendungen möglich ist.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen sind mit 2 Punkten etwas niedriger bewertet, da es bisher keinen expliziten regulatorischen Rahmen für V2G-Anwendungen gibt, wodurch die mobilen Stromspeicher wie andere Erzeugungsanlagen behandelt werden. Das führt dazu, dass Abgaben, Steuern und sonstige Kosten die Wirtschaftlichkeit schmälern und die Umsetzung erschweren.

Die Umsetzbarkeit wird nach vollständiger Verrechnung mit den Gewichtungsfaktoren mit 0,65 von 1,25 Punkten eher mittelmäßig bewertet. Die Umsetzung von V2G-Anwendungen im Allgemeinen und in Kombination mit der Strommarktkopplung stößt noch vor relativ große Hürden (siehe Kapitel 2.1.4).

Der Implementierungsaufwand für EVU wird mit einem Punkt sehr niedrig bewertet. Das hat den Grund, dass insbesondere die automatische Auslösung von Ladevorgängen in Abhängigkeit

kurzfristiger Strompreise ein sehr hohen Entwicklungsaufwand im Bereich Software und Preismodellen erfordert. Die Neuartigkeit Privatkund*innen im kleinen Maßstab über volatile Intraday-Preise zu tarifieren wird nur EVU und Energiedienstleister mit großem Know-How in dem Bereich gelingen.

Die zu erwartenden Erlöse können neben grundsätzlichen Dienstleistungsgebühren, durch gute Prognosen und funktionierende Tradingmodelle, hohe Summen je EV generieren und werden dementsprechend mit 4 Punkten bewertet. Allerdings hängt ein Teil des Erlöspotenzials auch davon ab, wie zuverlässig die Preisdifferenzen über die bidirektionalen Ladevorgänge realisiert werden können. Eine wichtige Basis ist aber der ohnehin notwendige Ladestromvertrag, der einen signifikanten Deckungsbeitrag leisten kann.

Der letzte Aspekt aus Sicht der EVU sind die Imageaspekte und der Umweltnutzen. Der sehr innovative Charakter des Geschäftsmodells in Form der Strommarktkopplung hat einen großen positiven Effekt auf das Unternehmensimage. Die V2G-Technologie leistet dabei einen relevanten Beitrag zur effizienten Einbindung der erneuerbaren Energien und der Elektromobilität in das gesamte Energiesystem mit positiven Effekten für die Umwelt. Die Bewertung ist mit 4 vergebenen Punkten dementsprechend hoch.

Nach vollständiger Gewichtung ergibt sich eine Gesamtpunktzahl für die EVU-Perspektive von 1,03 von 1,25, welche hoch ausfällt. Innovative Geschäftsmodelle sind zukünftig wichtig für die EVU, um sich mit den an Relevanz gewinnenden Energiedienstleistern messen zu können.

Der finanzielle Vorteil aus Sicht der Kund*innen wird mit 4 Punkten bewertet. Das liegt vor allem darin begründet, dass das Potenzial der erwirtschafteten Erlöse aus den Preisdifferenzen am Spotmarkt besonders groß ist. Der Effekt auf die Verringerung Betriebskosten hinsichtlich des Ladestroms ist ein attraktiver Anreiz für die Kund*innen, ihre EV für diese V2G-Anwendung zur Verfügung zu stellen.

Mit einer Bewertung von 2 Punkten sind die zu erwartenden Nutzungseinschränkungen voraussichtlich hoch. Das hat den Grund, dass die Häufigkeit und Dauer, in denen das EV für das preisgesteuerte Laden zur Verfügung steht, wesentlich bestimmt wie hoch die Erlöse ausfallen. Da der finanzielle Vorteil ausschließlich aus den realisierten Preisdifferenzen am Strommarkt resultiert, sind die Kund*innen dazu angereizt ihre Parkdauer zu maximieren. Sollte das aus unterschiedlichsten Gründen auf Kundenseite auch nur phasenweise nicht gelingen, zum

Beispiel aufgrund von Arbeitszeiten, die nicht mit dem typischen Preisverlauf innerhalb eines Tages einhergehen, leidet darunter der Nutzen der Kund*innen.

Für die Kundenperspektive ergibt sich eine Gesamtpunktzahl von 0,96. Das hohe Erlöspotenzial ist ein entscheidender Vorteil des Geschäftsmodells, der allerdings durch potenziell hohe Nutzungseinschränkungen des EV geschmälert wird.

Die Netzdienlichkeit aus Sicht des Netzbetreibers für preisgesteuertes Laden wird mit 3 Punkten moderat bewertet. Zwar ist zu erwarten, dass die Preisdifferenzen entlang der Netzbelastung erfolgen und somit eine Lastverschiebung zu Gunsten der Netzstabilität erfolgt, dennoch sind hinsichtlich der Preise, Zeitverzögerungen zur tatsächlichen Netzauslastung zu erwarten. Des Weiteren kann der Strompreis als auslösender Parameter nicht allein den Netzzustand widerspiegeln, wodurch die Netzdienlichkeit des Geschäftsmodells geschmälert wird.

Zuletzt wird der Steuerungsaufwand für den Netzbetreiber sehr gut mit 4 Punkten bewertet. Dadurch, dass die Netzdienstleistung ein indirekter Effekt des Geschäftsmodells ist, hat der Netzbetreiber lediglich die Aufgabe, die notwendigen Informationen bereitzustellen und Zugang zum Stromnetz zu gewähren.

Die Perspektive des Netzbetreibers erhält demnach eine Gesamtpunktzahl von 0,33. Die für den NB sehr wichtige Netzdienlichkeit wird über das preisgesteuerte Laden nur bedingt abgebildet, was die Gesamtbewertung negativ beeinträchtigt.

Insgesamt ergibt sich ein Scoring-Wert von 2,97 von 5 möglichen Punkten. Das Geschäftsmodell punktet durch seine innovativen Aspekte und potenziell hohe Erlöse. Allerdings ist die Umsetzung verhältnismäßig aufwendig und die Effektivität ist mit einigen Risiken behaftet. Allgemeine Hürden bezüglich V2G-Anwendungen wirken sich zusätzlich negativ auf das Geschäftsmodell aus.

Nichtsdestotrotz kommen Teske et al. (2021) zu dem Schluss, dass die finanziellen Anreize, welche aus dem Konzept des preisgesteuerten Ladens hervorgehen, mit Vorteilen für das Stromnetz, die Aggregatoren und die Fahrzeugbesitzer sowie für die allgemeine Netzintegration von EV einhergehen.⁵⁶ Es ist folglich notwendig die Rahmenbedingungen zu verbessern, damit diese positiven Aspekte in der Praxis umgesetzt werden können. Auch die Betrachtung alternativer Geschäftsmodelle für V2G-Anwendungen kann Aufschlüsse darüber geben, wie

⁵⁶ Vgl. Teske et al. (2021), S. 6.

mobile Stromspeicher effektiv und effizient in das Energiesystem integriert werden können. Eine Möglichkeit ist dabei das netzgesteuerte Laden, bei dem der auslösende Parameter Netzdaten bezüglich der Netzzustands sind.

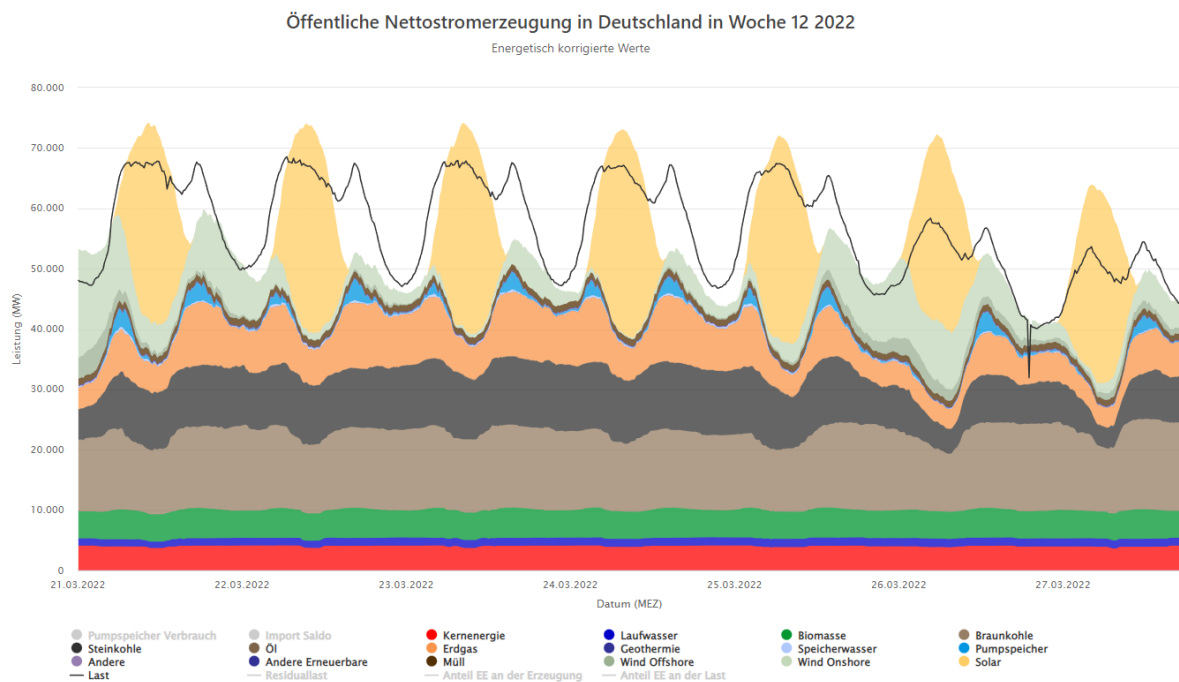
3.2 Netzgesteuertes Laden

In den folgenden Kapiteln wird das Geschäftsmodell netzgesteuertes Laden als Konzept vorgestellt und der zentrale Use-Case beschrieben. Es wird mittels eines Business Modes Canvas gezeigt, wie sich EVU das Geschäftsmodell aufbauen können und welche Vor- und Nachteile für die drei Hauptakteure zu erwarten sind. Auf dieser Basis findet zum Schluss eine Bewertung statt, welche es erlaubt dieses Geschäftsmodell mit dem vorstehend behandelten preisgesteuerten Laden zu vergleichen.

3.2.1 Konzept

Das Geschäftsmodell für netzgesteuertes Laden beschreibt die Auslösung und Steuerung von bidirektionalen Ladevorgängen bezogen auf die aktuelle Netzauslastung. Ziel dabei ist es, die Ladevorgänge der BEV so zu steuern, dass sie möglichst wenig Last auf ein bereits stark ausgelastetes Netz ausüben oder es sogar aktiv entlasten, indem Strom aus den EV zurückgespeist wird.

Abbildung 11: Nettostromerzeugung in Deutschland für Kalenderwoche 12 im Jahr 2022



Quelle: Energy-Charts.info (2022).

Abbildung 11 (siehe S. 47) zeigt die Nettostromerzeugung in Deutschland am Beispiel der Kalenderwoche 12 im Jahr 2022. Anhand des Lastverlaufs, dargestellt als schwarze Kurve, lässt sich erkennen, zu welchen Tageszeiten die Lastverschiebung durch Elektrofahrzeuge sinnvoll ist und wann Strom zurückgespeist werden kann. Im Tagesverlauf lassen sich je zwei Tief- und zwei Hochpunkte bezüglich der Netzauslastung ablesen. Die Hochpunkte finden einerseits um ca. 8 Uhr morgens statt und bilden dabei häufig ein Lastplateau, welches bis ca. 12 Uhr mittags reicht, andererseits um 19 Uhr abends. Diese Hochpunkte sind vor allem an Werktagen wesentlich durch die Berufstätigkeit der Menschen zu begründen. Die Tiefpunkte zeichnen sich in geringem Maße nachmittags von 16 bis 17 Uhr ab, während der große Lastabfall sich von 2 bis 2:30 Uhr nachts ereignet.

Den Kern-Use-Case für netzgesteuertes Laden stellt die Lastverschiebung nach Ende der Berufstätigkeit dar. Anstelle das EV direkt nach Ankunft zuhause zu laden, lässt sich bei Nichtgebrauch für den Resttag oder noch ausreichendem Füllstand der Ladevorgang in die Nachtstunden rund um den Tiefpunkt um 2 Uhr verschieben. Darüber hinaus kann zum Hochpunkt um 19 Uhr Strom zurückgespeist werden, sofern die Restkapazität nach der Heimfahrt noch ausreichend groß ist und das EV abends nicht mehr zum Fahren benötigt wird.

Für die nachstehende Geschäftsmodellbetrachtung wird angenommen, dass alle notwendigen Netzinformationen vorliegen, NB und EVU diese entsprechend kommunizieren und die notwendige IKT zur Steuerung der Ladevorgänge vorhanden ist.

3.2.2 Business Model Canvas – netzgesteuertes Laden

Der Business Model Canvas für das Geschäftsmodell des netzgesteuerten Ladens ist aufgrund der vielen Parallelen zum Geschäftsmodell des preisgesteuerten Ladens in vielen Punkten identisch. In der Folgenden Darstellung und ausführlicheren Erläuterung der einzelnen Elemente wird demnach nur auf die Unterschiede eingegangen und nur kurz auf die Gemeinsamkeiten verwiesen. Tabelle 6 (siehe S. 48-49) zeigt den tabellarischen Business Model Canvas für das netzgesteuerte Laden.

Tabelle 6: Tabellarischer Business Model Canvas für netzgesteuertes Laden

Element	Beschreibung
Wertangebot	Verringerung der Betriebskosten des EV durch vergünstigte Ladestromtarife,

	Umweltgedanke ausleben, aktives Mitgestalten der Energiewende
Kundensegmente	Privatpersonen mit EV Gewerbe mit EV-Flotten
Kundenbeziehungen	Persönlicher Berater, Key Account Manager
Kanäle	Online-Auftritt, Energieberater im Vertrieb, Apps
Schlüsselressourcen	Personal, Soft- und Hardware
Schlüsselaktivitäten	Vertrieb und Errichtung der technischen Kundenanlage, Kundenservice und Beratung, Kommunikation der Beteiligten (Orchestrator)
Schlüsselpartner	Netzbetreiber, Kunde, Hardwarehersteller und -installateure, Softwareentwickler
Kostenstruktur	Personalkosten für die Kundenbetreuung und Netzbetreiberkommunikation, Lizenzkosten für Software und Backendsysteme
Erlösmodell	Verkauf der Netzdienstleistungen an NB, Erlöse aus Ladestrombelieferung

Quelle: Eigene Darstellung nach Elementen von Osterwalder/Pigneur (2022).

Wertangebot

Das Wertangebot ergibt sich aus den verringerten Kosten für den Bezug von Ladestrom als Gegenwert für die Bereitstellung des EV als Stromspeicher für Netzdienstleistungen. Darüber hinaus spielen auch hier der Umweltgedanke und das Mitgestalten der Energie- und Mobilitätswende als weiche Faktoren eine Rolle.

Kundensegmente

Für das netzgesteuerte Laden kommen ähnlich wie beim preisgesteuerten Laden die Kundensegmente Privatpersonen und Gewerbe mit EV in Frage. An dieser Stelle ist hervorzuheben, dass sich hier gewerblich genutzte Fahrzeugflotten besonders gut eignen, da sie meist feste Standzeiten nach Betriebsschluss und an Wochenenden haben. Zu diesen Zeiten können sich Aggregator und Netzbetreiber auf zuverlässige Netzdienstleistungen einstellen. Der

vorgestellte Use-Case, bei dem die Lastverschiebung nach Ende der meisten Berufstätigkeiten auf die Nachtstunden stattfindet, lässt sich besonders zuverlässig über gewerbliche Fahrzeugflotten abbilden, die im klassischen „nine to five“ Betrieb genutzt werden.

Kundenbeziehungen

Die Kundenbeziehungen werden weitestgehend identisch zum Geschäftsmodell des preisgesteuerten Ladens abgebildet. Ein wesentlicher Unterschied kann sein, dass einzelne Privatkund*innen nicht unbedingt durch einen Key Account Manager betreut werden müssen, da sich die Dienstleistung weniger komplex gestaltet und viele Gemeinsamkeiten mit herkömmlichen Stromtarifen aufweist. Für Gewerbekunden mit Fahrzeugflotten ist es hingegen sinnvoll Key Account Manager einzusetzen. Bezüglich der Co-Creation können Kund*innen ihre Parkzeiten für die optimale Nutzung ihres EV als Stromspeicher anpassen. Gewerbekunden haben die Möglichkeit detaillierte Profile für die Standzeiten der Fahrzeugflotten definieren und besonders zuverlässig Netzdienstleistungen bereitstellen.

Kanäle

Die genutzten Kanäle zum Vertrieb und zur Akquise decken sich mit den Kanälen, die für das preisgesteuerte Laden erläutert wurden. Auch der Einsatz von Apps ist zur Steuerung und Information über den Ladestatus und -zustand ein probates Mittel und kann zusätzlich Werte schaffen.

Schlüsselressourcen

Die Schlüsselressourcen decken sich im Kern mit den erläuterten Aspekten für das preisgesteuerte Laden. Die eingesetzte Software und Backendsysteme zur weitestgehend automatisierten Laststeuerung sind essenziell und insbesondere wichtig für die vom Netzbetreiber kommunizierten Netzdaten.

Schlüsselaktivitäten

Das EVU nimmt auch beim netzsteuerten Laden die Orchestrator-Rolle ein und vertieft dabei die Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber. Des Weiteren werden die Hardwarehersteller und -installateure koordiniert, um die technischen Anlagen bei den Kund*innen zu errichten, sofern noch keine geeignete Ladestation vorhanden ist. Mit Softwareentwicklern werden die digitalen Systeme auf das Geschäftsmodell zugeschnitten. Die zentrale Aufgabe des EVU liegt dabei in

der Lieferung und Abrechnung des Ladestroms sowie die Kundenbetreuung während vor und während des Vertragsschlusses und während der Betriebsphase.

Schlüsselpartner

Auch die Schlüsselpartner sind weitestgehend identisch mit den Partnern im Vergleichsgeschäftsmodell. Der Netzbetreiber rückt für das netzgesteuerte Laden weiter in den Fokus, da die Netzdienstleistung unmittelbar erfolgt und nicht indirekt über den Parameter des Strompreises.

Kostenstruktur

Die wichtigsten Kostentreiber sind fixe Kosten für Softwarelizenzen sowie für Personal im Vertrieb und Kundenservice.

Erlösmodell

Das Erlösmodell für netzgesteuertes Laden besteht aus der Erlösquelle der Stromlieferung für Ladestrom. Da die aggregierte Speicherkapazität unmittelbar als Netzdienstleistung zur Verfügung gestellt wird, kann sie beispielsweise an den NB verkauft werden, wodurch der Preisnachlass auf den Ladestrom im Vergleich zu herkömmlichen Stromtarifen für die Kund*innen finanziert werden kann. Alternativ kann der Netzbetreiber keine Netznutzungsgebühren für den flexibel geladenen Strom erheben, wodurch die Stromkosten gesenkt werden. Teile dieser finanziellen Vorteile können auch in diesem Geschäftsmodell als Dienstleistungsgebühr einbehalten werden.

3.2.3 Bewertung und Einordnung

Tabelle 7: Scoring-Modell für netzgesteuertes Laden

Perspektive	Gewichtung	Kriterium	Gewichtung	Punktwert	Gewichteter Punktwert	Gesamtpunktzahl
Umsetzbarkeit	25%	Technische Umsetzbarkeit	60%	4	2,4	0,9
		Regulatorische Rahmenbedingungen	40%	3	1,2	
EVU	35%	Implementierungsaufwand	35%	4	1,4	1,05
		Erlöspotenzial	50%	2	1	
		Image- und Umweltnutzen	15%	4	0,6	
Kunde	30%	Finanzieller Vorteil	60%	3	1,8	1,02
		Nutzungseinschränkungen	40%	4	1,6	
Netzbetreiber	10%	Netzdienlichkeit	70%	4	2,8	0,37
		Steuerungsaufwand	30%	3	0,9	
Summe	100%					3,34

Quelle: Eigene Darstellung (2022).

In Tabelle 7 (siehe S. 51) werden die Ergebnisse der Bewertung über das entwickelte Scoring-Modell für das Geschäftsmodell netzgesteuertes Laden dargestellt.

Die technische Umsetzbarkeit ist als gut einzuschätzen und wird mit 4 Punkten bewertet. Aufgrund der Nähe zur klassischen Laststeuerung, die vielfach schon umgesetzt wird, ist zu erwarten, dass es technisch gut umzusetzen ist über Netzdaten bidirektionale Ladevorgänge auszulösen. Die Erprobung von Einzelfahrzeugen am Regelenergiemarkt durch Amprion, The Mobility House und Enervie (siehe Kapitel 2.1.3) zeigt darüber hinaus, dass Netzdienstleistungen in diesem Maßstab technisch umsetzbar sind.

Aus dem gleichen Grund wird auch das Kriterium der regulatorischen Rahmenbedingungen mit 3 Punkten bewertet. Der Abzug kommt dadurch zustande, dass ähnlich zum preisgesteuerten Laden kein regulatorischer Rahmen für V2G-Anwendungen besteht, welcher die Technologie fördern kann, sondern bestehende Regularien bezüglich der Stromeinspeisung angewendet werden, welche die Geschäftsmodelle hemmen können.

Insgesamt ergibt sich für die Umsetzbarkeit ein Wert von 0,9 Punkten, welcher anzeigt, dass das Geschäftsmodell allgemein gut umsetzbar ist und durch verbesserte regulatorische Rahmenbedingungen zukünftig sogar sehr einfach umzusetzen sein kann.

Der Implementierungsaufwand für EVU ist mit 4 Punkten gut bewertet. Der Aufwand wird dementsprechend gering eingeschätzt, da auf bestehende Anwendungen wie das Lastmanagement zurückgegriffen werden kann. Die Aggregation und im Verbund gesteuerten Einzelfahrzeuge können hinsichtlich der Implementierung über Software- und Backendsysteme noch eine Herausforderung darstellen. Abrechnungsprozesse hingegen können weitestgehend analog zu herkömmlichen Stromtarifen für Ladestationen gestaltet werden.

Das Erlöspotenzial fällt für netzgesteuertes Laden eher gering aus und wird mit 2 Punkten bewertet. Zwar ist aufgrund der geringen Komplexität für die Kund*innen, eine höhere Durchdringung der Kundensegmente zu erwarten, aber aufgrund der Weitergabe von Preisnachlässen an die Kund*innen als zentrales Wertversprechen werden die Erlöse für EVU überschaubar bleiben. Über das konkrete Angebot der Netzdienstleistung an die Netzbetreiber besteht hier aber auch ein Potenzial für weitere Erlöse.

Der Image- und Umweltnutzen wird mit 4 Punkten bewertet. Aus den gleichen Gründen wie für das preisgesteuerte Laden lässt sich über innovative Geschäftsmodelle und dem Beitrag zur

Integration von EE und EV in das Energiesystem ein positiver Imageeffekt erzielen. Auch die Umweltaspekte durch Förderung von Elektromobilität und EE sind gegeben.

Daraus ergibt sich eine Gesamtpunktzahl für die EVU-Perspektive von 1,05. Der Wert wird durch das sehr relevante aber gering bewertete Erlöspotenzial stark geschmälert. Die Attraktivität des Geschäftsmodells für EVU ist aber dennoch vorhanden.

Aus Sicht der Kund*innen ist der finanzielle Vorteil moderat einzuschätzen und wird mit 3 Punkten bewertet. Aufgrund der konstant günstigeren Tarife für Ladestrom ergeben sich zuverlässige Einsparungen für Ladestrom im Vergleich zu ungesteuertem, unidirektionalem Laden. Allerdings lassen sich keine besonders hohen Erlöse im Vergleich zum preisgesteuerten Laden erzielen.

Die damit verbundenen Nutzungseinschränkungen fallen gering aus, da neben vollständiger Lastverschiebung auch nur ein gedrosselter Leistungsabruf stattfinden kann, ergibt sich für viele Ladeszenarien kaum eine Nutzungseinschränkung des Fahrzeugs. Lediglich das Zurverfügungstellen anteiliger Ladekapazität für die Rückeinspeisung kann die Reichweite bei ungeplanter und spontaner Nutzung des Fahrzeugs einschränken. Die Bewertung erfolgt dementsprechend gut mit 4 Punkten.

Dadurch ergibt sich eine Gesamtpunktzahl von 1,02 Punkten, die die Attraktivität für die Kund*innen aufgrund des geringeren finanziellen Vorteils leicht schmälert, insgesamt aber doch hoch bewertet ist.

Die Netzdienlichkeit aus Sicht des Netzbetreibers ist mit 4 Punkten sehr hoch bewertet. Dadurch, dass die EV unmittelbar eine Netzdienstleistung zur Verfügung stellen, lassen sich die im Pool gesteuerten Fahrzeuge optimal auf den Netzzustand ausrichten. Lediglich die unter Umständen geringe und je nach Verfügbarkeit der Fahrzeuge auch volatile Speicherkapazität verringert den vergebenen Wert für das Kriterium leicht.

Der Steuerungsaufwand für den Netzbetreiber ist etwas höher als beim preisgesteuerten Laden und mit 3 Punkten etwas schlechter bewertet. Der Netzbetreiber muss sehr genaue Netzdaten kommunizieren, da diese den auslösenden Parameter für die bidirektionalen Ladevorgänge darstellen.

Die Gesamtpunktzahl für die Netzbetreibersicht beläuft sich auf 0,37 und fällt damit ebenfalls hoch aus. Eine gute Netzdienlichkeit sorgt dafür, dass der Netzbetreiber weniger kurzfristige

Maßnahmen zur Gewährleistung der Netzstabilität leisten muss, wodurch sich die Netzbetriebskosten verringern lassen.

Insgesamt ergibt sich nach vollständiger Gewichtung und Addition der Punktwerte der einzelnen Kriterien ein Scoring-Wert von 3,34, welcher etwas höher als beim preisgesteuerten Laden ausfällt.

Das netzgesteuerte Laden hat den bedeutenden Vorteil, dass die Lastverschiebung ein zentraler Bestandteil des Geschäftsmodells ist. Simon (2017) kommt bezogen auf die Flexibilität im Stromnetz zum Schluss, dass „die Lastverschiebung [...] kostengünstiger als jede andere Art der Stromspeicherung“⁵⁷ ist. Das lässt sich dadurch begründen, dass die Opportunitätskosten für die Verbraucher*innen, welcher seine Last verschiebt, sogar gegen Null gehen können. Einem Fahrzeugflottenbetreiber ist es unter Umständen egal zu welcher Zeit nach Betriebsende die Fahrzeuge aufgeladen werden und kann sich finanzielle Vorteile für den Betrieb der Fahrzeugflotte sichern, ohne das Mobilitätsbedürfnis einschränken zu müssen. Auch für privat genutzte EV ist es in vielen Ladeszenarien egal, ob die Batterie unmittelbar nach Ankunft zuhause aufgeladen wird oder erst spät in der Nacht, wenn die Netzbelastung viel geringer ist.

Nach abgeschlossener Bewertung beider Geschäftsmodelle für V2G-Anwendungen lassen sich diese nun unter anderem anhand der Scoring-Werte vergleichen.

4. Vergleichende Analyse

Im Folgenden Abschnitt werden die beiden Geschäftsmodelle auf ihre wesentlichen Unterschiede hin untersucht und die Ergebnisse des Scoring-Verfahrens beurteilt.

Mit 3,34 von 5 möglichen Punkten schneidet das Geschäftsmodell für netzgesteuertes Laden um ca. 12% besser ab als das Vergleichsmodell preisgesteuertes Laden, welches mit 2,97 von 5 möglichen Punkten bewertet wurde. Allgemein lässt sich erkennen, dass beide Geschäftsmodelle mittelmäßig abschneiden. Unter der Annahme, dass 3 Punkte den genauen Mittelwert darstellen, ist das preisgesteuerte Laden sogar minimal unterdurchschnittlich bewertet. Aufgrund der im Kern sehr ähnlichen Anforderungen an die Geschäftsmodelle, welche im Wesentlichen durch die gleiche Anwendungstechnologie zustande kommen, nämlich V2G, liegen die Scoring-Werte logischerweise nicht besonders weit auseinander. Werden an dieser Stelle nur leicht

⁵⁷ Simon (2017), S. 272.

andere Bewertungsgrundlagen gewählt, kann sich unter Umständen sogar ein umgekehrtes Ergebnis abzeichnen, bei dem das preisgesteuerte Laden etwas besser abschneidet als das netzgesteuerte Laden.

Bezüglich des Scoring-Modells lässt sich aber mit Sicherheit festhalten, dass beide Geschäftsmodelle ähnlich großes Potenzial haben, einen signifikanten Beitrag zur Netzintegration von EV beizutragen. Außerdem wird ersichtlich, dass aktuell noch bedeutende Hürden hinsichtlich der Umsetzbarkeit beider Geschäftsmodelle bestehen, was durch die moderaten Scoring-Werte abgebildet wird.

Darüber hinaus lassen sich konzeptionelle Unterschiede feststellen, die unabhängig vom Scoring-Modell Aufschluss über das zukünftige Potenzial der Geschäftsmodelle geben.

Einer der Unterschiede ist die Art und Weise wie der finanzielle Vorteil für die Kund*innen generiert wird. Das preisgesteuerte Laden vertraut darauf, dass Preisdifferenzen auftreten und zu den Perioden, in denen diese auftreten, das Elektrofahrzeug auch für die V2G-Nutzung zur Verfügung steht. Darüber hinaus ist die Höhe der Preisdifferenzen volatil und somit auch die zu erwartenden Erlöse. Das netzgesteuerte Laden funktioniert hingegen ähnlich zu normalen Stromtarifen, da für die Netzdienstleistung eine Vergünstigung auf den Strompreis gewährt wird. Auf diese Weise ist für alle Beteiligten ersichtlich, wie sich die finanziellen Vorteile und in welchem Ausmaß ergeben. Gleichwohl lassen sich beim preisgesteuerten Laden erhebliche Erlöse erzielen, wenn die Perioden zu V2G-Nutzung in Dauer und Anzahl maximiert werden.

Ein weiterer Unterschied besteht bezüglich der Wirkung auf die Netzstabilität. Das netzgesteuerte Laden stellt dabei die Netzdienstleistung als solche unmittelbar in den Vordergrund und lässt sich optimal auf den sicheren Netzbetrieb einstellen, ohne dass Kund*innen einen Nachteil daraus erleiden, dass ihr Fahrzeug als Batteriespeicher gerade gar nicht benötigt wird. Wird die Netzdienstleistung nur indirekt über den Preis gesteuert, kann es dazu kommen, dass trotz eines niedrigen Preises gar kein Überangebot an Strom besteht, da sich der Preis nicht ausschließlich nach der Produktion richtet. Um das preisgesteuerte Laden optimal auf das Netzgeschehen auszurichten, bedarf es einer komplexeren Steuerung, die Randbedingungen in Betracht zieht und sicherstellt, dass der Preis die bidirektionalen Ladevorgänge nur dann auslöst, wenn die Netzauslastung diese Situation auch widerspiegelt.

Folglich ist es sinnvoll, das netzgesteuerte Laden, aufgrund der geringeren Komplexität, als Vorreiter-Geschäftsmodell zu verstehen und weiterzuentwickeln. Die konzeptionelle Nähe zum

Regelenergiemarkt, für den bereits V2G-Anwendungen pilotprojektbezogen umgesetzt wurden, erlaubt es, die gewonnenen Erkenntnisse aus diesen Projekten auf das netzgesteuerte Laden anzuwenden.

Auf Basis dieser Ergebnisse können Handlungsempfehlungen für die weitere Auseinandersetzung mit den untersuchten Geschäftsmodellen gegeben werden. Darüber hinaus lohnt sich eine Betrachtung alternativer Möglichkeiten, die in der Umsetzung weniger komplex sind.

5. Handlungsempfehlungen

Die untersuchten Geschäftsmodelle stellen in jedem Fall nur einen Baustein der Sektorenkopplung dar. Allerdings zeigen die Hürden für das Etablieren solcher innovativer Geschäftsmodelle auf, an welchen Stellen sich die Energiewirtschaft und das gesamte Energiesystem weiterentwickeln müssen. Unter der Prämisse, dass preisgesteuertes Laden derzeit noch zu komplex für die flächendeckende Anwendung ist, können Geschäftsmodelle und Technologien wie das netzgesteuerte Laden, die dem gewöhnlichen Lastmanagement nahekommen, die am Markt eingesetzten Technologien weiterentwickeln und vorantreiben. So kann es gelingen, die notwendige IKT als Key Enabler für innovative Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft in das Stromnetz zu integrieren und die dezentrale Energieerzeugung und -speicherung markttauglich zu machen.

Dementsprechend lässt sich die Handlungsempfehlung für EVU und NB aussprechen, das klassische Lastmanagement der Ladeinfrastruktur mit der V2G-Technik zu erweitern, um das netzgesteuerte Laden, als erstes mögliches Geschäftsmodell für privat genutzte Einzelfahrzeuge, markttauglich zu machen. Auf diesem Fundament können weitere V2G-Anwendungen deutlich leichter in die Umsetzung finden.

Neben innovativen und technisch anspruchsvollen Geschäftsmodellen wie das preis- und netzgesteuerte Laden gibt es insbesondere für die Kund*innen noch weitere alternative Möglichkeiten finanzielle Vorteile für den Betrieb ihres EV zu erzielen. Eine davon ist der Treibhausgas-Quotenhandel (THG-Quotenhandel), über den die EV-Besitzer Geldprämien dafür erhalten, dass sie ein umweltfreundliches Elektroauto fahren. Der Hintergrund ist, dass Mineralölkonzerne ihre Schadstoffemissionen jährlich prozentual verringern müssen, um die THG-Quote einzuhalten und hohe Strafzahlungen zu vermeiden. Dies können die Unternehmen zum einen über tatsächliche Emissionsreduktionen erreichen und zum anderen können sie sogenannten

THG-Quoten einkaufen. Für EV bestehen pauschalwerte, die einmal jährlich über ein THG-Zertifikat je Fahrzeug ausgestellt werden.

An dieser Stelle übernimmt wieder ein EVU oder Energiedienstleister die Aggregator-Rolle und bündelt die einzelnen Zertifikate der EV-Besitzer*innen. Die Bündelung ist deswegen notwendig, weil nur über ausreichend große Mengen lukrative Erlöse erzielt werden können. Die THG-Zertifikate werden in einem Bieterverfahren an den Höchstbietenden versteigert. Den EV-Besitzern werden anschließend ihre entsprechenden Geldprämien ausgezahlt.

Die Kund*innen haben hierbei den entscheidenden Vorteil, dass über die Bündelung bessere Konditionen im THG-Quotenhandel ausgehandelt werden können und aufwändige bürokratische und organisatorische Prozesse vom Dienstleister übernommen werden. Die Dienstleister finanzieren ihren Aufwand, indem Anteile aus dem Verkauf der THG-Zertifikate einbehalten werden.⁵⁸

Auf diese Weise lassen sich jährliche finanzielle Prämien für Elektrofahrzeuge erzielen, ohne in die technischen Anlagen zu investieren oder sich in der Nutzung des EV zu Mobilitätszwecken einzuschränken.

6. Fazit und Ausblick

Im letzten Kapitel werden die gewonnenen Erkenntnisse im Fazit zusammengefasst und Bezug zu den zu Beginn aufgestellten Forschungsfragen genommen. Abschließend wird ein Ausblick auf die mögliche zukünftige Entwicklung von V2G gegeben.

6.1 Fazit

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Elektromobilität sind zwei der wesentlichen Treiber der Energiewende in Deutschland. Obgleich sie erheblich dazu beitragen werden, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, stellen sie das Energieversorgungssystem vor neue Herausforderungen. Die Sektorenkopplung des Energiesektors und des Mobilitätssektors ist dabei ein zentraler Lösungsansatz und kann nur über die Vernetzung von Stromnetz und Elektrofahrzeugen gelingen. V2G-Anwendungen sind dabei eine zentrale Technologie die Speicherkapazitäten der EV für Netzdienstleistungen nutzbar zu machen.

⁵⁸ Vgl. Ambrosch (2022).

Die Antworten auf die erste Forschungsfrage „Welche Akteure haben welche Anreize bei der Implementierung von V2G-Anwendungen?“ lassen sich wie folgt zusammenfassen.

Als die zentralen Akteure haben sich die Netzbetreiber, die Energieversorgungsunternehmen bzw. Energiedienstleister und die EV-Besitzer*innen, welche in den Geschäftsmodellen als Kund*innen auftreten, herauskristallisiert. Die NB tragen die Verantwortung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und sehen sich dabei mit den durch die EV verursachte Netzbelastung konfrontiert. Über die V2G-Anwendungen lässt sich diese Netzbelastung vermeiden und sogar umkehren, sodass die EV einen positiven Beitrag zur Netzstabilität leisten können. Da die NB außerhalb des Regelenenergiemarktes für Geschäftsmodelle nicht in die direkte Anbieterrolle schlüpfen werden, müssen sie den Anbietern aber ermöglichen, diese Geschäftsmodelle technisch umsetzbar zu machen. Dafür müssen die Netzbetreiber die Kommunikation von netzbezogenen Daten gewährleisten und über Schnittstellen eng mit den Anbietern zusammenarbeiten. Auf diese Weise lässt sich ein kosteneffizienterer Netzbetrieb aufbauen, als über die herkömmlichen Flexibilitätsmechanismen die Stromnetzbelastung durch die EV aufzufangen. Daran sollten die NB großes Interesse haben.

Für die EVU sind solche Geschäftsmodelle zum einen Absatzmöglichkeiten für Strom in der Versorgerrolle und zum anderen Chancen, sich als Energiedienstleister mit innovativen Geschäftsmodellen am sich wandelnden Energiemarkt zu etablieren. Dafür bedarf es der Ausrichtung nach den Kundenbedürfnissen sowie nach den von den Netzbetreibern gestellten Rahmenbedingungen zur netzdienlichen Integration der EV.

Die Kund*innen nehmen die besondere Rolle ein, ein zentrales, energiewirtschaftliches Asset für die V2G-Anwendungen zur Verfügung zu stellen. Dafür erwarten sie eine entsprechende Gegenleistung. Diese wird in den meisten Anwendungsfällen finanzieller Natur sein. Durch die Möglichkeit weitere Betriebskosten für EV zu sparen, die bei steigenden Kosten für fossile Brennstoffe ohnehin geringer ausfallen, im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor, wird die Elektromobilität weiter an Bedeutung und Attraktivität gewinnen.

Für die zweite Forschungsfrage „Welche Geschäftsmodelle können aufgestellt werden und welche Rolle nehmen dabei die jeweiligen Akteure ein?“ werden folgende Ergebnisse festgehalten.

Geschäftsmodelle für V2G basieren im Kern auf unterschiedlichen Steuerungsparametern, welche nach messbaren Kriterien bidirektionale Ladevorgänge auslösen. Je nach Parameter können sich die Rolle und auch die damit verbundenen Aufgaben der Akteure verändern. Werden die

Ladevorgänge durch netzbezogene Daten gesteuert, nimmt die Verantwortung des Netzbetreibers hinsichtlich der Bereitstellung dieser Daten zu. Bei preisgesteuertem Laden hingegen nimmt die Verantwortung des Anbieters zu, da dieser die kurzfristigen Strompreisdifferenzen am Markt realisieren muss. Je nach Konzept kann auch die Verantwortung der Kund*innen zunehmen, falls das Geschäftsmodell erfordert, Standzeiten für die Bereitstellung von Netzdienstleistungen zu definieren und einzuhalten oder der Erfolg des Geschäftsmodells wesentlich von solchen Parametern abhängt.

Die Ergebnisse bezüglich der dritten und letzten Forschungsfrage „Wie lassen sich diese Geschäftsmodelle hinsichtlich ihres Nutzens bewerten und welcher Handlungsbedarf besteht, damit diese umsetzbar werden?“ sind wie folgt.

Die Bewertung von V2G-Geschäftsmodellen kann aus Sicht der drei identifizierten Akteure erfolgen. Dabei werden Aufwand- und Nutzenaspekte für die jeweiligen Perspektiven herangezogen, die anschließend bewertet werden. Darüber hinaus ist auch eine allgemeine Sicht auf die Umsetzbarkeit technologiebezogener Geschäftsmodelle sinnvoll. Über ein spezifisch entwickeltes Scoring-Modell wird eine Vergleichsbasis geschaffen, die es erlaubt Handlungsempfehlungen für den Umgang mit der Technologie und den Geschäftsmodellen zu formulieren.

Für die bewerteten Geschäftsmodelle preisgesteuertes und netzgesteuertes Laden lässt sich festhalten, dass beide Konzepte jeweils nur eine von vielen Möglichkeiten sind, die Sektorenkopplung voranzutreiben. Dass diese jetzt und kurzfristig noch nicht in die flächendeckende Umsetzung finden, heißt nicht, dass es keinen Sinn ergibt, sich damit auseinanderzusetzen. Damit die Elektromobilität in den zukünftig zu erwartenden Ausmaßen gelingen kann, müssen diese EV als neue Verbrauchseinheiten intelligent in das Energiesystem eingebunden werden.

Dafür bedarf es neben den Anstrengungen der genannten Hauptakteure auch der Auseinandersetzung der Politik sowie der Auto- und Ladeinfrastrukturhersteller, die technischen Anforderungen als technischen Standard der Produkte zu etablieren.

6.2 Ausblick

Die Netzintegration von Elektrofahrzeugen wird auf die ein oder andere Weise stattfinden müssen. Inwieweit und mit welchen Technologien und Konzepten dies geschehen wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt nur schwer abzuschätzen. Sicherlich wird es auf eine Vielzahl

unterschiedlicher Lösungen hinauslaufen, welche den unterschiedlichen Anwendungsbereichen und den damit verbundenen Anforderungen gerecht werden.

Es ist zu erwarten, dass private Elektrofahrzeuge zunächst in Vehicle-to-Home- bzw. Vehicle-to-Building-Konzepten eingesetzt werden, bei denen Elektrofahrzeuge nicht mit dem öffentlichen Stromnetz, sondern mit der Stromversorgung des Gebäudes vernetzt werden. Auf diese Weise lässt sich die Energieautarkie von Gebäuden mit PV-Anlagen erhöhen, in dem das EV einen stationären Energiespeicher ergänzt oder sogar vollständig ersetzt. Ein solcher Einsatz kann, auch ohne direkte Einflussnahme auf den Netzzustand, positive Effekte für die Netzstabilität erzielen. Der Vorteil besteht in der leichten Anwendbarkeit und Umsetzbarkeit. Darüber hinaus besteht das Potenzial die technischen Komponenten so weiterzuentwickeln, dass aus dem Gebäude und dem EV ein steuerbarer Verbraucher wird.⁵⁹ So kann können die Konzepte für die Netzintegration organisch wachsen bis daraus innovative V2G-Anwendungen entstehen.

In diesem Zusammenhang kann auch die Möglichkeit zur Nachrüstung erforderlicher technischer Komponenten in Betracht gezogen werden. Es wäre denkbar, sowohl die Ladestationen als auch die eingesetzten Elektrofahrzeuge, die sich derzeit im Betrieb befinden und weitere EV, die kurzfristig auf den Markt kommen, nachträglich V2G-tauglich zu machen. Für Ladestationen kann das über den Austausch bestimmter Komponenten wie einem DC-Wechselrichter passieren. Elektrofahrzeuge könnten softwareseitig dafür freigeschaltet werden oder nachträglich mit dem technisch notwendigen Steckertypen (CHAdeMO oder CSS) ausgestattet werden. Anstrengungen in diese Richtung sind bisher nicht zu erkennen. Es lässt sich eher der Trend erkennen, dass Automobilhersteller V2G-taugliche Modelle über neue Markteinführungen zur Verfügung stellen. So kündigen Volkswagen⁶⁰ und Hyundai⁶¹ Serienfahrzeuge mit V2G-Technik an. Das Potenzial für V2G, auf Basis der vorhandenen Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur, wäre demnach weitestgehend verloren.

Bei der Netzintegration muss es des Weiteren nicht zwangsläufig um die Nutzung der EV als Stromspeicher gehen, mit dem Ziel die Energie auch wieder in das Stromnetz zurückzuspeisen, sondern vorrangig um die kommunikative Vernetzung von Stromnetz, Ladestation und Fahrzeug. Die flächendeckende Einbindung von EV über solche Lastmanagementsysteme und der Möglichkeit Ladevorgänge zeitlich und nach Leistung zu steuern, kann auch ohne

⁵⁹ Vgl. Liu et al. (2013), S. 1ff.

⁶⁰ Vgl. Volkswagen (2022).

⁶¹ Vgl. Leichsenring (2022).

bidirektionale Ladevorgänge, also im reinen G2V-Betrieb, große positive Effekte auf die Netzstabilität haben, wie Schill et al. (2016) im Kontext der Regelleistungsbereitstellung schlussfolgern.⁶²

Darüber hinaus bietet es sich an für große Fahrzeugflotten mit festen Standzeiten an, welche häufig in gewerblicher Nutzung zu finden sind, direkte Netzdienstleistungen in Form von V2G-Konzepten anzubieten. Da im Verbund gesteuerte Fahrzeugflotten mit homogener Mobilitätsnutzung zuverlässig als Stromspeicher zur Verfügung stehen, können diese als virtueller Batteriespeicher agieren und im Kontext des Regelenenergiemarktes vermarktet werden, unter der Voraussetzung, dass sich das Regelenenergiemarktdesign und die Präqualifikationsbedingungen für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt, entsprechend weiterentwickeln.

⁶² Vgl. Schill et al. (2016), S. 85.

Literaturverzeichnis

- Abs, Paul-Vincent (2017), Das Smart Meter Gateway – Der kritische Erfolgsfaktor für die Digitalisierung der Energiewende, in: Doleski, Oliver D. (Hrsg.), *Herausforderung Utility 4.0 – Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert*, Springer Vieweg, Wiesbaden, S.605-612.
- Agsten, Michael (2012), Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung, in: Westermann, Dirk / Berger, Frank (Hrsg.), *Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA)*, Band 1, Universitätsverlag Ilmenau, Ilmenau.
- Ala, Guido et al. (2020), Different Scenarios of Electric Mobility: Current Situation and Possible Future Developments of Fuel Cell Vehicles in Italy, *Sustainability – January 2020*, ResearchGate.
- Ambrosch, Tobias (2022), *8 Fragen zum THG-Quotenhandel*, Quelle: 8 Fragen zum THG-Quotenhandel | eQuota, Zugriffsdatum: 06.06.2022.
- Bühler, Jochen et al. (2015), *Lebenszyklusanalyse von Großbatterien am deutschen Regelleenergiemarkt*, 9. Internationale Energiewirtschaftstagung, 11. Februar 2015, Wien.
- Bohkari, Hamza Riaz (2020), Operational concepts for grid services using electric vehicles, in: Westermann, Dirk / Berger, Frank (Hrsg.), *Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA)*, Band 28, Universitätsverlag Ilmenau, Ilmenau.
- Bundesregierung (2021), *Mehr Fortschritt wagen, Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit*, Koalitionsvertrag 2021-2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90 / Die Grünen und den Freien Demokraten (FDP), Berlin.
- Esser, Marc R. (2017), Elektromobilität: Ein neues Geschäftsmodell für Energieversorger?, in: Doleski, Oliver D. (Hrsg.), *Herausforderung Utility 4.0 – Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert*, Springer Vieweg, Wiesbaden, S. 761-771.
- Brandes, Julian et al. (2021), Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - *Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen – Update Klimaneutralität 2045*, Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Quelle: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>, Zugriffsdatum: 15.05.2022.
- Germanus, Nina et al. (2020), Entwicklung eines generischen Bewertungsmodells für Geschäftsmodelle der Energiewirtschaft, *Zeitung für Energiewirtschaft*, 44, S. 285-299.
- Göhler, Georg / Schmaus, Claudio / Klingler, Anna-Lena (2019), *Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge*, Universität Stuttgart.
- Grösser, Stefan (2018), *Definition: Geschäftsmodell*, Quelle: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/geschaeftsmodell-52275/version-275417>, Zugriffsdatum 07.05.2022.
- Kandler, Christian (2016), *Modellierung von Zeitnutzungs-, Mobilitäts- und Energieprofilen zur Bestimmung der Potentiale von Energiemanagementsystemen in Haushalten*, Dissertation, Technische Universität München, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik.

Kasperk, Garnet / Fluchs, Sarah / Drauz, Ralf (2018), Geschäftsmodelle entlang der elektromobilen Wertschöpfungskette, in: Kampker, Achim / Vallée, Dirk / Schnettler, Armin (Hrsg.), *Elektromobilität – Grundlagen einer Zukunftstechnologie*, 2. Auflage, Springer Vieweg, Aachen, S. 133-180.

Kempton, Willett et al. (2001), *Vehicle-to-Grid Power: Battery, Hybrid and Fuel Cell Vehicles as Resources for Distributed Electric Power in California*, UC Davis Research Reports.

Knab, Sebastian / Rohrbeck, René / Konnertz, Lars (2014), Kooperative Geschäftsmodellentwicklung für systemische Nachhaltigkeitsinnovationen: Eine Fallstudie im deutschen Smart Energy-Markt, in: Schallmo, Daniel R. A. (Hrsg.), *Kompendium Geschäftsmodell-Innovation – Grundlagen, aktuelle Ansätze und Fallbeispiele zur erfolgreichen Geschäftsmodell-Innovation*, Wiesbaden: Springer Gabler, S. 283-313.

Komarnicki, Przemyslaw / Lombardi, Pio / Styczynski, Zbigniew A. (2021), *Elektrische Energiespeichersysteme – Flexibilitätsoptionen für Smart Grids*, Springer Vieweg, Magdeburg.

Leichsenring, Stefan (2022), *Hyundai kündigt Elektro-Serienfahrzeug mit V2G-Technik an*, Quelle: <https://insideevs.de/news/579104/hyundai-elektrofahrzeug-vehicle-to-grid/>, Zugriffsdatum: 16.06.2022.

Liu, Chunhua et al. (2013), Opportunities and Challenges of Vehicle-to-Home, Vehicle-to-Vehicle, and Vehicle-to-Grid Technologies, *Proceedings of the Institute of Electrical and Electronics Engineers*, Vol. 101, No. 11, November 2013.

Müller, Christine / Schweinsberg, Andrea (2013), *Der Netzbetreiber an der Schnittstelle von Markt und Regulierung*, WIK Diskussionsbeitrag, No. 373, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Bad Honnef.

Müller-Roterberg, Christian (2020), *Praxishandbuch Geschäftsmodell-Innovation*, Nordestedt: Books on Demand.

Nobis, Philipp / Samweber, Florian / Fischhaber, Sebastian (2015), *Netzstabilität mit Elektromobilität*, 9. Internationale Energiewirtschaftstagung, 11. Februar 2015, Wien.

NOW GmbH (2021), *Vehicle to Grid-Projekt i-rEzEPT überzeugt mit erster Zwischenbilanz*, Pressemitteilung vom 19.05.2021, Quelle: <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/vehicle-to-grid-projekt-i-rezept-ueberzeugt-mit-erster-zwischenbilanz/>, Zugriffsdatum: 07.05.2022.

Pflaum, Rainer / Egeler, Tobias (2017), Smartes System für die Energiewende – der Übertragungsnetzbetreiber in der digitalen Zukunft, in: Doleski, Oliver D. (Hrsg.), *Herausforderung Utility 4.0 – Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert*, Springer Vieweg, Wiesbaden, S. 149-178.

Raab, Andreas F. et al. (2021), E-Mobilität als Flexibilitätsbaustein in Smart Grids, in: Göhlich, Dietmar / Raab, Andreas F. (Hrsg.), *Mobility2Grid – Sektorübergreifende Energie- und Verkehrswende*, Springer Vieweg, Berlin, S. 1-38.

Reichert, Daniel / Schriewer, Lukas (2021), Vehicle-to-Grid: Quo vadis? Readiness check of the technology landscape for integrating electric vehicles into the smart grid, in: Liebl, Johannes (Hrsg.), *Der Antrieb von morgen 2021*, Springer Vieweg, Wiesbaden.

Ried, Sabrina (2021), *Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Verteilnetzen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien - Ein Beitrag zur Kopplung von Elektrizitäts- und Verkehrssektor*, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Dissertation, Karlsruhe.

Roeder, Susanne (2021), Das Auto als Pufferspeicher, *MTZ - Motortechnische Zeitschrift*, 03/2021, S. 9-13.

Rosekeit et al. (2013), *Bidirektionales Ladegerät für Elektrofahrzeuge als Energiespeicher im Smart Grid*, Quelle: <https://www.vde.com/de/etg/arbeitsgebiete/informationen/bidirektionales-ladegeraet-fuer-elektrofahrzeuge-als-energiespeicher-im-smart-grid>, Zugriffsdatum: 27.04.2022.

Schallmo, Daniel R. A. (2014), Theoretische Grundlagen der Geschäftsmodell-Innovation – Definitionen, Ansätze, Beschreibungsraaster und Leitfragen, in: Schallmo, Daniel R. A. (Hrsg.), *Kompendium Geschäftsmodell-Innovation – Grundlagen, aktuelle Ansätze und Fallbeispiele zur erfolgreichen Geschäftsmodell-Innovation*, Wiesbaden: Springer Gabler, S. 1-28.

Schallmo, Daniel R. A. (2018), *Geschäftsmodelle erfolgreich entwickeln und implementieren*, 2. Auflage, Berlin: Springer Gabler.

Schill, Wolf-Peter et al. (2016), Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge: Modellrechnungen für Deutschland im Jahr 2035, *Zeitung für Energiewirtschaft*, 40, S. 73-87.

Schulze, Yannic / Jooß, Niklas / Müller, Mathias (2022), *Netzbelastungen durch optimal am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Quelle: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/netzbelastungen-durch-optimal-am-spotmarkt-vermarktete-bidirektionale-elektrofahrzeuge/>, Zugriffsdatum: 27.04.2022.

Simon, Ralf (2017), Nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen: Demand-Side-Management, Energiespeicher und Regelenergie, in: Matzen, Frank J. / Tesch, Ralf (Hrsg.), *Industrielle Energiestrategie – Praxishandbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes*, Springer Gabler, Wiesbaden, S. 255-272.

Sovacool, Benjamin K. / Axsen, Jonn / Kempton / Willett (2017), The Future Promise of Vehicle-to-Grid (V2G) Integration: A Sociotechnical Review and Research Agenda, *Annual Review of Environment and Resources*, 42:377-406.

Sywottek, Henriette (2019), Gesetz zur Stromnetzbelastung durch Erneuerbare-Energien-Speicher-Kombinationen, in: Haase, Hartwig / Körner, Franziska / Strubelt, Henning (Hrsg.), *Klimaanpassung und Nachhaltigkeit*, LOGiSCH GmbH, Magdeburg, S. 110-120.

Teske et al. (2021), Adapted pricing scheme for the integration of vehicle-to-grid into the energy system, *11th International Electric Drives Production Conference (EDPC)*, 7.-9. Dezember 2021.

The Mobility House (2020a), *Vehicle-Grid-Integration (VGI oder V2G) Projekte von The Mobility House: Was Kaffee, eine Insel und ein Fußballstadion gemein haben*, Quelle: https://www.mobilityhouse.com/de_de/magazin/e-mobility/vgi-projekte-von-tmh.html, Zugriffsdatum: 07.05.2022.

The Mobility House (2020b), *Nissan, TenneT und The Mobility House beenden bedeutendes V2G Pilotprojekt*, Quelle: https://www.mobilityhouse.com/de_de/magazin/pressemeldungen/nissan-tennet-und-tmh-beenden-bedeutendes-v2g-pilotprojekt.html, Zugriffsdatum: 07.05.2022.

TÜV Rheinland Consulting GmbH (2020), *Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize – Anwendungsbeispiele und Handlungsbedarf*, Quelle: <https://vdivde.it.de/sites/default/files/document/gesteuertes-laden-von-elektrofahrzeugen.pdf>, Zugriffsdatum: 20.03.2022.

Valleé, Dirk et al. (2018), Infrastruktur, in: Kampker, Achim / Vallée, Dirk / Schnettler, Armin (Hrsg.), *Elektromobilität – Grundlagen einer Zukunftstechnologie*, 2. Auflage, Springer Vieweg, Aachen, S. 87-129.

Volkswagen (2022), *Rückspeisefähige Elektroautos – Energie in zwei Richtungen*, Quelle: <https://www.volkswagen.de/de/elektrofahrzeuge/elektromobilitaet-erleben/elektroauto-technologie/rueckspeisefaehige-elektroautos.html>, Zugriffsdatum: 16.06.2022.

We Drive Solar (2022), *Wereldprimeur in Utrecht: eerste inzet van IONIQ 5 voorzien van vehicle-to-grid [V2G]technologie door Hyundai en We Drive Solar*, Quelle: <https://www.wedrive-solar.nl/actueel/wereldprimeur-in-utrecht-eerste-inzet-van-ioniq-5-voorzien-van-vehicle-to-grid-v2gtechnologie-door-hyundai-en-we-drive-solar>, Zugriffsdatum: 07.05.2022.

Wolff, Stefanie (2022), Elektromobilität – zentraler Baustein der Verkehrswende, in: Sahling, Udo (Hrsg.), *Klimaschutz und Energiewende in Deutschland*, Springer Spektrum, Berlin, Heidelberg.

Wunsch, Markus (2020), Vorbereitung des Stromnetzes für die Mobilitätswende, *Motortechnische Zeitschrift*, 81. Jahrgang, 12/2020, S. 64-67.

Eidesstattliche Erklärung

„Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig, ohne fremde Hilfe und nur unter Benutzung der angegebenen Quellen und Hilfsmittel angefertigt habe. Alle Textstellen, die wörtlich entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit hat in gleicher oder in ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen.“

Gladbeck, 30. Juni 2022

Ort, Datum



Unterschrift