

D3.2 NutzerInnen-orientierte Use-Cases

V2G Network - Entwicklung und Validierung gesamtheitlicher, nutzerInnen-orientierter Anwendungen und Geschäftsmodelle im Bereich V2G

AutorInnen

Kurt Leonhartsberger
Christian Peter
Klaus Raggl
Wolfgang Stieger
Harald Wechselberger
Rita Schinagl
Manuela Binder
Christoph Sandler
Christian Koza
Christoph Wanzenböck
Stefan Reisenbauer
Lisa Weissinger
Matthias Zawichowski

Mai 2026

Das Projekt „V2G Network“ (FFG-Nummer: 923108) wird im Rahmen der Ausschreibung „COIN KMU-Innovationsnetzwerke 2023“ durch das Bundesministerium für Arbeit und Wirtschaft (BMAW) gefördert.

Impressum

Alle veröffentlichten Beiträge und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Eine vorherige schriftliche Zustimmung der AutorInnen ist für jede vom Urheberrechtsgesetz nicht zugelassene Verwertung einzuholen.

© V2G Network

Inhaltsverzeichnis

1	Das Projekt	5
2	Ausgangssituation, Problemstellung und Ziele	6
2.1	<i>Ziele</i>	6
3	Use-Cases und Anwendungen	7
3.1	<i>PV Überschussmanagement (V2H)</i>	7
3.2	<i>Nutzung flexibler Tarife (V2H)</i>	10
3.3	<i>Reduktion von Lastspitzen (V2H)</i>	13
3.4	<i>Reduktion von Erzeugungsspitzen (V2H)</i>	18
3.5	<i>Blackout-Vorsorge (V2H)</i>	21
3.6	<i>Wholesale Trading (V2G)</i>	23
3.7	<i>Regelenergiebereitstellung (V2G)</i>	28
3.8	<i>Energy Sharing (V2G)</i>	31
4	Geschäftsmodelle	33
4.1	<i>Renault / Mobilize / The Mobility House</i>	33
4.2	<i>BMW / E.ON</i>	34
4.3	<i>Ford / Octopus Energy (DE)</i>	36
4.4	<i>We Drive Solar / Renault / Hegg Energy</i>	37
4.5	<i>Octopus Energy (UK)</i>	38
4.6	<i>Volvo / Vattenfall</i>	40
4.7	<i>Volkswagen / Elli</i>	40
4.8	<i>Zusammenfassung und Resümee</i>	40

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Funktionsweise PV-Überschussmanagement (Quelle https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/11/Steckbrief_Eigenverbrauchsoptimierung.pdf)	7
Abbildung 3-2: Kostenvorteil durch Eigenverbrauch bei PV-Überschussmanagement (links) sowie Erlöspotenziale PV-Überschussmanagement (rechts) (Quelle https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/11/Steckbrief_Eigenverbrauchsoptimierung.pdf)	8
Abbildung 3-3: Veränderung des Direktnutzungsanteils bei verschiedenen Bewirtschaftungsstrategien und Mobilitätsprofilen (Emin Güngör, BEE Engineering Projektarbeit 2025)	9
Abbildung 3-4: Stromkosten für verschiedene Ladestrategien für das Mobilitätsprofil PendlerIn	12
Abbildung 3-5: Stromkosten für verschiedene Ladestrategien für das Mobilitätsprofil PensionistIn.....	12
Abbildung 3-6: Grafische Darstellung einer möglichen Lastspitzenreduktion durch bidirektionales Laden (Quelle: ChatGPT)	13
Abbildung 3-7: Einfluss verschiedener Fahrprofilverteilungen (Quelle: https://ffe.de/wp-content/uploads/2022/02/Steckbrief_Spitzenlastkappung.pdf)	16
Abbildung 3-8: Jahresdauerkennlinie der Netzbezugsleistungen (pro 15 min) der untersuchten Szenarien 1 bis 4 für das Mobilitätsprofil Pensionist.....	17
Abbildung 3-9: Abregelungsverluste aufgrund der maximal möglichen Einspeiseleistung der untersuchten Szenarien 1 bis 4 für das Mobilitätsprofil PensionistIn.....	20
Abbildung 3-10: Beispielhafter Preisverlauf an der Strombörse und dazugehöriger V2G-Fahrplan entlang des Preissignals (Quelle: ChatGPT).....	23
Abbildung 3-11: Mögliche Erlöse bei Vermarktung durch Aggregator am Intraday Markt (Quelle: Nora Amer Mahgoub (Ffe) Intraday-Erlöspotenzial von bidirektionalem Laden– Fokus Netzentgeltbefreiung).....	24
Abbildung 3-12: Mögliche Erlös- und Kostenbausteine	25
Abbildung 3-13: Vermeidung von Ausgleichsenergie (Quelle: ChatGPT).....	26
Abbildung 3-14: Ergebnisse zeitliche Arbitrage (Quelle: https://ffe.de/wp-content/uploads/2021/11/Steckbrief_zeitliche-Arbitrage.pdf).....	27
Abbildung 3-15: Erlöspotenzial Use Case Primärregelenergie (Quelle: FfE, BDL Abschlussbericht, S. 26.)..	30
Abbildung 4-1: Europäische V2G Angebote im Überblick.....	42

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anzahl der jährlichen Speicherzyklen der analysierten Szenarien für das Mobilitätsprofil PendlerIn	11
Tabelle 2: Anzahl der jährlichen Speicherzyklen der analysierten Szenarien für das Mobilitätsprofil PensionistIn	12
Tabelle 3: Übersicht der europäischen V2G Angebote.....	41

1 Das Projekt

Ausgangssituation, Problematik und Motivation: Elektrofahrzeuge gewinnen zunehmend an Bedeutung. Diese Entwicklung bringt jedoch auch neue Herausforderungen für unser Energiesystem mit sich. Eine Lösung dafür stellt das geregelte Laden von Elektroautos dar. Vor allem in Verbindung mit der Möglichkeit, das Elektroauto bidirektional zu be- und entladen (und das Elektroauto damit als Stromspeicher zu nutzen), können nicht nur unerwünschte Auswirkungen der Elektromobilität reduziert bzw. eliminiert werden, sondern – richtig eingesetzt – auch ein netz- und systemdienlicher Zusatznutzen für unser Energiesystem geschaffen werden.

Dahingehend beschäftigen sich bereits diverse Forschungsprojekte mit den technischen Herausforderungen und arbeiten an technischen Systemen, um dieses Potenzial zu erschließen. Nach wie vor fehlen jedoch rechtliche, regulatorische, gesellschaftliche (Faktor Mensch) und auch technische (Stichwort Interoperabilität) Grundlagen und Rahmenbedingungen, was dazu führt, dass es sowohl seitens zukünftiger NutzerInnen als auch AnbieterInnen bzw. Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette eine Vielzahl an offenen Fragen und Herausforderungen gibt. Eine Anlaufstelle für all diese Fragen gibt es jedoch weder für Unternehmen noch für Private. Ebenso fehlen gesamtheitlichen Lösungsansätze und darauf aufbauende Geschäftsmodelle.

Ziele und Innovationsgehalt: Um diese Herausforderungen zu lösen, bedarf es einer Vielzahl verschiedener Kompetenzen sowie einer strukturierten Zusammenarbeit in einem interdisziplinär aufgestellten Netzwerk. Dahingehend verfolgt das vorliegende Projekt primär die folgenden 3 Ziele:

1. Aufbau eines interdisziplinären Netzwerks um gemeinsam die Grundlagen und Rahmenbedingungen für die Entwicklung gesamtheitlicher, nutzerInnen-orientierter Anwendungen und Geschäftsmodelle im Bereich Vehicle-to-Grid zu schaffen und damit den beteiligten Unternehmen eine Vorreiterrolle in diesem Zukunftsmarkt zu ermöglichen
2. Identifikation der grundlegenden Anforderungen und Bedürfnisse zukünftiger (privater) NutzerInnen und EndkundInnen an V2G-Anwendungen, und darauf aufbauend die Entwicklung gesamtheitlicher Lösungsansätze, Use-Cases und Geschäftsmodelle sowie deren technische, gesellschaftliche und rechtliche Validierung
3. Methoden-Entwicklung, Implementierung und Validierung der kompletten Wertschöpfungskette ausgewählter V2G-Use-Cases (Fahrzeug – Ladestation – Energiemanagementsystem – Aggregationsplattform – Vermarktungsplattform) mit verschiedenen Komponenten im Labor sowie in mehreren realen Testbeds

Darüber hinaus wird großer Wert auf verständliche, breitenwirksame Kommunikation und Öffentlichkeitsarbeit gelegt, mit dem Ziel, das Netzwerk sowie dessen Aktivitäten und Ergebnisse sichtbar zu machen.

Angestrebte Ergebnisse und Erkenntnisse: Zentrale Ergebnisse des Projekts sind unter anderem

1. technische, gesellschaftliche und rechtliche Grundlagen und Rahmenbedingungen für V2G in Österreich, mit Fokus auf Anforderungen und Bedürfnisse zukünftiger (privater) NutzerInnen und EndkundInnen
2. geprüfte Konzepte und Methoden, um Interoperabilität über die gesamte Wertschöpfungskette von V2G Anwendungen sicherzustellen sowie deren Umsetzung im Labor
3. validierte und gesamtheitliche Lösungsansätze, Use-Cases und Geschäftsmodelle sowie deren Umsetzung in ausgewählten Testbeds
4. Wissens-, Kommunikations- und Partizipationsplattform als zentrale Wissensdrehscheibe für alle Stakeholder zum Thema bidirektionales Laden in Österreich

Konsortium:



2 Ausgangssituation, Problemstellung und Ziele

Zahlreiche Komponenten, Produkte und Hersteller: Ein wesentlicher Erfolgsfaktor ist das Zusammenspiel unterschiedlichster Komponenten und Produkte (Elektroauto, Ladestation, Energiemanagementsystem, Aggregationsplattform, Vermarktungsplattform) von verschiedenen Herstellern und Anbietern. Proprietäre Gesamtlösungen einzelner Hersteller stellen dafür keine Lösung dar, da dadurch eine fragmentierte Landschaft von nicht kompatiblen Ökosystemen entsteht. Daher ist es aus Sicht des Konsortiums erforderlich, einen gemeinsamen, herstellerübergreifenden Lösungsansatz, anstelle einer Vielzahl, unüberschaubarer, herstellereinspezifischer Sonderlösungen zu schaffen.

Faktor Mensch: Darüber hinaus wurde bei bisherigen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten der Faktor Mensch oft vernachlässigt, denn die eigentliche Herausforderung ist nicht die Technik, sondern die Bereitschaft und Akzeptanz der Menschen, die Nutzung ihres Elektroautos für wirtschaftliche sowie netz- und/oder systemdienliche Zwecke zu akzeptieren. Um die vorhandenen Potenziale zu erschließen, braucht es daher nicht nur technische Lösungen, sondern viel mehr durchdachte und verständliche Lösungsansätze und Geschäftsmodelle, die die Bedürfnisse und Anforderungen der Menschen aufgreifen, darauf aufbauen, diese berücksichtigen und vollständig abdecken.

Fehlende Grundlagen und Rahmenbedingungen: Nach wie vor fehlen jedoch rechtliche, regulatorische, gesellschaftliche und auch technische Grundlagen und Rahmenbedingungen, was dazu führt, dass es sowohl seitens zukünftiger NutzerInnen als auch AnbieterInnen bzw. Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette eine Vielzahl an offenen Fragen und Unklarheiten gibt.

Fehlende Anlaufstelle bzw. Netzwerk: Eine Anlaufstelle für all diese Fragen gibt es jedoch weder für Unternehmen noch für Private. Dadurch kommt Wissen aus Forschungsprojekten bei den Unternehmen nicht an, wodurch Know-How und Expertise für neue Produkte und Dienstleistungen in diesem neuralgischen Geschäftsfeld der Zukunft fehlen bzw. dieses Wissen selbst erarbeitet werden muss, was zu einer deutlichen Verzögerung führt.

2.1 Ziele

Das vorliegende Deliverable adressiert daher das folgende Ziel:

Basierend auf der Bedarfserhebung werden gemeinsam nutzerInnen-orientierte Konzepte und Strategien entwickelt, wie eine optimale Nutzung der Elektromobilität für Privatpersonen, Unternehmen sowie deren MitarbeiterInnen erfolgen kann. Dabei soll auch die Möglichkeit von Energiegemeinschaften (BEGs, EEGs) berücksichtigt werden.

Die Ergebnisse wurden in Form von Steckbriefen dokumentiert, die einen Use Case kurz und prägnant beschreiben, sowie ein Überblick über technische Voraussetzungen und involvierte Stakeholder.

Darüber hinaus werden bestehende Geschäftsmodelle in Europa im Bereich Bidirektionales Laden erhoben und beschrieben. Dies soll einerseits zeigen, was heute (April 2026) bereits möglich ist und darüber hinaus eine Beurteilung möglicher Erlöspotenziale ermöglichen.

3 Use-Cases und Anwendungen

3.1 PV Überschussmanagement (V2H)

Vor allem vor dem Hintergrund stetig sinkender PV-Einspeisetarife und leistungsabhängigen Netztarifen, gewinnt die Eigennutzung des selbst erzeugten PV-Stroms immer mehr an Bedeutung. Elektroautos können dazu einen entscheidenden Beitrag leisten, einerseits als flexibler Verbraucher, der immer dann geladen wird, wenn mehr PV-Energie erzeugt wird, als verbraucht werden kann (gesteuertes Laden), andererseits als mobiler Stromspeicher (unter der Voraussetzung einer V2H fähigen Ladestation, sowie eines V2H-fähigen Fahrzeugs).

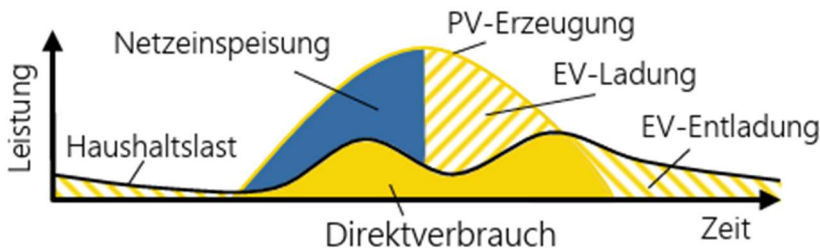


Abbildung 3-1: Funktionsweise PV-Überschussmanagement (Quelle https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/11/Steckbrief_Eigenverbrauchsoptimierung.pdf)

Das eigene Mobilitätsverhalten steht dabei weiterhin im Vordergrund. Moderne HEMS (Home Energie Management System) stellen sicher, dass immer eine bestimmte, einstellbare Reichweite zur Verfügung steht, z.B. indem das Auto unmittelbar nach dem Anstecken auf einen Mindest-Ladestand geladen wird bzw. sichergestellt wird, dass das Auto nie unter einen bestimmten Mindest-Ladestand entladen wird.

Motivation:

- Wirtschaftliche Vorteile durch Eigenverbrauchsoptimierung
- damit verbunden „emotionale“ Vorteile, da mehr der erzeugten PV-Energie genutzt werden kann
- (bedingte) Lastspitzenreduktion (aktuell nur für Unternehmen, ab 2027 auch für Private wichtig)
- mögliche Einsparung der Kosten für stationären PV-Speicher (bei Verzicht auf Notstromfähigkeit, wenn Fahrzeug nicht angeschlossen ist)
- höhere Einsparungen bei weiter steigenden Netzentgelten

Erfolgskriterien:

- Haushaltsgröße und Fahrverhalten/Verfügbarkeit des gesteuerten oder bidirektionalen Elektrofahrzeugs beeinflussen Erlöspotenziale stark
- Einsparungen müssen größer als der Wertverlust des Fahrzeuges durch das Entladen sein
- Verfügbarkeit einer schlüsselfertigen Lösung
- Einfache, verständliche Anwendbarkeit für NutzerInnen
- Minimum-SoC und gewünschter SoC zur Abfahrtszeit müssen vom Nutzer konfiguriert werden können
- Interoperabilität der Ladestation und damit verbunden Kompatibilität mit (bestehenden) Komponenten anderer Hersteller bzw. am Markt verfügbaren Energiemanagementsystemen
- Geringe Investitionskosten (vor allem im Vergleich zu einem stationären Stromspeicher)
- Garantieforderungen sind geklärt

Erforderliche Komponenten und involvierte Stakeholder:

- KundInnen (PrivatkundInnen und FirmenkundInnen)
- Fahrzeug

- Automobilhersteller (ermöglicht Bidi-Laden, deckt dies im Rahmen der Garantie ab)
- Ladestation (AC / DC) und Hersteller Ladestation
- HEMS (mit Wurzelmessung) und Hersteller HEMS (Regelstrategie)

Protokolle und Schnittstellen:

- ISO 15118-20 zwischen Fahrzeug und Wallbox
- OCPP 2.X / MQTT / Modbus / EEBUS zwischen Wallbox und HEMS

Herausforderungen:

- Involvierung eines stationären Speichers (Dimensionierung, Regelstrategie)
- Geringe Wirkungsgrade durch Laden/Entladen mit geringen Leistungen im Bereich 1 kW und damit verbunden vergleichsweise hoher Eigenverbrauch der Leistungselektronik des Fahrzeugs
- Degradierung der Batterie durch V2H und in der Folge Garantiefreige
- verlässliche Wettervorhersage
- (steuer)rechtliche Fragen bei standortübergreifendem Betrieb z. B. PV-Überschussladen am Arbeitsplatz und zu Hause V2H entladen

Erlöspotenziale:

Das V2X Suisse-Projekt untersuchte zwischen August 2023 und März 2024 die Praxistauglichkeit von bidirektionalem Laden in 50 Elektrofahrzeugen. Dabei wurde ermittelt, wie Vehicle-to-Home (V2H) und Vehicle-to-Grid (V2G) zur Energiekostensenkung und Netzstabilität beitragen können. Die Studie zeigte, dass durch V2H eine Ersparnis von 20 % bei den Energiekosten erzielt werden konnte. TeilnehmerInnen konnten überschüssigen Solarstrom effizient speichern und in Zeiten hoher Netzstrompreise zur Deckung des Haushaltsverbrauchs nutzen. Zusätzlich konnte durch V2G eine zusätzliche Einnahme von 15.000 Euro durch die Bereitstellung von Sekundärregelleistung generiert werden.

Laut dem Forschungsprojekt BDL kann das gesteuerte, unidirektionale Laden des Elektrofahrzeugs in vielen Fällen schon für einen erheblichen Teil der Erlöspotenziale sorgen und ist dabei weniger sensitiv. Die Erlöspotenziale durch das gesteuerte Laden liegen bei 140 bis 230 €/a. Der Mehrwert des bidirektionalen Ladens gegenüber dem gesteuerten Laden ist stark sensitiv in Abhängigkeit des Haushalts und Fahrverhaltens. Die gesteigerten Erlöspotenziale liegen bei 10 bis 430 €/a. Die Gesamterlöse des bidirektionalen Ladens gegenüber dem Direktladen liegen folglich bei 150 bis 600 €/a. Als typische Erlöspotenziale kann das „MID, Nicht-Pendler“-Szenario herangezogen werden. Gut 200 €/a Erlöse können durch das gesteuerte Laden generiert werden, wobei das bidirektionale Laden einen zusätzlichen Mehrwert von 100 €/a erreicht (Quelle: https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/11/Steckbrief_Eigenverbrauchsoptimierung.pdf).

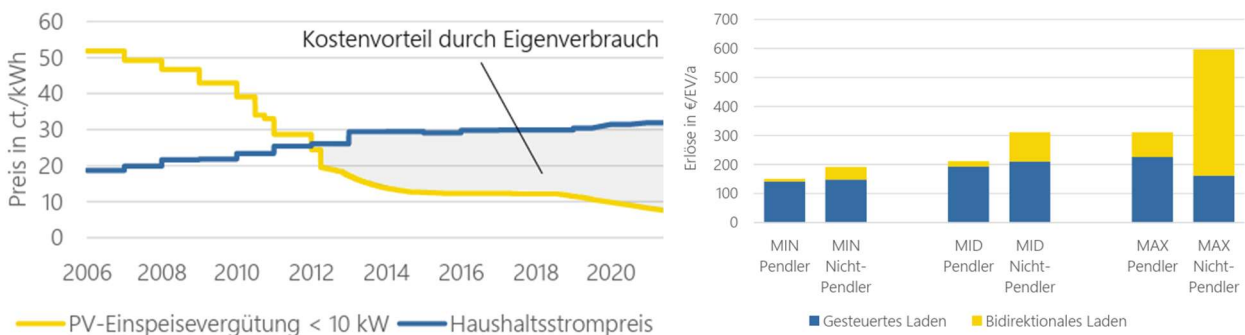


Abbildung 3-2: Kostenvorteil durch Eigenverbrauch bei PV-Überschussmanagement (links) sowie Erlöspotenziale PV-Überschussmanagement (rechts) (Quelle https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/11/Steckbrief_Eigenverbrauchsoptimierung.pdf)

In seiner Bachelorarbeit „Maximierung von Eigenverbrauch und Stromkosteneinsparung durch PV-Überschussladen und Flexible Tarife“ analysiert Güngör (2025) die Auswirkungen verschiedener PV-Überschussmanagement-Ladestrategien auf den Direktnutzungsanteil und den Autarkiegrad von Haushalten.

Betrachtete Szenarien:

	PV Leistung [kWp]	Haushaltsverbrauch [kWh]	Ausrichtung	Mobilitäts-Profil	Mind. SOC [%]	Kapazität Auto [kWh]	
10a	5	3.500	Ost/West	PendlerIn	0%	0 kWh	Kein E- Auto
10b	5	3.500	Ost/West	PendlerIn	100%	40 kWh	ungesteuert
10c	5	3.500	Ost/West	PendlerIn	40%	40 kWh	gesteuert
10d	5	3.500	Ost/West	PendlerIn	40%	40 kWh	bidirektional
11a	5	3.500	Ost/West	PensionistIn	0%	0 kWh	Kein E- Auto
11b	5	3.500	Ost/West	PensionistIn	100%	40 kWh	ungesteuert
11c	5	3.500	Ost/West	PensionistIn	40%	40 kWh	gesteuert
11d	5	3.500	Ost/West	PensionistIn	40%	40 kWh	bidirektional

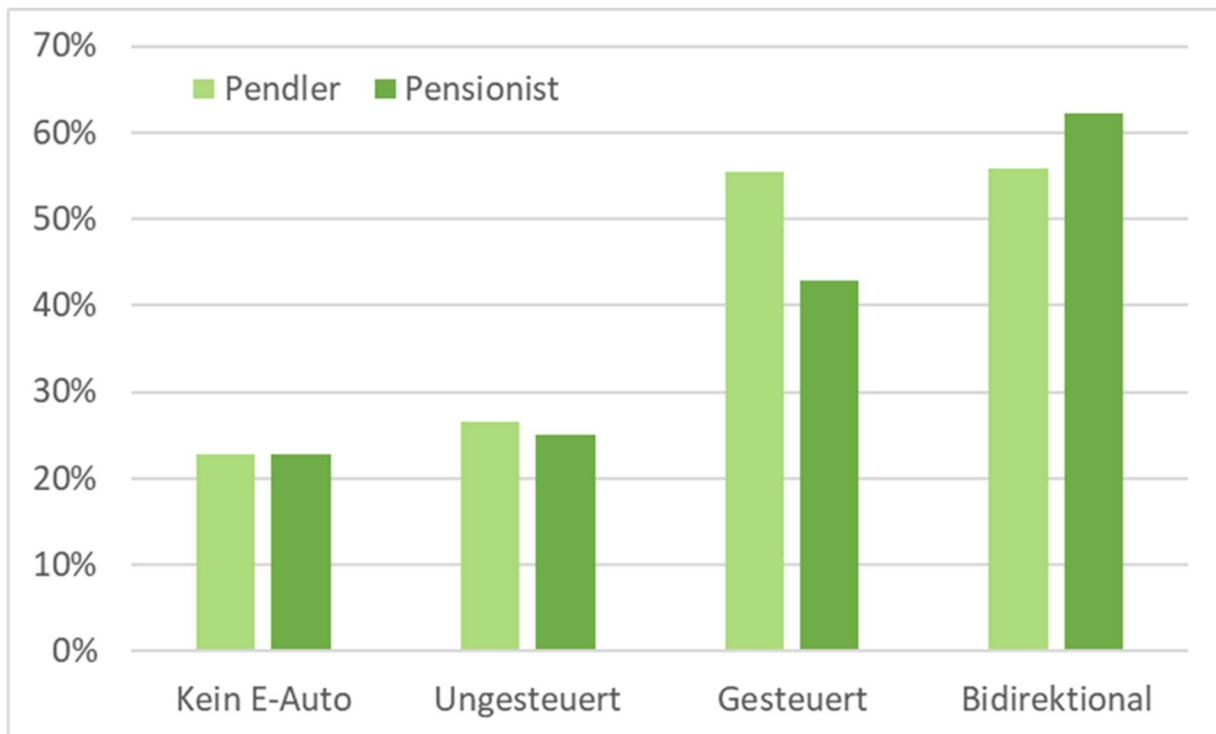


Abbildung 3-3: Veränderung des Direktnutzungsanteils bei verschiedenen Bewirtschaftungsstrategien und Mobilitätsprofilen (Emin Güngör, BEE Engineering Projektarbeit 2025)

Weitere Quellen:

- Güngör, E. (2025) Maximierung von Eigenverbrauch und Stromkosteneinsparung durch PV-Überschussladen und Flexible Tarife. Bachelorarbeit

3.2 Nutzung flexibler Tarife (V2H)

Das Elektroauto kann auch dazu genutzt werden, um flexible Stromtarife bestmöglich auszunutzen zu können. Wie beim PV-Überschussladen, wird das Elektroauto dann geladen, wenn der Energiepreis gerade niedrig ist. Besteht die Möglichkeit, das Elektroauto auch zu entladen, kann dieses zu Zeiten hoher Energiepreise entladen werden, um den eigenen Verbrauch zu decken und keinen Strom zu hohen Kosten aus dem Stromnetz beziehen zu müssen. Wie beim PV-Überschussmanagement hat auch hier das eigene Mobilitätsverhalten oberste Priorität.

Motivation:

- Alternative bzw. Ergänzung zu PV-Anlage: Preisoptimierung ermöglicht Kostenreduktion auch ohne eigene Erzeugung
- Kostenreduktion ohne PV-Anlage möglich: Das EV verschiebt Netzbezug in Niedrigpreisphasen; bidirektional kann zusätzlich Hochpreisbezug substituiert werden.

Erfolgskriterien:

- App bzw. Cloudlösung für Preissignale und eine lokale Ausführungslogik, die auch bei temporären Kommunikationsausfällen definierte Safe-States einhält.
- Mobilitätsverhalten: Mitentscheidend ist die Verfügbarkeit sowie weitere Parameter (Akku-Größe, Mindest-SoC,...) des Elektroautos, da diese den zeitlichen Spielraum für Optimierungen begrenzen. Umso häufiger ein Fahrzeug mit der Ladestation verbunden ist, je niedriger der gewünschte Mindest-SoC und je größer die Speicherkapazität, umso mehr Flexibilität steht für die Nutzung zur Verfügung.

Erforderliche Komponenten und involvierte Stakeholder:

- KundInnen (PrivatkundInnen und FirmenkundInnen)
- Fahrzeug
- Automobilhersteller (ermöglicht Bidi-Laden, deckt dies im Rahmen der Garantie ab)
- Ladestation (AC / DC) und Hersteller Ladestation
- HEMS (mit Wurzelmessung) und Hersteller HEMS (Regelstrategie)
- Energieversorger mit einem flexiblen Tarif

Protokolle und Schnittstellen:

- ISO 15118-20 zwischen Fahrzeug und Wallbox
- OCPP 2.X / MQTT / Modbus / EEBUS zwischen Wallbox und HEMS
- Schnittstelle zu Stromanbieter oder Strombörse, um Preisinformationen flexibler Tarife zu beziehen (z. B. Day-Ahead/Intraday-Preissignale, Tarifregeln, ggf. Netzentgelt-Signale).

Herausforderungen:

- Flexible Tarife korrelieren sehr oft mit der PV-Erzeugung. Scheint die Sonne ist gerade im Sommer der flexible Tarif günstig.
- Ohne flexible Verbraucher bzw. Stromspeicher ist die Nutzung von flexiblen Tarifen riskant, da der Verbrauch nicht oder nur bedingt beeinflusst werden kann.
- Fehlende Tarifangebote: Dynamische Tarife sind noch nicht bei jedem Energieversorger verfügbar.

Erlöspotenziale:

Laut (Pehnt, 2012) sind durch die Nutzung flexibler Tarife bei unidirektionalem Laden Einsparungen von bis zu 30 % im Haushaltsstromverbrauch realistisch – selbst ohne eigene PV-Erzeugung. In Kombination mit Photovoltaik lassen sich die Vorteile noch verstärken: PV-Strom wird vorrangig selbst genutzt, während zusätzlicher Netzstrom gezielt nur bei

günstigen Börsenpreisen bezogen wird. Damit steigen sowohl der Eigenverbrauchsanteil als auch die Wirtschaftlichkeit des gesamten Energiesystems.

Das Forschungsprojekt „Flexible Preise an Ladensäulen“ untersuchte die Auswirkungen variabler Stromtarife auf Haushalte und Elektromobilität, insbesondere im Kontext von flexiblen Ladeprozessen an öffentlichen und privaten Ladestationen. Ziel der Untersuchung war es, das Potenzial flexibler Tarife für die Kostenoptimierung und die Netzstabilität zu bewerten. Die Analyse zeigt, dass Strompreise im Tagesverlauf stark schwanken. Am 12. Mai 2024 wurden Werte zwischen -13,545 ct/kWh (negative Preise) und 7,492 ct/kWh verzeichnet, was verdeutlicht, dass sich gezieltes Laden in Niedrigpreisphasen erheblich auf die Stromkosten auswirken kann.

Flexible Ladetarife können die Energiekosten für Haushalte um bis zu 30 % senken, wenn Elektrofahrzeuge in Phasen niedriger Preise geladen werden. Der wirtschaftliche Vorteil ist besonders hoch für Haushalte mit hoher PV-Eigennutzung und bidirektionalem Laden, da das EV gezielt in Hochpreiszeiten entladen werden kann. Die Studie betont jedoch, dass flexible Tarife noch nicht flächendeckend verfügbar sind, was deren Anwendungspotenzial einschränkt. (Hamida, 2025).

Das Forschungsprojekt urcharge befasst sich mit der praktischen Umsetzung flexibler Ladetarife und der Entwicklung eines Algorithmus zur intelligenten Steuerung des Lade- und Entladeverhaltens von Elektrofahrzeugen. Das Hauptziel ist die Reduktion der Stromkosten für Haushalte durch eine optimierte Nutzung von Marktpreisschwankungen.

Wichtige Erkenntnisse aus dem Projekt:

- Preisdifferenzen zwischen Tag- und Nachtstrom betragen bis zu 20 ct/kWh, wodurch erhebliche Einsparungen möglich sind.
- Durch intelligente Ladealgorithmen können Haushaltsstromkosten um bis zu 25 % gesenkt werden, indem das Elektrofahrzeug vorrangig in Zeiten niedriger Preise geladen wird.
- V2H kann die Haushaltskosten zusätzlich um 10–15 % reduzieren, da in Hochpreisphasen Strom aus dem EV anstelle von Netzstrom genutzt wird.
- Regulatorische Unsicherheiten und unzureichende Tarifoptionen erschweren eine breite Umsetzung dieser Strategie, da in vielen Ländern dynamische Tarife erst langsam eingeführt werden (Ramsebner et al., 2021).

In seiner Bachelorarbeit „Maximierung von Eigenverbrauch und Stromkosteneinsparung durch PV-Überschussladen und Flexible Tarife“ analysiert GÜNGÖR (2025) die Auswirkungen verschiedener PV-Überschussmanagement-Ladestrategien auf den Direktnutzungsanteil und den Autarkiegrad von Haushalten. Betrachtete Szenarien:

	Haushalts- verbrauch [kWh]	Mobilitäts- Profil	Mind. SOC [%]	Kapazität Auto [kWh]	<laden >entladen [ct/kWh]	
20a	3.500	PendlerIn	0%	0 kWh	< 6; > 9	Kein E- Auto
20b	3.500	PendlerIn	100%	40 kWh	< 6; > 9	ungesteuert
20c	3.500	PendlerIn	40%	40 kWh	< 6; > 9	gesteuert
20d	3.500	PendlerIn	40%	40 kWh	< 6; > 9	bidirektional
21a	3.500	PensionistIn	0%	0 kWh	< 6; > 9	Kein E- Auto
21b	3.500	PensionistIn	100%	40 kWh	< 6; > 9	ungesteuert
21c	3.500	PensionistIn	40%	40 kWh	< 6; > 9	gesteuert
21d	3.500	PensionistIn	40%	40 kWh	< 6; > 9	bidirektional

Tabelle 1: Anzahl der jährlichen Speicherzyklen der analysierten Szenarien für das Mobilitätsprofil PendlerIn

Parameter	20A Kein E-Auto	20B Ungesteuert	20C gesteuert	20D bidirektional
Speicherzyklen	0	116	115	175

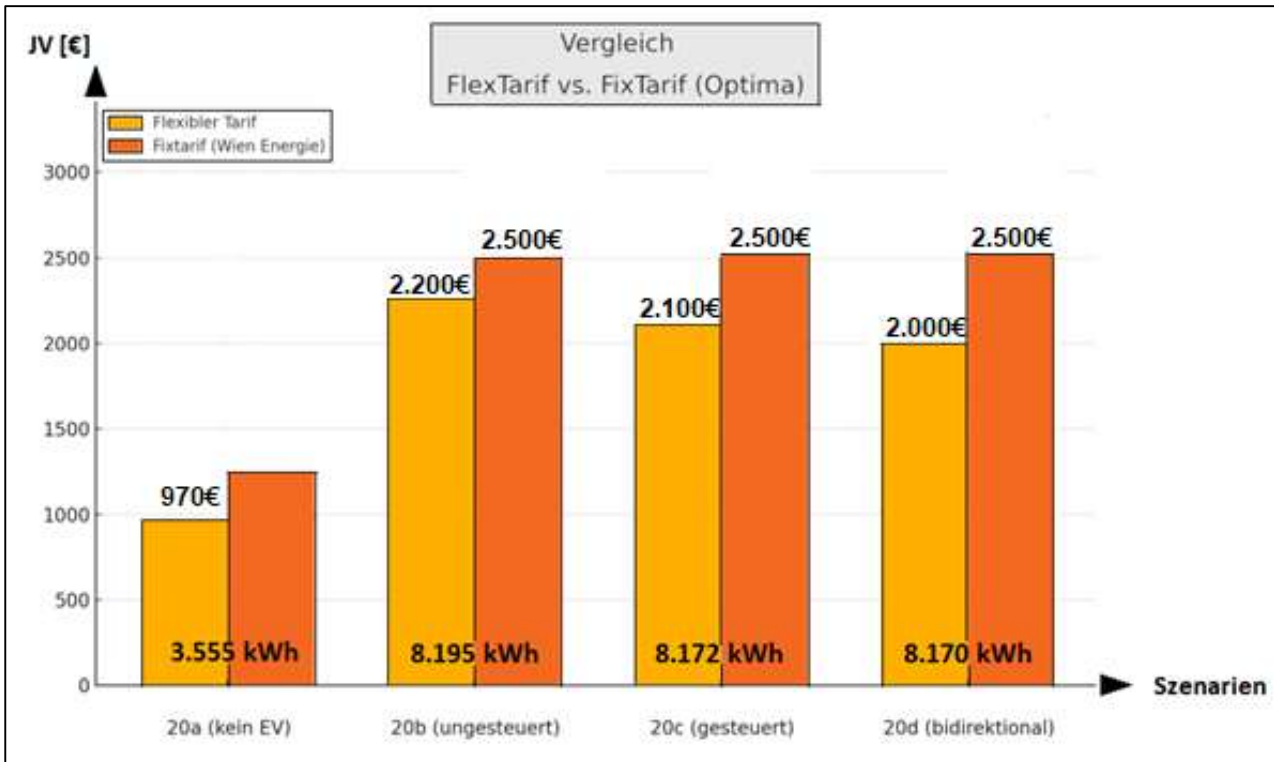


Abbildung 3-4: Stromkosten für verschiedene Ladestrategien für das Mobilitätsprofil PendlerIn

Tabelle 2: Anzahl der jährlichen Speicherzyklen der analysierten Szenarien für das Mobilitätsprofil PensionistIn

Parameter	21A Kein E-Auto	21B Ungesteuert	21C gesteuert	21D bidirektional
Speicherzyklen	0	27	26	125

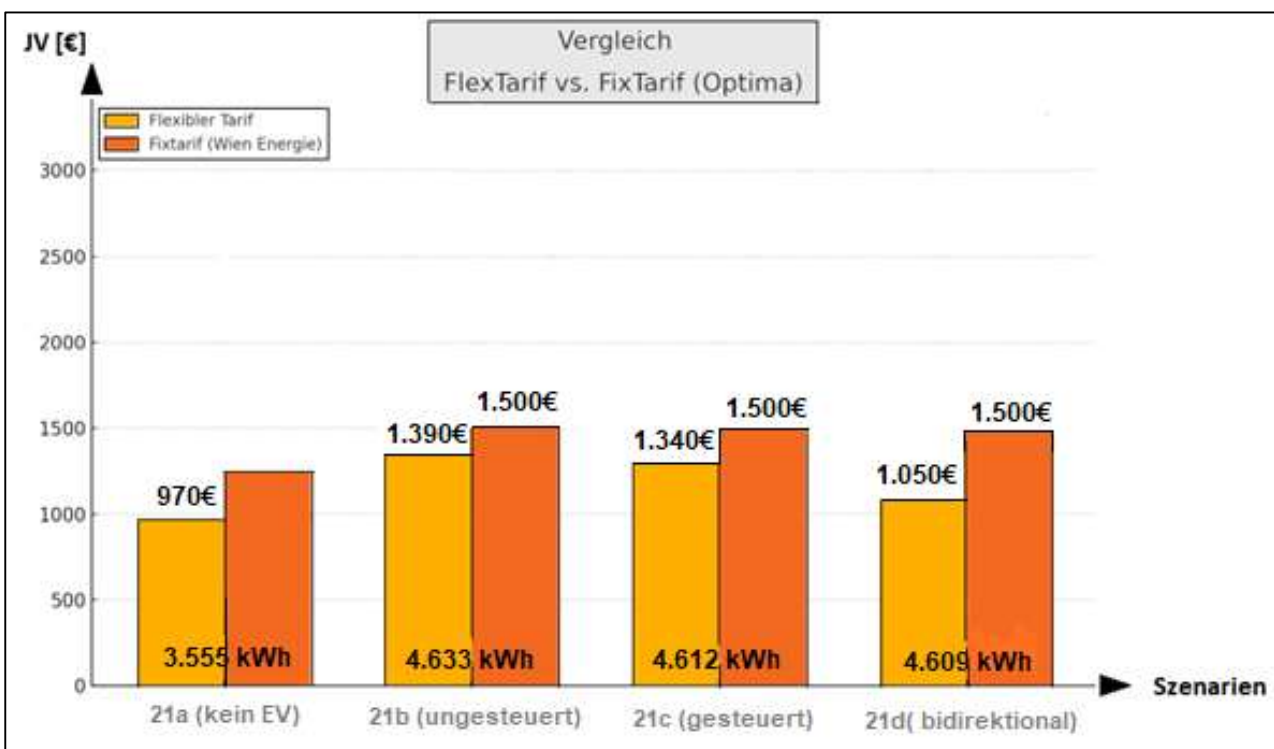


Abbildung 3-5: Stromkosten für verschiedene Ladestrategien für das Mobilitätsprofil PensionistIn

3.3 Reduktion von Lastspitzen (V2H)

Nicht nur im Privatbereich, sondern auch bei Unternehmen nimmt der Bedarf an elektrischer Energie und Leistung aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung stetig zu. Ein relevanter Kostenfaktor sind dabei nicht nur die Energiepreise, sondern auch die Kosten für die Netzinfrastruktur, die bei Unternehmen in der Regel eng mit dem Leistungsbedarf zusammenhängen. Beispielhaft zu nennen sind hier z. B. die einmaligen Kosten für die Anschlussleistung oder die leistungsabhängigen Netznutzungsentgelte. Gesteuertes Laden kann hier unter anderem folgende Vorteile bieten: Wird der aktuelle Netzbezug beim Laden der Elektroautos berücksichtigt, kann verhindert werden, dass neue Lastspitzen entstehen. Besteht die Möglichkeit, das Auto auch zu entladen, kann dieses zu Zeit hoher Strombezüge aus dem Stromnetz entladen werden. Damit können einerseits Lastspitzen reduziert werden (wirtschaftlicher Vorteil), andererseits die bestehende Anschlussleistung für einen bestimmten Zeitraum ohne zusätzliche Kosten überschritten werden.

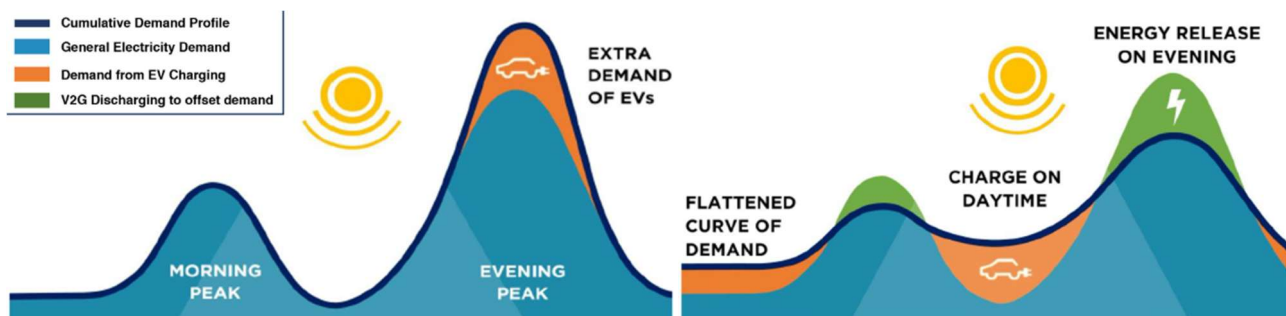


Abbildung 3-6: Grafische Darstellung einer möglichen Lastspitzenreduktion durch bidirektionales Laden (Quelle: ChatGPT)

Während das Netzentgelt bei PrivatkundInnen (bis 25.000 kWh Jahresverbrauch bzw. einer Vorzählersicherung > 63 A) pauschal mit 54,00 EUR/Jahr (exkl. MWSt.) angesetzt wird, wird dieses bei größeren Verbrauchern auf Basis der tatsächlichen Lastspitzen ermittelt und beträgt pro kW z. B. auf Netzebene 7 71,64 EUR/Jahr (exkl. MWSt.) (Quellen: <https://www.wienernetze.at/stromnetzbedingungen> und https://www.salzburgnetz.at/content/dam/salzburgnetz/dokumente/stromnetz/Strom_Netztarif_Ueberblick_aktuell.pdf). Berechnet wird es über das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung (Quelle: <https://positionen.wienenergie.at/wissenshub/einfach-erklart/oesterreichische-gesetzgebung/netzentgelte-strom>). Kann die Lastspitze also über das ganze Jahr um 10 kW reduziert werden, bedeutet dies ein Einsparungspotenzial von 716,40 EUR.

Die Reduktion von Lastspitzen (Peak Shaving) stellt somit einen der wirtschaftlich und systemisch relevantesten Anwendungsfälle für bidirektionales Laden dar. Ziel ist es, kurzfristige hohe Leistungsbezüge aus dem Stromnetz zu vermeiden oder zu reduzieren, indem Elektrofahrzeuge als flexible Speicher eingesetzt werden. Dieser Ansatz ist insbesondere in gewerblichen Anwendungen relevant, kann jedoch auch im Haushaltsbereich eingesetzt werden, etwa in Kombination mit Wärmepumpen, PV-Anlagen oder E-Ladeinfrastruktur.

Motivation:

- Signifikante Kostenreduktion durch reduzierte Anschlussleistung
- Entlastung der Netzinfrastruktur und damit verbunden weniger Netzausbau, was wiederum zu geringeren Netzentgelten führt (Umwegrentabilität)
- Optimale(re) Nutzung des selbst produzierten PV-Stromes

Erfolgskriterien:

- Passendes Lastprofil: Der Use Case ist insbesondere dann wirksam, wenn ausgeprägte Lastspitzen vorhanden sind. Bei gleichmäßigen Lastprofilen ist das Einsparpotenzial entsprechend gering. Voraussetzung ist daher eine ausreichende Differenz zwischen durchschnittlicher Last und Spitzenlast. Auch im Privatbereich wird die Vermeidung von Lastspitzen ab 2027 durch die neue SNE-V (Systemnutzungsentgelte Verordnung) wichtig.

- Verfügbarkeit des Fahrzeuges zu Zeiten von Lastspitzen
- Leistungsfähigkeit der Ladeinfrastruktur: Die bidirektionale Wallbox muss in der Lage sein, ausreichend Leistung bereitzustellen, um die Lastspitzen effektiv zu reduzieren. Insbesondere bei größeren Anwendungen ist daher häufig eine DC-bidirektionale Lösung erforderlich.

Erforderliche Komponenten und involvierte Stakeholder

- KundInnen (primär FirmenkundInnen, jedoch auch PrivatkundInnen)
- Fahrzeug
- Automobilhersteller (ermöglicht Bidi-Laden, deckt dies im Rahmen der Garantie ab)
- Ladestation (AC / DC) und Hersteller Ladestation
- HEMS (mit Wurzelmessung) und Hersteller HEMS (Regelstrategie)

Protokolle und Schnittstellen:

- ISO 15118-20 zw. Auto und Wallbox
- OCCP 2.X oder MQTT oder Modbus oder EEBUS zw. Wallbox und HEMS

Herausforderungen:

- Verfügbarkeit des Fahrzeugs bzw. der Fahrzeuge: Vor allem im Unternehmenskontext kann oftmals nicht garantiert werden, dass ein oder mehrere Fahrzeuge zur Verfügung stehen,
- (damit verbunden) durchaus hohe Investkosten (im Vergleich zu stationärem Batteriespeicher) für ein Asset, das unter Umständen Lastspitzen aufgrund der Verfügbarkeit nicht verlässlich reduzieren kann.
- Keine Fehlertoleranz, da sich das Netzentgelt von größeren Unternehmen (und zukünftig auch bei Privaten) ausschließlich an der höchsten Lastspitze orientiert.

Erlöspotenziale:

Die wirtschaftlichen Potenziale von bidirektionalem Laden im Kontext der Lastspitzenreduktion sind grundsätzlich vorhanden, jedoch stark von den jeweiligen Rahmenbedingungen abhängig. Studien zeigen, dass durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen als flexible Speicher sowohl direkte Einsparungen als auch zusätzliche Erlöse generiert werden können. Dabei ist zwischen individuellen finanziellen Vorteilen auf Nutzerebene und systemischen Effekten zu unterscheiden.

Ein wesentlicher wirtschaftlicher Nutzen ergibt sich aus der Reduktion von Lastspitzen. Untersuchungen zeigen, dass durch V2G-basierte Anwendungen eine Verringerung der maximalen Leistungsaufnahme von bis zu etwa 20–23 % möglich ist (vgl. ScienceDirect, 2025). In praxisnahen Anwendungen fallen die Effekte teilweise geringer aus, beispielsweise zeigt eine Studie im städtischen Kontext eine Reduktion von rund 6 % der Spitzenlast (vgl. e7 energy innovation & engineering, 2022). Diese Reduktion führt unmittelbar zu geringeren leistungsabhängigen Netzentgelten und stellt damit einen der wichtigsten wirtschaftlichen Hebel dar.

Neben den direkten finanziellen Effekten auf Nutzerebene sind auch die systemischen Vorteile zu berücksichtigen. V2G kann dazu beitragen, Netzausbaukosten zu reduzieren, die Integration erneuerbarer Energien zu verbessern und die Gesamteffizienz des Energiesystems zu erhöhen. Diese Effekte sind volkswirtschaftlich relevant, werden jedoch derzeit nur eingeschränkt direkt an die NutzerInnen weitergegeben (vgl. IEA, 2023).

Das Forschungsprojekt „Energiebalance“ untersucht, wie flexible Tarife in Verbindung mit einer intelligenten Steuerung von Elektrofahrzeugen genutzt werden können, um Netzengpässe zu vermeiden und den Haushaltsstromverbrauch wirtschaftlich zu optimieren. Besonderes Augenmerk liegt auf der Frage, wie V2H (Vehicle-to-Home) helfen kann, teuren Netzstrom in Hochpreiszeiten zu vermeiden.

Wichtige Erkenntnisse aus dem Projekt:

- Flexible Ladesteuerung kann Spitzenlasten um bis zu 25 % senken, indem Fahrzeuge bevorzugt in Niedrigpreiszeiten geladen und in Hochpreiszeiten zur Deckung des Haushaltsverbrauchs entladen werden.
- EVs können bis zu 40 % ihres Energiebedarfs zu günstigen Tarifen decken, was zu erheblichen Kosteneinsparungen führt.

Ein besonders praxisnahes und quantitativ gut dokumentiertes Projekt zur Reduktion von Lastspitzen durch Elektromobilität wurde von (Weiß & Franz, 2020) durchgeführt. Ziel der Studie war es, anhand realer Betriebsdaten zu untersuchen, in welchem Maße gesteuertes und bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen zur Glättung von Lastspitzen in einem gewerblichen Umfeld beitragen kann, und zwar ohne den Mobilitätsbedarf einzuschränken.

Als Anwendungsfall diente ein typischer Gewerbebetrieb mit einer Flotte von 30 batterieelektrischen Fahrzeugen (BEVs), die täglich für verschiedene betriebliche Fahrten eingesetzt wurden. Die zugrunde liegenden Mobilitätsdaten wurden aus einem Fahrzeugbuchungssystem gewonnen und in verschiedenen Szenarien auf die Energieversorgung eines Modellbetriebs übertragen.

Zur Bewertung der Netzwirkung wurde ein Stromlastprofil eines durchschnittlichen Kleinunternehmens aus dem Bereich Gebäudetechnik als Basis verwendet. Dieses enthält typische Verbrauchsspitzen am Vormittag (08:00 bis 11:00 Uhr) und am späten Nachmittag (ca. 15:00 bis 18:00 Uhr). Simuliert wurde, wie sich das Laden der Fahrzeuge auf das Lastprofil auswirkt, abhängig davon, ob das Laden unkoordiniert, gesteuert oder bidirektional erfolgt.

Die Ergebnisse der Studie zeigen, wie stark sich Ladestrategien auf das Stromnetz auswirken können:

- Im ungesteuerten Szenario 1.1 erhöht sich die tägliche Lastspitze des Unternehmens deutlich, um über 45 % gegenüber dem Referenzbetrieb. Dies liegt daran, dass viele Fahrzeuge ab etwa 17:00 Uhr gleichzeitig laden in einer Phase, in der der Unternehmensverbrauch ohnehin bereits erhöht ist.
- Im gesteuerten Szenario 1.2b hingegen, bei dem Fahrzeuge sowohl gesteuert laden als auch bidirektional Energie zurückspeisen, kann die Lastspitze um bis zu 40 % gegenüber der ungesteuerten Variante reduziert werden. Gleichzeitig werden über 80 % der Fahrten elektrisch durchgeführt, was die hohe Praxistauglichkeit der Strategie belegt.
- Das bidirektionale Laden wird insbesondere in den Lastspitzenzeiten zwischen 08:00 bis 11:00 Uhr sowie 16:00 bis 19:00 Uhr zur Entlastung des Netzes eingesetzt. Dazwischen erfolgt überwiegend PV-basiertes Laden mit Eigenverbrauchsoptimierung.
- Die Simulation belegt außerdem, dass sich durch netzdienliches Lade- und Entladeverhalten die Anzahl der Spitzentage im Jahr (Tage mit Netzlast > kW-Grenzwert) signifikant reduzieren lässt. Der Speicher wird somit nicht als reiner Energiespeicher, sondern als dynamisches netzstabilisierendes System genutzt.

Auch im Forschungsprojekt BDL (https://ffe.de/wp-content/uploads/2022/02/Steckbrief_Spitzenlastkappung.pdf) wurde untersucht, welches energietechnische und energiewirtschaftliche Potenzial zur Lastspitzenkappung erschlossen werden kann. Dahingehend wurden reale Lastprofile aus Gewerbe, Handel und Dienstleistungsbetrieben (GHD) analysiert, die eine große Bandbreite an Lastverläufen aufweisen. Die betrachteten Spitzenlasten reichten dabei von etwa 9 kW bis 360 kW, bei Jahresverbräuchen zwischen 7 und 1.676 MWh.

Ein zentrales Ergebnis der Analyse war, dass bidirektionales Laden bereits ab einer geringen Anzahl von Fahrzeugen wirksam sein kann. Im Median tragen schon etwa zwei Elektrofahrzeuge zur Reduktion der Spitzenlast bei und können dadurch die Netznutzungskosten senken. Gleichzeitig zeigte sich jedoch ein nicht-linearer Zusammenhang: Während bei etwa sechs Fahrzeugen die höchsten Erlöse pro Fahrzeug erzielt werden, nimmt der zusätzliche Nutzen pro Fahrzeug bei größeren Flotten wieder ab. Ab etwa zehn Fahrzeugen kann es sogar zu einer Erhöhung der Spitzenlast kommen, da der zusätzliche Ladebedarf der Fahrzeuge den Effekt teilweise kompensiert.

Ein entscheidender Einflussfaktor ist das Fahr- und Nutzungsprofil der Fahrzeuge. Insbesondere gewerblich genutzte Fahrzeuge bieten ein hohes Potenzial, da ihre Ladeprozesse flexibel in Zeiten niedriger Last – etwa nachts – verschoben werden können. Dadurch lassen sich Lastspitzen besonders effektiv vermeiden. MitarbeiterInnenfahrzeuge hingegen sind oft weniger gut planbar und bieten daher geringere Flexibilität.

Auch die Kombination unterschiedlicher Fahrzeugtypen kann die Wirtschaftlichkeit verbessern. So zeigt die Studie, dass bei einer Mischung aus gewerblichen und privaten Fahrzeugen (z. B. 50:50) zusätzliche Erlöse generiert werden können.

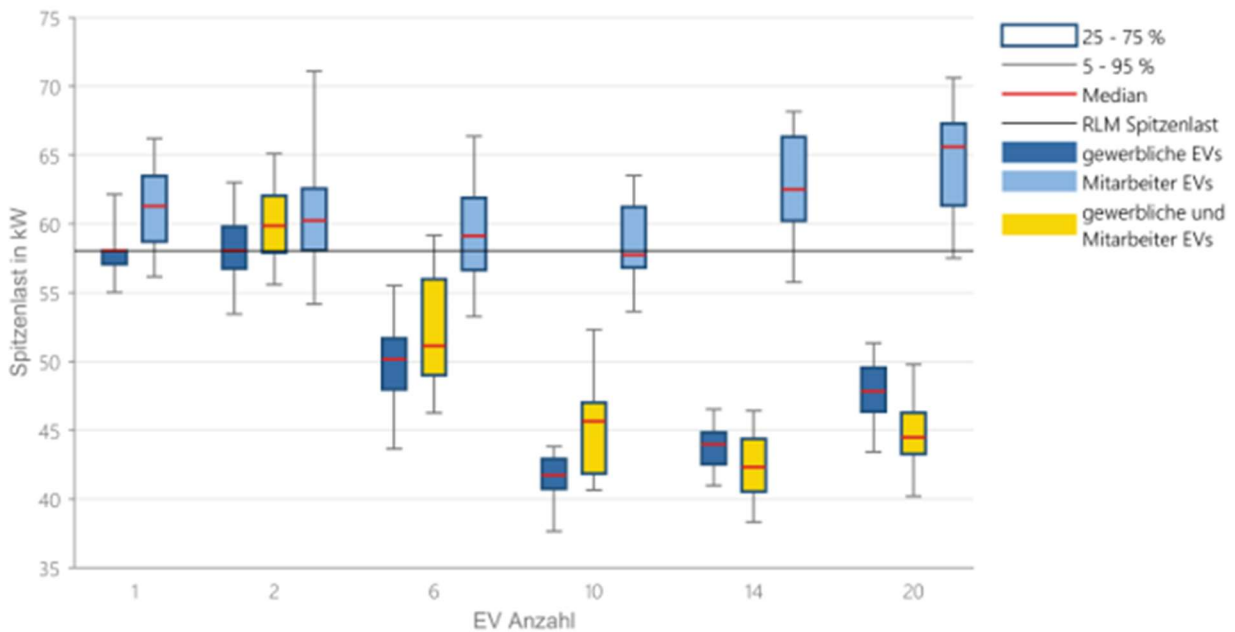


Abbildung 3-7: Einfluss verschiedener Fahrprofilverteilungen (Quelle: https://ffe.de/wp-content/uploads/2022/02/Steckbrief_Spitzenlastkappung.pdf)

Hinsichtlich der wirtschaftlichen Potenziale zeigt sich, dass die Erlöse stark variieren. Im untersuchten Szenario werden durchschnittlich etwa 227 € pro Fahrzeug und Jahr erzielt, wobei in industriellen Anwendungen auch deutlich höhere Werte von bis zu 1.000 € pro Ladepunkt und Jahr möglich sind. Diese Erlöse resultieren primär aus reduzierten Netzentgelten, da die maximale Leistungsaufnahme gesenkt wird.

In seiner Bachelorarbeit „Last- und Erzeugungsspitzenreduktion mithilfe von gesteuertem und bidirektionalem Laden von Elektrofahrzeugen“ analysiert Bondok (2025) die Auswirkungen verschiedener Ladestrategien zur Reduktion von Last- bzw. Erzeugungsspitzen in Haushalten. Untersuchte Szenarien:

Jedes Szenario, wenns sinnvoll ist vier mal (kein Auto, ungesteuert, gesteuert, bi) und diese ebenfalls einmal für Lasts. und Erzeugungss.																
Szenarien	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Verbrauchsprofil	3,5kW	3,5kW	3,5kW	3,5kW	3,5kW	3,5kW	3,5kW	3,5kW	4,6kW	4,6kW	4,6kW	4,6kW	4,6kW	4,6kW	4,6kW	4,6kW
Auto Kapazität	60kWh	60kWh	60kWh	60kWh	100kWh	100kWh	100kWh	100kWh	60kWh	60kWh	60kWh	60kWh	100kWh	100kWh	100kWh	100kWh
Mob. Profil	Pension	Pension	Zuhause	Zuhause	Pension	Pension	Zuhause	Zuhause	Pension	Pension	Zuhause	Zuhause	Pension	Pension	Zuhause	Zuhause
max. Lastspitze	2kW	4kW	2kW	4kW	2kW	4kW	2kW	4kW	2kW	4kW	2kW	4kW	2kW	4kW	2kW	4kW
max. Erzeugungsspitze	3kW	5kW	3kW	5kW	3kW	5kW	3kW	5kW	3kW	5kW	3kW	5kW	3kW	5kW	3kW	5kW
PV Last	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp
PV Erz.	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp
min SoC.	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
PV 1 Ausrichtung	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
PV 2 Ausrichtung	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Speicher	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Auto Ladeleistung	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW
Auto Entladeleistung	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW

Jedes dieser Szenarien wurde in 4 verschiedenen Varianten (a = ohne Elektroauto, b = mit Elektroauto, ungesteuertes Laden, c = mit Elektroauto, gesteuertes Laden, d= mit Elektroauto, bidirektionales Laden) simuliert.

Im Referenzszenario 1a (ohne Elektrofahrzeug) treten die höchsten Bezugsspitzen auf. Ungesteuertes Laden führt hier erwartungsgemäß zu keiner Verbesserung. Erst in Szenario 1d (bidirektionales Laden) kann die Lastspitze deutlich reduziert werden. Die Szenarien 2d, 3d und 4d bestätigen dies. Besonders 3d und 4d, bei denen das Fahrzeug ausschließlich als Speicher und nicht für die Mobilität eingesetzt wird (Elektroauto ist quasi ein stationärer Stromspeicher), zeigen die niedrigsten Netzbezugsspitzen.

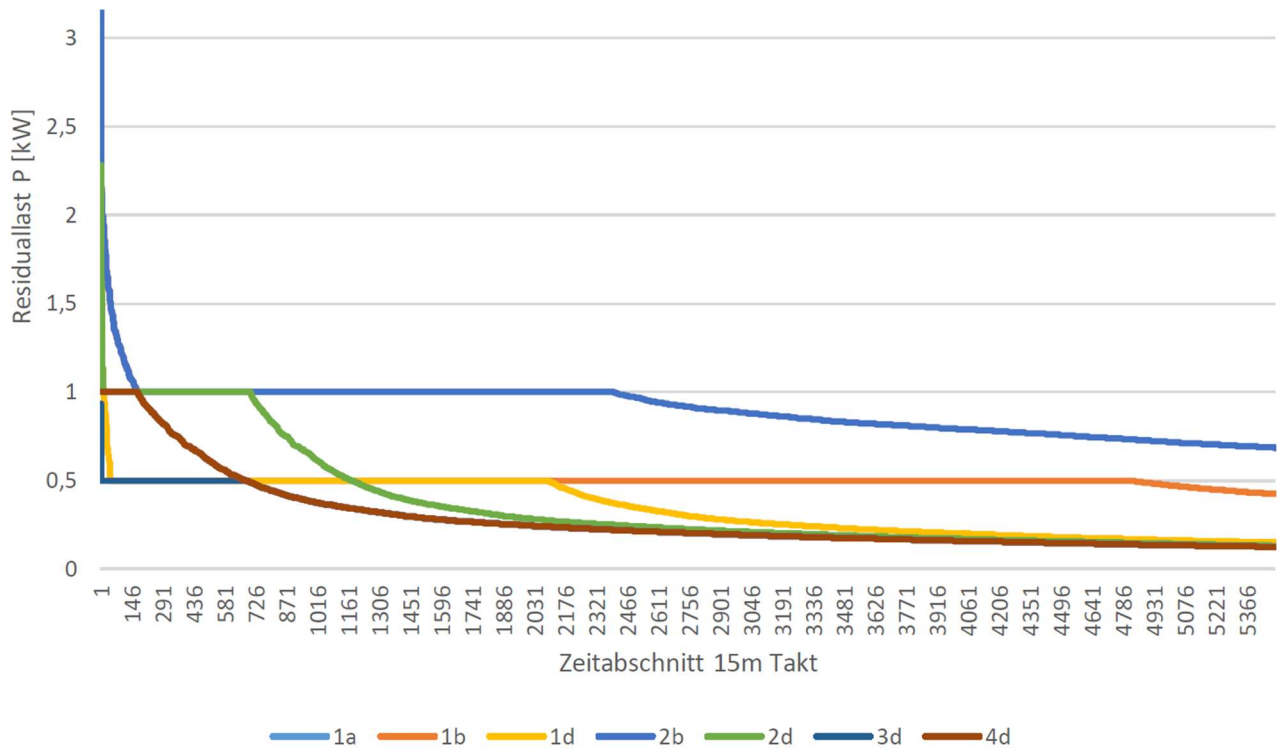


Abbildung 3-8: Jahresdauerkennlinie der Netzbezugsleistungen (pro 15 min) der untersuchten Szenarien 1 bis 4 für das Mobilitätsprofil Pensionist

Weitere Quellen:

- Salzburg Research (2025): Electric vehicles as flexible energy storage – new business models
- ScienceDirect (2025): Peak shaving potential using V2G systems
- e7 energy innovation & engineering (2022): GAMES Whitepaper Executive Summary
- Wu et al. (2020): Cost-benefit analysis of V2G supporting peak shaving
- Hamida, K. B. (2025). Flexible Preise an E-Ladesäulen. Wirtschaftsdienst, 105(1), 7.
- Pehnt. (2012). In M. Pehnt, 20 Jahre Recht der Erneuerbaren Energien (S. 483–504). Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG.
- Weiß, A., & Franz, M. M. (2020). Spitzenlastkappung durch uni- und bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen und Analyse der resultierenden Netzbelastung in Verteilnetzen. Springer Verlag.

3.4 Reduktion von Erzeugungsspitzen (V2H)

Der Use-Case beschreibt, wie Elektrofahrzeuge (EV) als flexible Last (Laden) und – bei bidirektionaler Fähigkeit – als temporärer Speicher (Entladen) genutzt werden, um PV-Erzeugungsspitzen zu reduzieren und Abregelungsverluste zu minimieren. Im Mittelpunkt steht die allgemeine Funktionslogik am Standort (Haushalt, Gewerbe, Freizeitbetrieb), nicht eine Projektvorgehensweise. Mobilität (Fahrbereitschaft) hat stets Priorität.

Da der Netzausbau mit dem PV-Boom der letzten Jahre nicht mithalten konnte, können neu errichtete PV-Anlagen oftmals nur mehr einen Teil ihrer Nennleistung ins Netz einspeisen. Mitunter ist auch gar keine Einspeisung mehr möglich. Dies führt dazu, dass zu bestimmten Zeiten wie z. B. am Wochenende, wenn der Stromverbrauch des Unternehmens niedrig ist, PV-Erzeugung abgeregelt werden muss, da weder eine direkte Nutzung noch eine Einspeisung ins Stromnetz möglich ist. Dies ist nicht nur ökonomisch suboptimal, sondern auch energetisch unsinnig, da die abgeregelt Energie vielfach zu einem späteren Zeitpunkt fehlt und aus dem Netz bezogen werden muss. Elektroautos können hier insofern einen Beitrag leisten, indem diese gezielt dann geladen werden, wenn zu viel Energie produziert wird z. B. am Wochenende – natürlich ohne dabei das Mobilitätsverhalten einzuschränken. Voraussetzung dafür ist ein intelligentes Energiemanagementsystem, das mittels Prognoseverfahren eine optimale Beladung ohne Einschränkungen der individuellen Mobilität sicherstellt.

Motivation:

- Reduktion der Abregelung erneuerbarer Erzeugung bei begrenzten Netzzugängen
- damit verbunden wirtschaftliche Vorteile durch Nutzung (Beladung des Elektrofahrzeugs) bzw. Speicherung des ansonsten abgeregelt Stroms
- Vermeidung von Netzüberlastungen durch hohe PV-Einspeisung
- Erhöhung des PV-Hostings in vorhandenen Netzabschnitten
- bessere Integration von dezentraler Erzeugung bei geringerem Netzausbaubedarf und damit verbunden Reduktion von Netzausbaukosten
- bei freiwilliger Reduktion von Erzeugungsspitzen können negative Strompreise reduziert werden

Erfolgskriterien:

- Verfügbarkeit des Fahrzeuges zu Zeiten hoher PV-Erzeugung
- technische (begrenzter Netzzugang,...) oder wirtschaftliche Limitierungen (flexible Einspeisetarife, Marktprämie)

Erforderliche Komponenten und involvierte Stakeholder

- KundInnen (PrivatkundInnen und FirmenkundInnen)
- Fahrzeug
- Automobilhersteller (ermöglicht Bidi-Laden, deckt dies im Rahmen der Garantie ab)
- Ladestation (AC / DC) und Hersteller Ladestation
- HEMS (mit Wurzelmessung) und Hersteller HEMS (Regelstrategie)

Protokolle und Schnittstellen:

- ISO 15118-20 zw. Auto und Wallbox
- OCPP 2.X / MQTT / Modbus / EEBUS zwischen Wallbox und HEMS

Herausforderungen:

- Nutzung des Fahrzeugs: Gerade untertags zu Zeiten von Erzeugungsspitzen sind Fahrzeuge von PendlerInnen oftmals nicht zuhause.

- Einspeisetarife bzw. Marktprämie in Österreich: Gibt es keine technischen Limitierungen sind die Anreize in Österreich aktuell überschaubar, da PV-Einspeisetarife in der Regel über längere Zeiträume (Monat) fix sind und Förderungen wie z. B. die Marktprämie keine Motivation bieten, Einspeisung zu verschieben.
- Keine Anreize für freiwillige Reduktion von Erzeugungsspitzen

Protokolle und Schnittstellen:

- ISO 15118-20 zwischen Auto und Wallbox (Aushandlung von Parametern; perspektivisch bidirektional).
- OCPP 2.X bzw. MQTT oder Modbus oder EEBUS zwischen Wallbox und HEMS (lokale Steuerung, Ladeleistungs-Sollwerte, Status).
- Messschnittstellen am Standort: PV-Erzeugung, Netzbezug/-einspeisung, ggf. Einspeisebegrenzung (PCC-Messung + Submetering).

Erlöspotenziale:

Projekte und Studien zeigen, dass bidirektionales Laden insbesondere bei eingeschränktem Netzzugang ein hohes Potenzial zur Reduktion von Erzeugungsspitzen bietet. Durch die lokale Speicherung von überschüssigem PV-Strom kann Curtailment vermieden und die Eigenverbrauchsquote erhöht werden. Der wirtschaftliche Nutzen entsteht dabei primär durch vermiedene Einspeiseverluste und eine bessere Nutzung der bestehenden Infrastruktur, während direkte Markterlöse eine untergeordnete Rolle spielen.

Studien zeigen, dass durch die Nutzung von Speichern – einschließlich Elektrofahrzeugen – die Eigenverbrauchsquote von PV-Anlagen signifikant gesteigert werden kann, wodurch Einsparungen von etwa 200 bis 800 € pro Jahr im Haushaltsbereich möglich sind (vgl. Fraunhofer ISE, 2022). In gewerblichen Anwendungen mit größeren PV-Anlagen können diese Werte deutlich höher ausfallen. Insbesondere bei begrenztem Netzzugang oder Einspeiselimits wird überschüssige Energie nicht mehr abgeregelt, sondern lokal genutzt, wodurch direkte Ertragsverluste vermieden werden.

Bondok (2025) untersucht die Reduktion von Erzeugungsspitzen und Abregelungsverlusten durch (a) kein EV, (b) ungesteuertes Laden, (c) gesteuertes Überschussladen und (d) bidirektionales Laden. Die Ergebnisse illustrieren ein typisches Muster: ungesteuertes Laden erhöht den Verbrauch, reduziert Abregelung jedoch nur begrenzt. Gesteuertes Überschussladen kann Abregelungsverluste deutlich reduzieren und Direktnutzung erhöhen. Bidirektionales Laden kann die Integration weiter verbessern, geht jedoch meist mit mehr Batteriezyklen einher.

Untersuchte Szenarien:

Szenarien	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Verbrauchsprofil	3,5kW	3,5kW	3,5kW	3,5kW	3,5kW	3,5kW	3,5kW	3,5kW	4,6kW	4,6kW	4,6kW	4,6kW	4,6kW	4,6kW	4,6kW	4,6kW
Auto Kapazität	60kWh	60kWh	60kWh	60kWh	100kWh	100kWh	100kWh	100kWh	60kWh	60kWh	60kWh	60kWh	100kWh	100kWh	100kWh	100kWh
Mob. Profil	Pension	Pension	Zuhause	Zuhause	Pension	Pension	Zuhause	Zuhause	Pension	Pension	Zuhause	Zuhause	Pension	Pension	Zuhause	Zuhause
max. Lastspitze	2kW	4kW	2kW	4kW	2kW	4kW	2kW	4kW	2kW	4kW	2kW	4kW	2kW	4kW	2kW	4kW
max. Erzeugungsspitze	3kW	5kW	3kW	5kW	3kW	5kW	3kW	5kW	3kW	5kW	3kW	5kW	3kW	5kW	3kW	5kW
PV Last	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp	5kWp
PV Erz.	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp	10kWp
min SoC.	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
PV 1 Ausrichtung	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
PV 2 Ausrichtung	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Speicher	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Auto Ladeleistung	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW
Auto Entladeleistung	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW	11kW

Jedes dieser Szenarien wurde in 4 verschiedenen Varianten (a = ohne Elektroauto, b = mit Elektroauto, ungesteuertes Laden, c = mit Elektroauto, gesteuertes Laden, d= mit Elektroauto, bidirektionales Laden) simuliert.

Im Ausgangsszenario 1a, ohne Fahrzeug, liegt der Jahresverbrauch bei 3.555 kWh. Der Direktnutzungsanteil beträgt lediglich 14,7 %, die Netzeinspeisung liegt bei 7.765 kWh. Gleichzeitig wird etwa 17,2 % der Erzeugung abgeregelt. Das Fehlen eines Speichers führt also zu hohem Einspeiseüberschuss und geringer Eigennutzung.

Wird in Szenario 1b ein Elektroauto ungesteuert geladen, steigt der Verbrauch deutlich auf 5.147 kWh. Der Direktnutzungsanteil verbessert sich leicht auf 17 %, die abgeregelte Energie bleibt aber fast unverändert bei 16,8 %. Zwar wird mehr Strom selbst verbraucht, aber die Optimierung bleibt begrenzt, da das Laden nicht gezielt auf PV-Überschüsse abgestimmt ist.

Erst in Szenario 1c zeigt das gesteuerte Laden eine spürbare Wirkung: Der Direktnutzungsanteil erhöht sich auf 23,6 %, die abgeregelte Energie halbiert sich auf 8,6 %, während der Energieverbrauch bei 4.330 kWh liegt. Das Auto speichert rund 1.558 kWh bei 26 Ladezyklen. Diese Werte belegen, dass eine einfache Priorisierung von Überschussladen bereits deutlich zur Integration von PV-Spitzen beiträgt.

Noch effizienter wird das System in Szenario 1d mit bidirektionalem Laden. Der Direktnutzungsanteil steigt weiter auf 27,1 %, der Autarkiegrad liegt mit 50,6 % auf dem höchsten Niveau. Der Jahresverbrauch beträgt 4.878 kWh, also höher als bei gesteuertem Laden, aber bei gleichzeitig sinkender Einspeisung (6.635 kWh) und einer weiteren Reduktion der Abregelungsverluste auf nur 5,5 %. Mit fast 40 Ladezyklen und rund 2.381 kWh gespeicherter Energie ist die Nutzung des Fahrzeugs als flexibler Speicher hier am effektivsten.

Die Szenarien 2c und 2d wiederholen das Muster mit leicht angepasster Erzeugungsspitze. Im gesteuerten Fall (2c) liegt der Verbrauch bei 4.960 kWh, Direktnutzung und Autarkiegrad bleiben mit 17,5 % und 32,1 % moderat. In der bidirektionalen Variante (2d) steigt der Verbrauch auf 5.491 kWh, mit verbessertem Direktnutzungsanteil von 18,3 %, aber stagnierendem Autarkiegrad bei 30,4 %. Auffällig ist, dass die Abregelungsverluste in beiden Fällen mit nur 0,6 % minimal sind - ein Zeichen dafür, dass bereits geringe Speichergrößen diese Spitzen vollständig abfangen können.

Szenario 3d nutzt das Fahrzeug konsequent zur Pufferung: Der Verbrauch bleibt bei 3.555 kWh, doch der Direktnutzungsanteil klettert auf 23,5 %, und der Autarkiegrad erreicht 60,3 %. Es werden rund 808 kWh im Fahrzeug gespeichert, verteilt auf 13 Ladezyklen. Das zeigt: Auch bei niedrigem Gesamtverbrauch kann durch intelligentes Überschussladen eine sehr hohe Netzunabhängigkeit erzielt werden.

Im letzten Szenario 4d ist die Wirkung abgeschwächt: Trotz ebenfalls konstantem Verbrauch (3.555 kWh) sinkt der Direktnutzungsanteil auf 17 %, der Autarkiegrad auf 43,4 %. Nur 208 kWh werden gespeichert, mit entsprechend geringen 3,5 Ladezyklen. Das Fahrzeug ist hier weniger aktiv eingebunden, was sich direkt in der Effizienz niederschlägt.

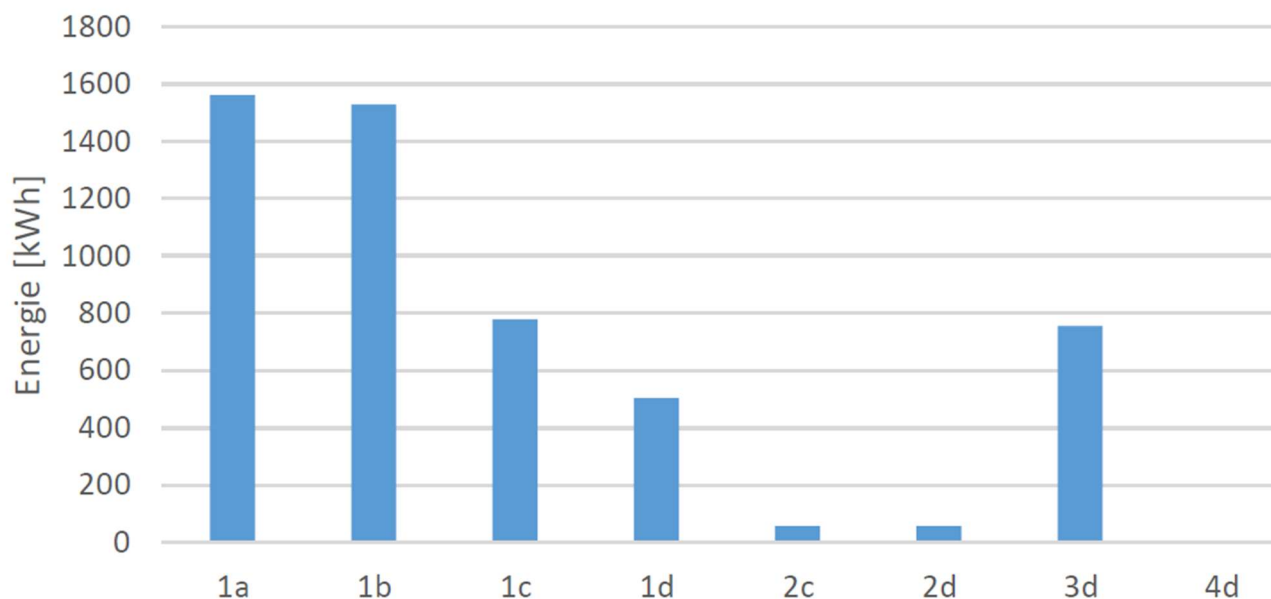


Abbildung 3-9: Abregelungsverluste aufgrund der maximal möglichen Einspeiseleistung der untersuchten Szenarien 1 bis 4 für das Mobilitätsprofil PensionistIn

Weitere Quellen

- Bondok (2025): Last- und Erzeugungsspitzenreduktion mithilfe von gesteuertem und bidirektionalem Laden von Elektrofahrzeugen (Bachelorarbeit).
- ISO 15118-20: Road vehicles — Vehicle to grid communication interface (relevant für EV–EVSE-Kommunikation, inkl. bidirektionaler Funktionen).

3.5 Blackout-Vorsorge (V2H)

Im Falle eines Blackouts kann eine bidirektionale Ladestation in Kombination mit V2G-fähigen Fahrzeugen sowie in Kombination mit einem inselfähigen Batteriespeicher einen wesentlichen Beitrag zur Notstromversorgung (unter anderem aufgrund der im Verhältnis zu stationären Stromspeichern deutlich größeren Speicherkapazität) leisten. Vor allem wenn mehrere Elektroautos zu Verfügung stehen, können diese dazu beitragen die Notstromversorgung auch über einen längeren Zeitraum aufrecht zu halten.

Motivation:

- Sicherstellung der Stromversorgung bei Netzausfällen
- Möglichkeit mehr Speicherkapazität für andere Anwendungen zu nutzen, da weniger Speicherkapazität für einen Blackout-Fall in Reserve gehalten werden muss
- damit verbunden höhere Wirtschaftlichkeit, da die Blackout-Reserve normalerweise nicht genutzt werden kann
- Erhöhung der Resilienz von Haushalten und Betrieben, da durch die Nutzung des Fahrzeugakkus die Notstromversorgung länger aufrecht gehalten werden kann.

Erfolgskriterien:

- Inselbetriebsfähigkeit des Systems: Um das Auto im Blackoutfall zu entladen, muss ein inselfähiger Batteriespeicher das Inselssystem aufbauen. Erst dann kann sich eine bidirektionale Ladestation synchronisieren und das Fahrzeug entladen.
- Verfügbarkeit sowie ausreichende Batteriekapazität des Fahrzeugs: Im Blackoutfall muss das Fahrzeug vor Ort verfügbar und geladen sein. Die Wahrscheinlichkeit, dass im Fahrzeug zumindest 10 bis 20 kWh vorhanden sind (sprich ein SoC von mehr als 25 %) und damit mehr als in den meisten privaten Stromspeichern bei vollständiger Ladung wird als äußerst hoch erachtet.

Erforderliche Komponenten und involvierte Stakeholder

- KundInnen (PrivatkundInnen und FirmenkundInnen)
- Fahrzeug
- Automobilhersteller (ermöglicht Bidi-Laden, deckt dies im Rahmen der Garantie ab)
- Ladestation (AC / DC) und Hersteller Ladestation
- HEMS (mit Wurzelmessung) und Hersteller HEMS (Regelstrategie) um Komfortregeln, Reservehaltung und Lastmanagement sicherzustellen, ohne dass eine Cloud-Verbindung zwingend erforderlich ist.
- Inselnetz-/Notstromfunktion (z. B. Trennstelle + Umschalter)
- Critical-Loads-Verteilung (wenn Netzersatzversorgung leistungstechnisch nicht alle Verbraucher versorgen kann)

Protokolle und Schnittstellen:

- ISO 15118-20 zw. Auto und Wallbox
- OCCP 2.X / MQTT / Modbus / EEBUS zw. Wallbox und HEMS

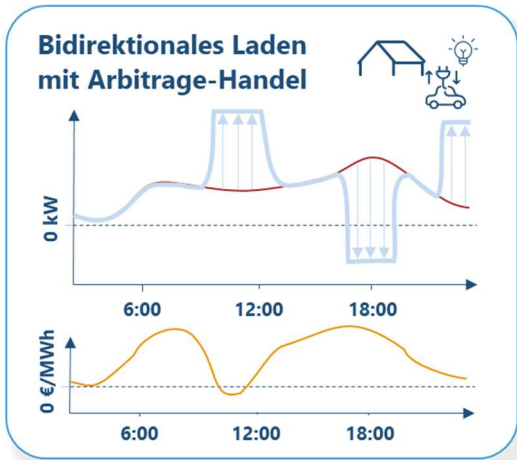
Erlöspotenziale:

Direkter Nutzen: vermiedene Ausfallkosten (z. B. Verderb, Arbeitsausfall, Komfortverlust), Reduktion von Generator- bzw. Brennstoffkosten, potenziell geringere Versicherungslasten (als Annahme, abhängig vom Markt).

Referenzen zu ähnlichen Applikationen und Erfahrungsberichte (Auswahl):

- Japanische V2H-Anwendungen: Nissan hat „LEAF to Home“ als V2H-System beschrieben und als Nutzung des EV zur Hausversorgung positioniert. <https://global.nissannews.com/en/releases/120530-01-e>
- Ereignisbezogene Erfahrungsberichte aus Japan (Sturm/Black-out-Kontext), die V2H als praktische Überbrückung kritischer Lasten schildern. <https://blog.evsmart.net/english-content/v2h-protects-lives-following-typhoon-faxai/>
- V2H als Home-Backup in Nordamerika: Ford beschreibt Home Backup Power inkl. automatischer Aktivierung bei Netzausfall (bei angeschlossenem Fahrzeug) und automatischer Rückkehr in den Ladeplan nach Netzzrückkehr; zusätzliche Beschreibungen der Systemkomponenten (Transfer Switch, Inverter etc.) finden sich in der Fachpresse. <https://www.ford.com/support/how-tos/electric-vehicles/home-charging/what-is-ford-home-backup-power/>
- GM Energy positioniert Vehicle-to-Home-Lösungen explizit als Black-out-Backup für ein entsprechend ausgerüstetes Zuhause und bietet hierfür Produktbündel an. <https://gmenergy.gm.com/for-home/products/vehicle-to-home-solutions>
- Erfahrungen aus bidirektionalem Betrieb im Gebäude (V2B als verwandter Use Case): Fallbeispiele und Berichte zeigen Peak-Reduktion und wirtschaftliche Effekte; als Überblick eignet sich u. a. eine Review-Arbeit, die reale Programme und Projekte zusammenfasst. <https://fermataenergy.com/article/a-win-win-situation-fm-opportunities-in-bidirectional-ev-charging/>

3.6 Wholesale Trading (V2G)



Beim Use Case „Wholesale Trading“ wird die Batterie von Elektrofahrzeugen gezielt genutzt, um von Preisschwankungen am Strommarkt zu profitieren. Dabei wird Strom zu Zeiten niedriger Preise (z. B. nachts oder bei hoher erneuerbarer Erzeugung) geladen und zu Zeiten hoher Preise wieder ins Netz eingespeist.

Die Vermarktung erfolgt typischerweise über einen Aggregator, der viele Fahrzeuge bündelt und deren Flexibilität auf Strommärkten wie dem Day-Ahead- oder Intraday-Markt handelt. Dieses Prinzip wird als Arbitrage bezeichnet und stellt einen der zentralen wirtschaftlichen Mechanismen von V2G dar.

Im Day-Ahead-Strommarkt wird Energie für den Folgetag stundenweise und viertelstündlich gehandelt. MarktteilnehmerInnen erstellen auf Basis von Prognosen

Fahrpläne (geplante Einspeisung/Entnahme) und melden diese fristgerecht. Am Liefertag werden Abweichungen zwischen Fahrplan und realer Entnahme/Einspeisung als Imbalance wirksam und können Kosten auslösen. V2G kann in diesem Kontext zwei komplementäre Funktionen erfüllen: (1) Preisorientierte Fahrplanoptimierung (Arbitrage unter Komfort- und SoC-Grenzen) und (2) Fahrplankonformität/Imbalance-Reduktion durch kurzfristige Korrektur von Abweichungen am Standort oder im Portfolio.

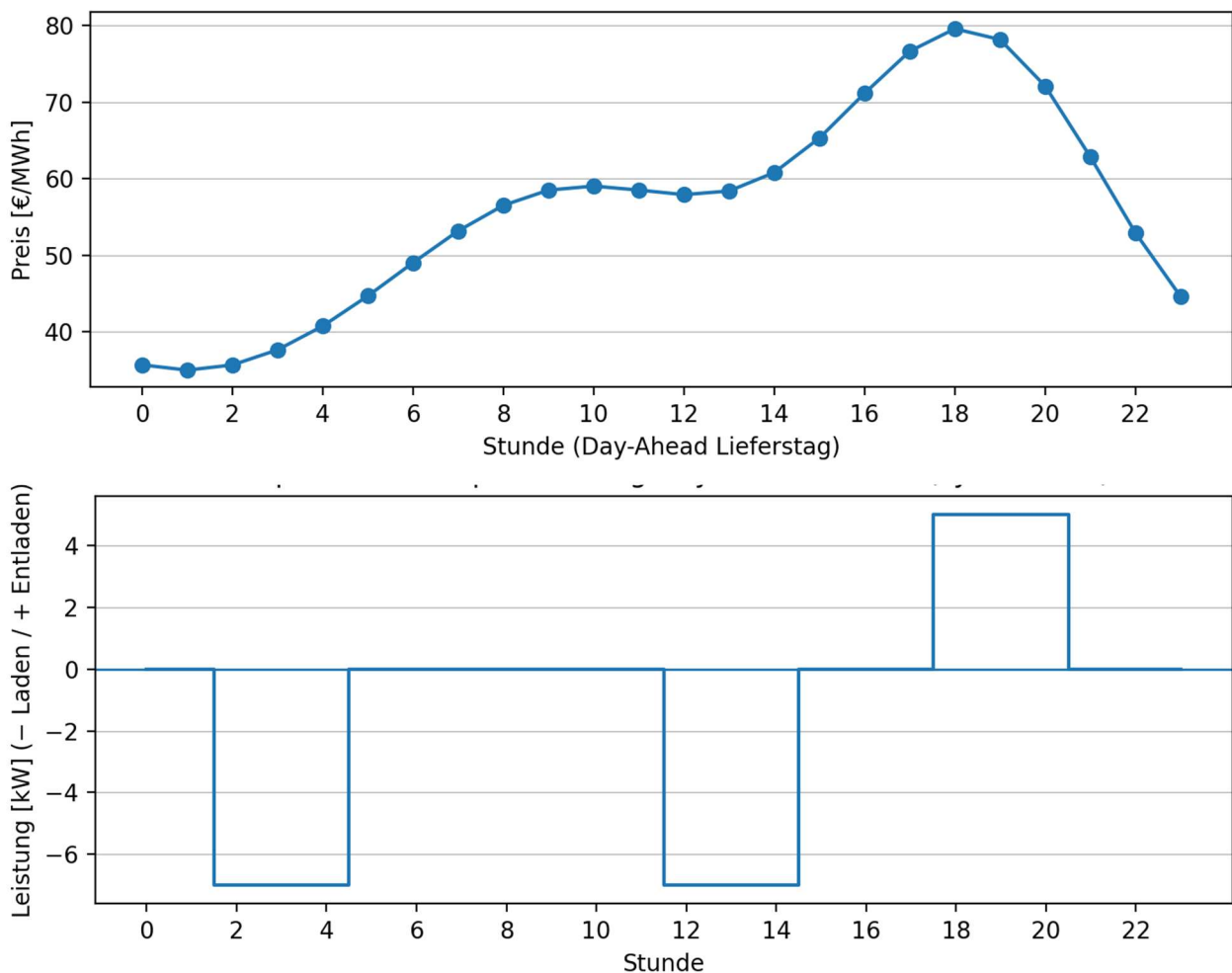


Abbildung 3-10: Beispielhafter Preisverlauf an der Strombörse und dazugehöriger V2G-Fahrplan entlang des Preissignals (Quelle: ChatGPT)

Motivation

- Höhere Erlöse durch Vermarktung eines professionellen Vermarkters / Aggregators
- Zugang zu Märkten mit eingeschränktem Zugang
- Planbarkeit durch pauschale Vergütungsmodelle z. B. Renault oder BMW, die pro Stunde, in der das Auto angesteckt ist, eine vereinbarte Entschädigung zahlen
- Höherer Systemnutzen durch zentrale Vermarktung

Erfolgskriterien

- Ausreichende Strompreisvolatilität, idealerweise deutliche Preisunterschiede in kurzen Zeitintervallen
- Hohe Verfügbarkeit von Fahrzeugen: Fahrzeuge sind im Idealfall lange angeschlossen sein
- Verständlichkeit, Komplexität und Transparenz des Vergütungsmodelles

Herausforderungen

- geringe Margen bei niedriger Preisvolatilität
- Abhängigkeit von Aggregator, da dieser die Vermarktung bestimmt und dahingehend nur bedingt Mitbestimmung ermöglichen wird
- Vertrauen in Aggregator, da anders als bei der Nutzung flexibler Tarife die Vermarktung dem Aggregator obliegt und für den/die NutzerIn nicht immer nachvollziehbar sein muss. Weiters ist die geringe Transparenz bei den Erlösen bzw. hinsichtlich deren Verteilung erwähnenswert. Auch hier braucht es Vertrauen in den gewählten Aggregator.
- Interoperabilität und Security: Multi-OEM-Umgebungen benötigen standardisierte Kommunikation und robuste Zertifikats-/Device-Verwaltung.
- Rollen/Verträge: Marktteilnahme erfordert Aggregator-/Bilanzkreis-Fähigkeiten (Fahrplan, Settlement, Verantwortung für Abweichungen)
- Fehlende Befreiung von Netzentgelten, da beim Bezug Netzentgelte in voller Höhe anfallen, die bei einer späteren Rückspeisung mitkalkuliert werden müssen. Das bedeutet, dass eine Einspeisung nur dann sinnvoll ist, wenn der der Unterschied zwischen Bezugs- und Einspeisetarif mind. so hoch wie das beim Bezug bezahlte Netzentgelt ist. Dies zeigt auch Nora Amer Mahgoub (Ffe) im Rahmen der Analyse „Intraday-Erlöspotenzial von bidirektionalem Laden– Fokus Netzentgeltbefreiung“ (siehe folgende Abbildung)

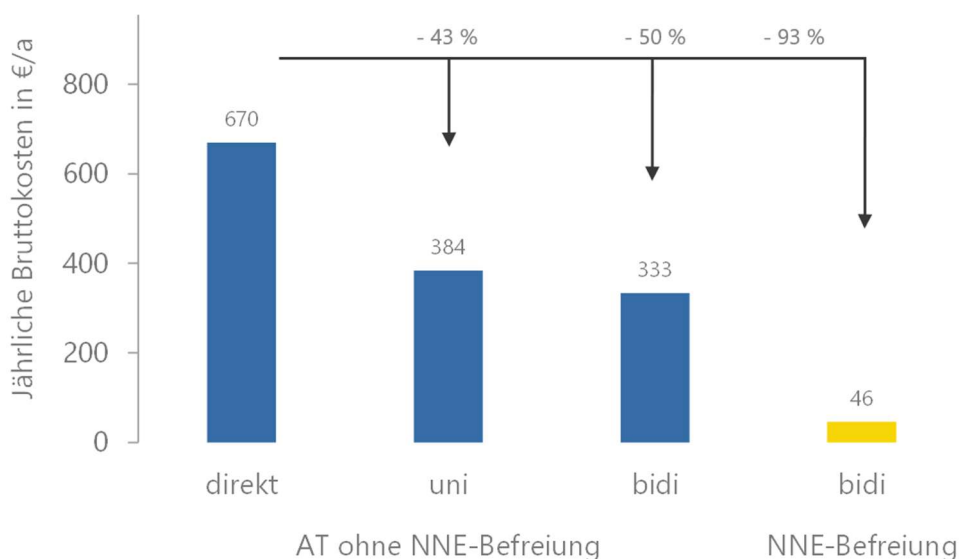


Abbildung 3-11: Mögliche Erlöse bei Vermarktung durch Aggregator am Intraday Markt (Quelle: Nora Amer Mahgoub (Ffe) Intraday-Erlöspotenzial von bidirektionalem Laden– Fokus Netzentgeltbefreiung)

Erforderliche Komponenten und involvierte Stakeholder

- KundInnen (PrivatkundInnen und FirmenkundInnen, insbesondere FlottenkundInnen)
- Fahrzeug
- Automobilhersteller (ermöglicht Bidi-Laden, deckt dies im Rahmen der Garantie ab)
- Ladestation (AC / DC) und Hersteller Ladestation
- technischer und wirtschaftlicher Aggregator mit Backend
- HEMS und Hersteller HEMS für Anbindung an Backend des Aggregators

Protokolle und Schnittstellen:

- ISO 15118-20 zw. Auto und Wallbox
- MQTT / Modbus / EEBUS zw. Wallbox und HEMS
- OCPP für Kommunikation von Ladestation zum Backend (oder andere Kommunikation zwischen EMS und Backend)
- Marktschnittstellen (APIs) von Backend zu Strombörse (z. B. EPEX Spot)

Erlöspotenziale

Erlöspotenziale entstehen primär aus Preisarbitrage im Rahmen des Day-Ahead-Fahrplans und aus reduzierten Abweichungskosten. In der Praxis sind diese Effekte stark abhängig von Preisvolatilität, Verfügbarkeit (Steckerzeit), Leistungsgrenzen und Batterieverschleiß. Eine robuste Bewertung trennt Bruttoeffekte (Markt/Preis) von Nettoeffekten (nach Degradation, Verlusten und Betriebskosten).

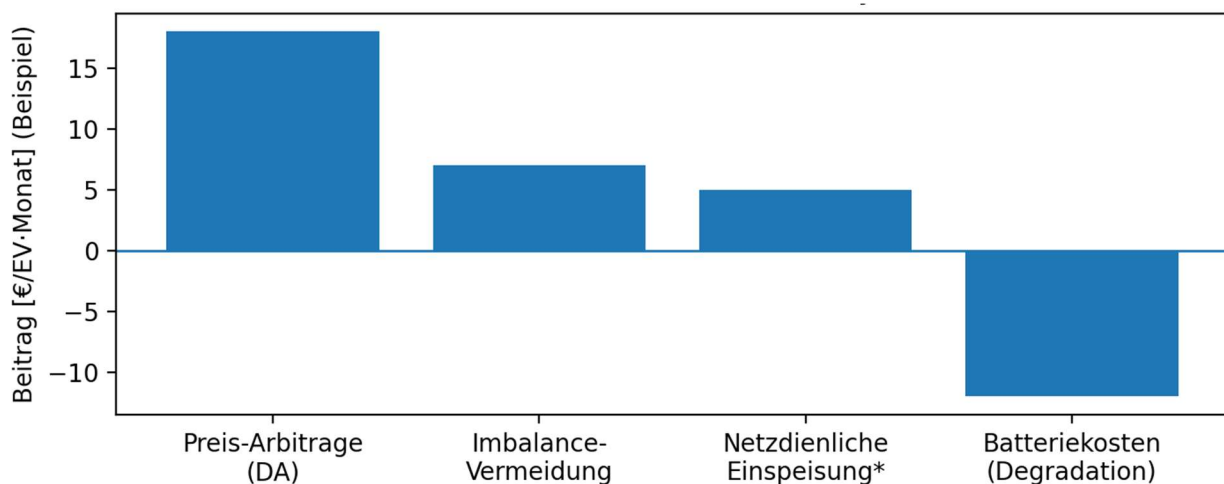


Abbildung 3-12: Mögliche Erlös- und Kostenbausteine

Im Intraday-Kontext entstehen Erlöspotenziale weniger durch 'klassische' Arbitrage über viele Stunden, sondern durch die Kombination aus (i) Vermeidung teurer Imbalance (wenn Intraday-Korrektur günstiger ist als Ausgleichsenergie) und (ii) Nutzung kurzfristiger Preisfenster, sofern sie in verfügbare Flexibilität übersetzt werden können.

Während des Liefertags werden Prognosen und Preise aktualisiert, und das Portfolio wird laufend neu optimiert. Intraday-Trades korrigieren die Beschaffungsposition; V2G setzt die physische Korrektur am Standort um, indem Laden/Entladen verschoben oder angepasst wird. Wesentlich ist, dass Intraday-Handel und physischer Dispatch konsistent sind: Ein Trade ohne physische Umsetzbarkeit reduziert Imbalance nicht; eine physische Aktion ohne marktliche Deckung kann neue Abweichungen erzeugen.

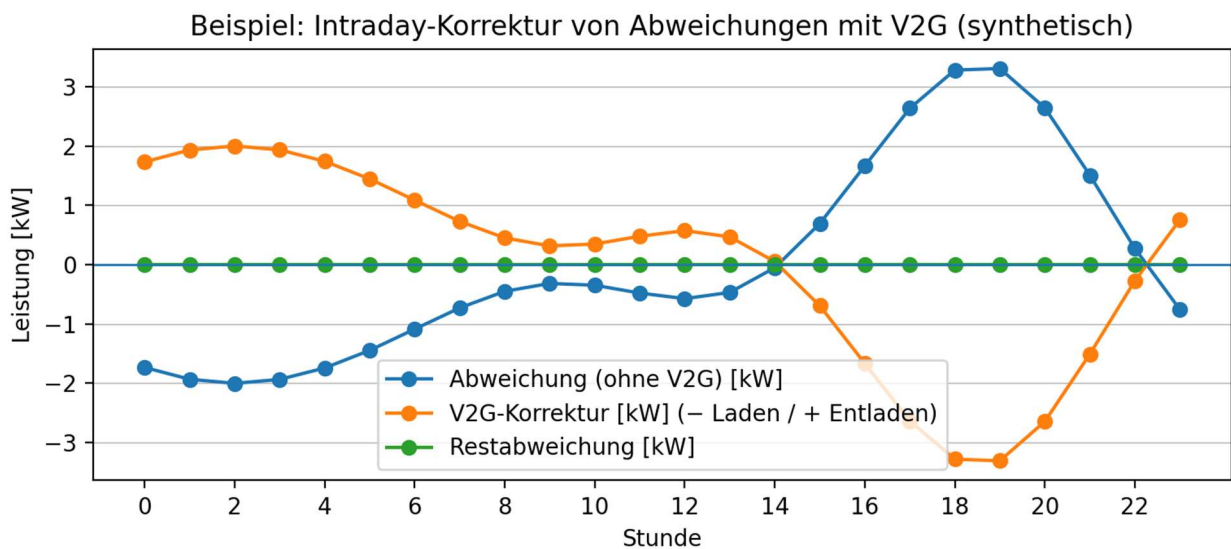
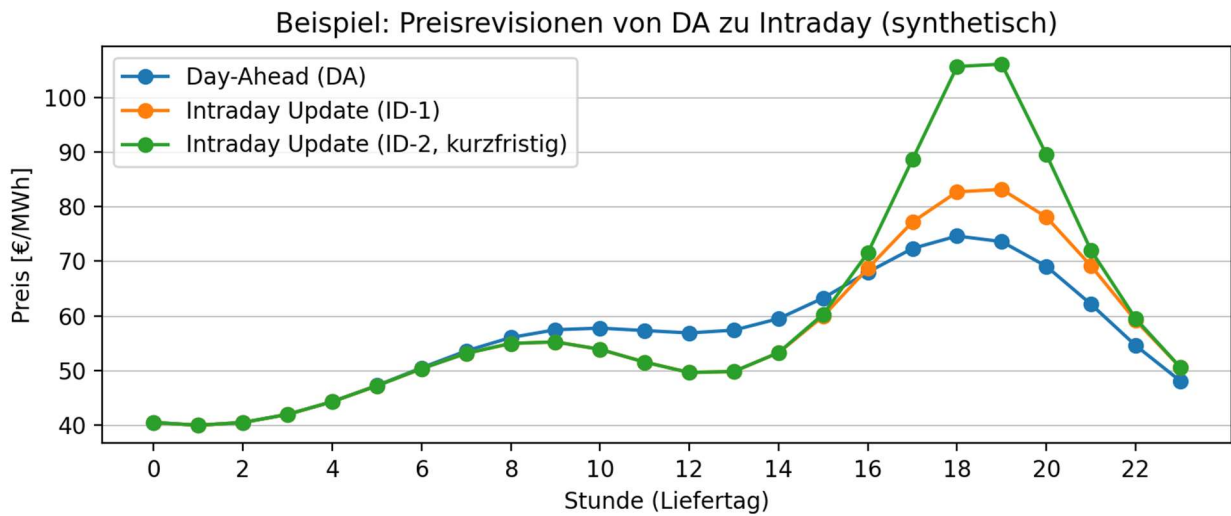


Abbildung 3-13: Vermeidung von Ausgleichsenergie (Quelle: ChatGPT)

Im Forschungsprojekt BDL wird das Erlöspotenzial für den Use Case „Zeitliche Arbitrage“ (https://ffe.de/wp-content/uploads/2021/11/Steckbrief_zeitliche-Arbitrage.pdf) folgendermaßen angegeben:

- Bidirektionale Elektrofahrzeuge (EVs) können durch Handel am deutschen Spotmarkt deutliche Erlöspotenziale im Vergleich zum Direktladen in Höhe von 200 bis 1300 €/EV/a generieren.
- Erlöse im Intraday-Handel sind ca. doppelt so hoch wie Erlöse im Day-Ahead-Markt.
- Eine kombinierte Vermarktung am Day-Ahead Markt und Intraday-Handel kann die Erlöse gegenüber der reinen Intraday-Vermarktung noch einmal um gut 10 % steigern.
- Eine steigende Batteriekapazität, eine ansteigende Lade-/Entladeleistung und ein höherer Wirkungsgrad wirken sich sehr stark erlössteigernd aus.
- Nicht-PendlerInnen können durch den bidirektionalen Handel am Strommarkt im Mittel ca. 15 % höhere Erlöse generieren als PendlerInnen. PendlerInnen können dagegen durch gesteuertes, spotpreisoptimiertes unidirektionales Laden leicht höhere Erlöse generieren.
- Das gesteuerte Laden kann im Vergleich zum bidirektionalen Laden nur einen kleinen Bruchteil der Erlöse ermöglichen.

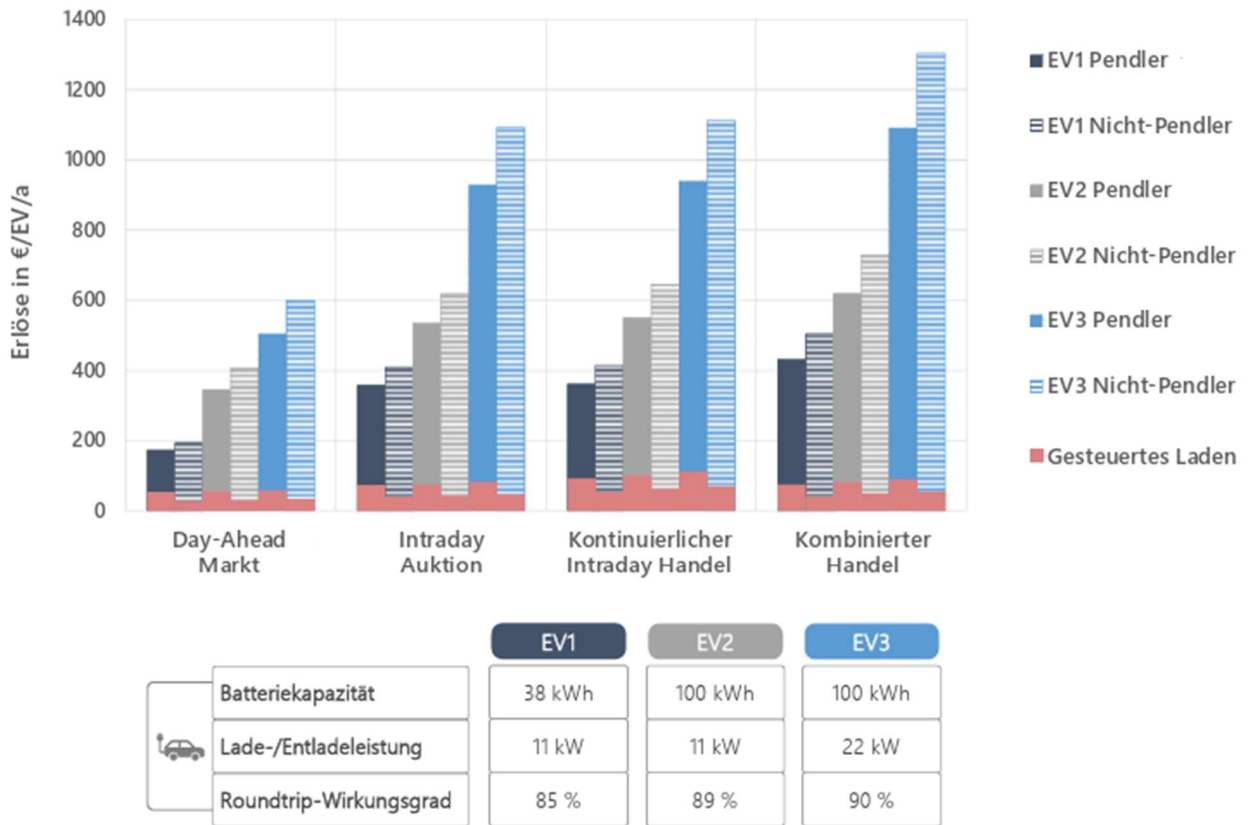
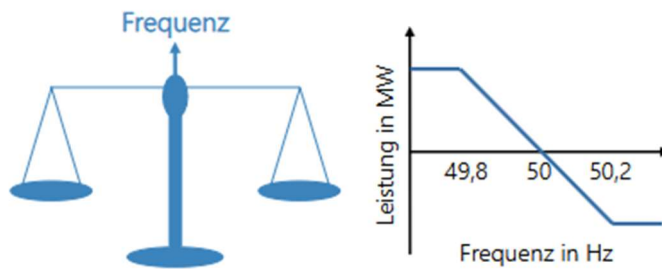


Abbildung 3-14: Ergebnisse zeitliche Arbitrage (Quelle: https://ffe.de/wp-content/uploads/2021/11/Steckbrief_zeitliche-Arbitrage.pdf)

3.7 Regelenergiebereitstellung (V2G)

Die Flexibilität von Elektroautos kann nicht nur intern (Behind-the-Meter) genutzt werden, sondern auch anderen Akteuren – z. B. einem Vermarkter – entgeltlich zur Verfügung gestellt werden. Dieser hat in der Folge die Möglichkeit, das Elektroauto innerhalb der vereinbarten Zeiten von extern anzusteuern und dieses nach seinem Bedarf zu laden bzw. zu entladen. Damit kann das Elektroauto auch dann Erträge erwirtschaften, wenn es weder für die Mobilität noch als lokaler Stromspeicher benötigt wird.



Der Use Case „Regelenergie“ beschreibt die Bereitstellung von kurzfristiger Flexibilität zur Stabilisierung des Stromnetzes durch Elektrofahrzeuge. Dabei wird die Batterie von EVs genutzt, um auf Frequenzabweichungen im Netz zu reagieren, indem entweder Energie eingespeist (Entladung) oder aufgenommen (Ladung) wird.

Diese Leistungen werden im Rahmen sogenannter Regelenergiemärkte (z. B. Primär-, Sekundär- oder

Tertiärregelung) vergütet. Da einzelne Fahrzeuge zu klein sind, erfolgt die Teilnahme in der Regel über einen Aggregator, der viele Fahrzeuge bündelt und als virtuelle Kraftwerksleistung am Markt anbietet.

Die Vermarktung erfolgt typischerweise als Pool. Der Aggregator bündelt die verfügbare Leistung vieler Fahrzeuge und bietet diese in einem definierten Produkt (z. B. sehr schnelle Frequenzregelung oder nachgelagerte automatische/manuelle Reserve) an. Wesentliche Schritte sind: Präqualifikation (Nachweis technischer Anforderungen), Angebotsabgabe, Betriebsführung im Lieferzeitraum, Abruf/Regelung, sowie Performance- und Abrechnungsnachweis. Aus Systemperspektive ist entscheidend, dass die Flotte wie eine verlässliche, steuerbare Ressource wirkt, trotz einzelner Fahrzeugausfälle.

Motivation

- zusätzliche Erlöse durch Teilnahme an Regelenergiemärkten, oft höhere Vergütung als bei Arbitrage
- planbare Einnahmen, da oftmals bereits für die Bereitstellungen gezahlt wird
- hoher Systemnutzen durch Stabilisierung der Netzfrequenz (50 Hz) bei gleichzeitiger Reduktion von fossilen Reservekraftwerken

Erfolgsfaktoren:

- Sehr hohe Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit: Der Regelenergiemarkt ist ein Markt, wo man liefern MUSS. Nichtlieferungen sind kostspielig und werden bestraft.
- Schnelle Reaktionsfähigkeit, insbesondere für Primärregelung (Sekundenbereich)
- Zertifizierung für Regelenergiemarkt erfolgreich (Kosten?)
- Präzise Steuerung und Prognose: Der Regelenergiepool muss gut planbar sein bzw. muss die angebotene Menge so geplant werden, dass diese auch erfüllt werden kann.
- Skalierbarkeit: große EV-Bestände ermöglichen perspektivisch erhebliche Poolleistung bei räumlicher Diversität und Redundanz.
- Messkonzept ist präqualifikations- und abrechnungsfähig (Zeitstempel, Genauigkeit, Zuordnung, Auditierbarkeit).
- Der Pool erfüllt die Marktanforderungen (Mindestleistung, Redundanz, Verfügbarkeitsquote, Performance- bzw. Regelgüte).

Erforderliche Komponenten und involvierte Stakeholder

- KundInnen (PrivatkundInnen und FirmenkundInnen, insbesondere FlottenkundInnen)

- Fahrzeug
- Automobilhersteller (ermöglicht Bidi-Laden, deckt dies im Rahmen der Garantie ab)
- Ladestation (AC / DC) und Hersteller Ladestation
- technischer und wirtschaftlicher Aggregator mit Backend
- HEMS und Hersteller HEMS für Anbindung an Backend des Aggregators

Protokolle und Schnittstellen:

- ISO 15118-20 zw. Auto und Wallbox
- MQTT oder Modbus oder EEBUS zw. Wallbox und HEMS
- OCPP für Kommunikation von Ladestation zum Backend (oder andere Kommunikation zwischen EMS und Backend)
- Stabile, echtzeitfähige Schnittstelle zur Regelenergie (TSO-Schnittstelle)

Herausforderungen:

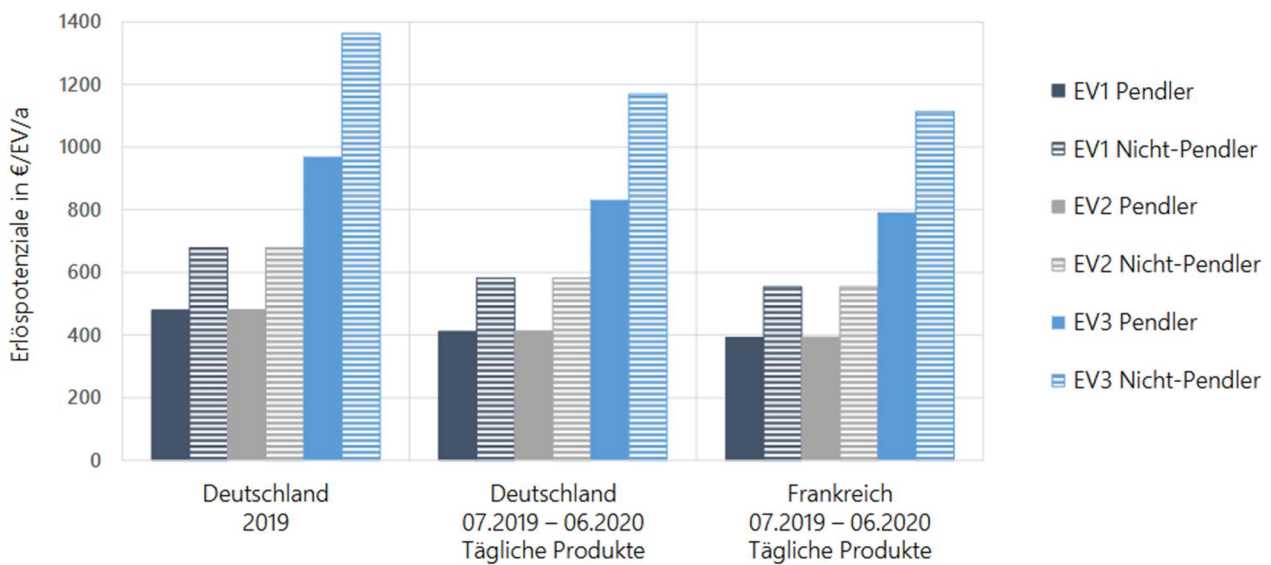
- Für Regelenergie sind Messqualität und Zeitstempel-Synchronität zentral. Erforderlich sind mindestens: Wirkleistung am relevanten Messpunkt, Energie über Zeit, Verfügbarkeitsstatus sowie Nachweise zur Reaktionszeit/Regelgüte. In der Praxis hat sich eine Kombination aus Submetering pro Ladepunkt (für Pool-Accounting und Nutzerabrechnung) und einer Referenzmessung am Netzanschlusspunkt (PCC) bewährt, um lokale Restriktionen und Gesamtwirkung nachvollziehbar zu machen.
- IT-Security und Datenschutz: Das Bedrohungsbild umfasst u. a. Manipulation von Setpoints (Über-/Unterregelung), Spoofing von Messwerten (falsche Abrechnung/Compliance), unautorisierter Zugriff auf Fahrzeuge/Ladepunkte sowie Denial-of-Service gegen die Poolsteuerung. Empfohlene Maßnahmen sind: starke Authentisierung und Autorisierung (Zertifikate/PKI, rollenbasierte Rechte), verschlüsselte Kommunikation (TLS), Zertifikatslebenszyklus-Management (Provisioning, Rotation, Revocation), Monitoring/Logging mit Integritätsschutz sowie Datenminimierung (nur regelenergie- und abrechnungsrelevante Daten; Fahrprofile/Standortdaten nur soweit nötig).
- hohe Anforderungen an Systemstabilität
- hohe Eintrittsbarrieren (Zertifizierung, Infrastruktur)
- Erlöse stark marktabhängig
- komplexe Marktregeln, nationale Unterschiede
- Mindestgrößen für Teilnahme und damit verbunden Koordination vieler Fahrzeuge, um Mindestgröße zu erreichen
- hohe Komplexität der Steuerung
- Interoperabilität, um viele Fahrzeuge und Ladestationen einbinden zu können

Erlöspotenziale:

Im Projekt Bidirektionales Lademanagement wurde in einem umfassenden Feldversuch untersucht, wie sich bidirektionale Elektrofahrzeuge netzdienlich in das bestehende Stromsystem integrieren lassen. Unter Konsortialführung von BMW, KOSTAL, TenneT, der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) und weiteren PartnerInnen wurde zwischen 2019 und 2022 ein großflächiger Praxistest mit rückspeisefähigen Fahrzeugen durchgeführt. Insgesamt wurden 50 BMW i3-Fahrzeuge mit bidirektionaler Ladefähigkeit in Haushalten, Unternehmen und Flotten eingebunden und über eine zentrale Steuerung koordiniert.

Im Projekt wurden mehrere Anwendungsfälle getestet, darunter die Bereitstellung von Primärregelleistung (FCR) (https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/02/Steckbrief_Primaerregelleistung.pdf). Erlöspotenziale werden folgendermaßen beziffert:

- Die Erlöspotenziale vom Use Case Primärregelenergie liegen bei ca. 400 bis 1.300 €/EV/a. Die Erlöspotenziale sind stark abhängig von den PRL-Preisen und der Lade-/Entladeleistung des Elektrofahrzeugs (EVs).
- Die Erlöspotenziale sind direkt proportional zu den Preisen auf dem PRL-Markt. Bei aktuellen Preisen (Ende 2021) sind demnach höhere Erlöse, als für 2019 und 2020 dargestellt wurden, zu erwarten.
- Eine doppelte Lade-/Entladeleistung kann die Erlöse nahezu verdoppeln. Das liegt an der doppelten Leistung, die für den PRL-Markt vorgehalten werden kann.
- Die Batteriekapazität des EVs hat kaum einen Einfluss auf die Erlöspotenziale, da das Energie-Leistungs-Verhältnis von 3,5h (EV1) bis 9h (EV3) hoch ist und so genügend Flexibilität bereitsteht.
- Nicht-PendlerInnen weisen mit ihrer deutlich höheren Verfügbarkeit ca. 40 % höhere Erlöspotenziale gegenüber PendlerInnen auf. Der unterschiedliche Ladebedarf der beiden Nutzerprofile spielt eine untergeordnete Rolle.



	EV1	EV2	EV3
Batteriekapazität	38 kWh	100 kWh	100 kWh
Lade-/Entladeleistung	11 kW	11 kW	22 kW
Roundtrip-Wirkungsgrad	85 %	89 %	90 %

Abbildung 3-15: Erlöspotenzial Use Case Primärregelenergie (Quelle: FfE, BDL Abschlussbericht, S. 26.)

3.8 Energy Sharing (V2G)

Durch die Einführung von Energiegemeinschaften (EEG) hat Energy Sharing in Österreich im letzten Jahr enorm an Bedeutung gewonnen: Mittlerweile wird in ca. 3.000 Energiegemeinschaften Strom gemeinsam erzeugt, verbraucht und innerhalb der Gemeinschaft gehandelt. Auch für Unternehmen kann dies in mehrfacher Hinsicht von Interesse sein. Hier sind vor allem wirtschaftliche Vorteile zu nennen, da in Energiegemeinschaften oftmals attraktivere Einspeise- und Bezugstarife geboten werden und darüber hinaus verbraucherseitig Netzentgelte, Steuern und Abgaben gespart werden können. Dabei kann die Flexibilität von Elektroautos genutzt werden, um den Stromverbrauch gezielt in Zeiten zu verlagern, wo in der Energiegemeinschaft ausreichend Energie zur Verfügung steht. Darüber hinaus bieten Energiegemeinschaften die Möglichkeit, Energie, die an einem Standort produziert wird und dort zu diesem Zeitpunkt nicht genutzt werden kann, an einem anderen Standort nutzen zu können.

Energy Sharing wird relevant, wenn lokale Erzeugung und lokaler Bedarf zeitlich nicht zusammenfallen und gleichzeitig Netzrestriktionen oder wirtschaftliche Anreize eine Lastverschiebung sinnvoll machen. Typische Auslöser sind PV-Überschüsse am Tag, Lastspitzen am Abend, begrenzte Anschlussleistungen sowie die Absicht, lokale Energie möglichst innerhalb einer Gemeinschaft zu nutzen. Energy Sharing adressiert dabei zwei Zielebenen: erstens die lokale Optimierung (Eigenverbrauch, Peak-Reduktion, Kosten), zweitens die netzorientierte Wirkung (Lastglättung, Reduktion von kurzfristigen Leistungspeaks). In einem neutralen Verständnis ist Energy Sharing ein Betriebs- und Abrechnungsmodell für Flexibilität, das die Standzeit und Speicherkapazität von EVs nutzbar macht, ohne den Mobilitätszweck zu kompromittieren.

Motivation:

- Nutzung günstiger lokaler Energie innerhalb der Gemeinschaft (zum Laden des Fahrzeugs) und damit verbunden Erhöhung des Direktnutzungsanteils der EEG
- Reduktion von Stromkosten durch geringere Netzentgelte, womit auch Laden und Entladen evtl. wirtschaftlich machbar sind.
- Stärkung regionaler Wertschöpfung, Förderung von Gemeinschaft und Teilhabe, mehr Transparenz über Energieherkunft
- Keine fixen Verpflichtungen oder Pönalen bei Nicht-Erfüllung, damit verbunden auch kein Risiko und große Flexibilität, ob bzw. wann und in welchem Ausmaß ein Fahrzeug zur Verfügung gestellt wird

Erfolgskriterien:

- Einfache und transparente Einbindung von Batteriespeichern in EEGs, idealerweise mit Echtzeitdaten oder manuell (statische Entladung in den Nachtstunden)
- Rechtssicherheit: Stand heute ist das Laden und Entladen eines Batteriespeichers in einer EEG mit rechtlichen Unsicherheiten behaftet.
- Faire Verteilung der Erlöse: Studien z. B. aus dem Projekt EGent zeigen, dass die Einbindung von Stromspeichern in EEGs unter bestimmten Rahmenbedingungen für die EEG wirtschaftlich sinnvoll ist. Jedoch profitieren Consumer stärker davon als Prosumer. Daher gilt es, einen Verteilmechanismus (Tarife) zu finden, der dieses Ungleichgewicht beseitigt.

Erforderliche Komponenten und involvierte Stakeholder

- KundInnen (PrivatkundInnen und FirmenkundInnen, insbesondere FlottenkundInnen)
- Fahrzeug
- Energiegemeinschaft
- Automobilhersteller (ermöglicht Bidi-Laden, deckt dies im Rahmen der Garantie ab)
- Ladestation (AC / DC) und Hersteller Ladestation
- EEG-Energiemanagement (bei automatisierter Steuerung)
- HEMS und Hersteller HEMS für Anbindung an EEG-EMS (bei automatisierter Steuerung)

Protokolle und Schnittstellen:

- ISO 15118-20 zw. Auto und Wallbox
- OCPP 2.X bzw. MQTT oder Modbus oder EEBUS zw. Wallbox und HEMS
- stabile, echtzeitfähige Schnittstelle zu EEG-EMS

4 Geschäftsmodelle

Bidirektionales Laden (Vehicle-to-Grid, V2G) stellt eine Schlüsseltechnologie der Energiewende dar. Elektrofahrzeuge werden dabei nicht mehr nur als Verbraucher betrachtet, sondern als flexible, dezentrale Speicher in das Energiesystem integriert. Diese Entwicklung ist insbesondere vor dem Hintergrund steigender Anteile erneuerbarer Energien von zentraler Bedeutung, da diese eine zunehmend volatile Stromerzeugung verursachen. Ziel dieses Berichtsteils ist es, die in Europa verfügbaren Geschäftsmodelle für bidirektionales Laden umfassend zu analysieren und deren wirtschaftliche Potenziale zu bewerten. Ein besonderer Fokus liegt auf konkreten Erlösmechanismen, Einsparpotenzialen und der praktischen Umsetzbarkeit.

Der Markt für bidirektionales Laden ist aktuell auf wenige Länder beschränkt. Kommerzielle Angebote existieren insbesondere in Frankreich, Deutschland, den Niederlanden, Schweden und dem Vereinigten Königreich. Diese Modelle sind meist geografisch eingeschränkt und stark an spezifische Kombinationen aus Fahrzeug, Wallbox und Energiedienstleister gebunden.

In Österreich existieren derzeit keine breit verfügbaren Geschäftsmodelle, was vor allem auf regulatorische Rahmenbedingungen und fehlende Marktintegration zurückzuführen ist. Dennoch zeigen die bestehenden Modelle, dass wirtschaftliche Potenziale bereits heute realisierbar sind.

4.1 Renault / Mobilize / The Mobility House

Das von Renault und der Renault Tochter Mobilize gemeinsam mit The Mobility House entwickelte Geschäftsmodell stellt eines der ersten kommerziell verfügbaren Vehicle-to-Grid (V2G)-Angebote für EndkundInnen in Europa dar. Es handelt sich um eine integrierte Paketlösung, die Fahrzeug, Ladeinfrastruktur sowie Energiedienstleistung kombiniert und somit einen möglichst einfachen Zugang zur Nutzung bidirektionalen Ladens ermöglicht.

Zentraler Bestandteil dieses Ansatzes ist die enge Verzahnung aller Systemkomponenten. KundInnen erwerben nicht nur ein kompatibles Elektrofahrzeug – beispielsweise den Renault R5 E-Tech, Renault R4 E-Tech, Mégane E-Tech, Scenic E-Tech oder den Alpine A290 – sondern erhalten gleichzeitig Zugang zu einer speziell entwickelten AC-bidirektionalen Wallbox („Mobilize PowerBox Verso“) sowie zu einem Ökostromvertrag mit The Mobility House. Die Steuerung des Gesamtsystems erfolgt über eine dedizierte App (My Renault bzw. My Alpine), mit der die automatisierten Ladungen und Entladungen konfiguriert werden können. FahrerInnen können damit den gewünschten Ladezustand einstellen, die geplante Abfahrtszeit konfigurieren und sich ihre V2G-Ersparnisse anzeigen lassen.

Laut Edison Media wird die Mobilize PowerBox Verso mit einer Leistung von bis zu 7,4 kW in Frankreich um 1.499 € angeboten.

Aus wirtschaftlicher Sicht basiert das Geschäftsmodell auf der Monetarisierung von Flexibilität im Energiesystem. Die Fahrzeugbatterie wird dabei nicht nur für den Eigenverbrauch genutzt, sondern aktiv in den Strommarkt integriert. The Mobility House übernimmt als Aggregator und Händler („Flexibility Aggregator“ und „Flexibility Trader“) die Bündelung der verfügbaren Speicherkapazitäten der verteilten Fahrzeuge und vermarktet diese auf verschiedenen Energiemärkten. Dazu zählen insbesondere der Day-Ahead-Markt, Intraday-Auktionen sowie kontinuierliche Intraday-Märkte. Durch diese sogenannte „Value Stacking“-Strategie werden mehrere Erlösquellen kombiniert, um die Wirtschaftlichkeit zu maximieren.

Für EndkundInnen ergeben sich daraus konkrete finanzielle Vorteile. Pro Stunde, in der das Fahrzeug an der bidi-Wallbox angesteckt ist („V2G Stunde“), werden 10,76 Cent vergütet – unabhängig davon, ob die Flexibilität des Fahrzeugs auch tatsächlich abgerufen wird. Für das Aufladen wird ein Vorzugstarif von 17,93 Cent pro kWh verrechnet (Stand März 2026). Laut Anbieter können dadurch insgesamt Einsparungen von bis zu 600 Euro pro Jahr erzielt werden, insbesondere wenn das Fahrzeug durchschnittlich etwa 14 Stunden pro Tag angeschlossen ist. Der wirtschaftliche Vorteil ist also eine Kombination von direkten Einnahmen und reduzierten Energiekosten. Der Anbieter bewirbt das Angebot plakativ mit dem Slogan „Bis zu 10.000 km / Jahr kostenlos fahren.“.

Ein wesentliches Merkmal dieses Modells ist die einfache Verständlichkeit und Nutzbarkeit aus Kundensicht. Durch die vollständige Integration aller Komponenten wird die Komplexität reduziert, sodass auch technisch weniger versierte

NutzerInnen teilnehmen können. Gleichzeitig ermöglicht die automatisierte Steuerung eine optimierte Nutzung der Batterie ohne zusätzlichen Aufwand für die NutzerInnen.

Demgegenüber stehen jedoch auch einige Einschränkungen. Besonders hervorzuheben ist der sogenannte „Vendor Lock-in“. Da Fahrzeug, Wallbox und Energiedienstleistung eng miteinander gekoppelt sind, haben NutzerInnen kaum Möglichkeiten, einzelne Komponenten unabhängig voneinander zu wählen oder zu wechseln. Es ist lediglich ein Wechsel innerhalb der von Renault freigegebenen E-Fahrzeugmodelle möglich. Darüber hinaus ist das Angebot derzeit geografisch eingeschränkt und wird primär in Frankreich angeboten, mit geplanten Erweiterungen auf Deutschland und das Vereinigte Königreich.

Aus systemischer Sicht bietet dieses Geschäftsmodell jedoch erhebliche Vorteile. Durch die Integration von Elektrofahrzeugen als flexible Speicher kann die Netzstabilität verbessert und die Integration erneuerbarer Energien erleichtert werden. Studien zeigen, dass V2G-Technologien langfristig zu erheblichen Einsparungen im Energiesystem führen können, insbesondere durch reduzierte Netzausbaukosten und eine effizientere Nutzung bestehender Infrastruktur (Fraunhofer ISI, 2022; IEA, 2023).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das Geschäftsmodell von Renault, Mobilize und The Mobility House einen wichtigen Schritt in Richtung marktreifer V2G-Anwendungen darstellt. Es zeigt, dass bidirektionales Laden bereits heute wirtschaftlich sinnvoll umgesetzt werden kann, insbesondere durch die Kombination verschiedener Erlösmechanismen. Gleichzeitig verdeutlicht es jedoch auch die aktuellen Herausforderungen, insbesondere im Hinblick auf Interoperabilität, Marktintegration und Nutzerflexibilität.

Quellen

- Mobility House (2025): https://mobilityhouse-energy.com/de_de/produkte/weltweit-erstes-v2g-produkt-fuer-endkundinnen-renault-mobilize
- Mobility House – Flexibility Aggregator: https://mobilityhouse-energy.com/de_de/technologie/alt-flexibilityaggregator
- Mobility House – Flexibility Trader: https://mobilityhouse-energy.com/de_de/technologie/alt-flexibilitytrader
- Edison Media (2024): <https://edison.media/verkehr/mobilize-wallbox-laesst-strom-in-zwei-richtungen-fliegen/25244399/>
- Fraunhofer ISI (2022): Bidirektionales Laden – Potenziale und Herausforderungen

4.2 BMW / E.ON

Das von BMW in Kooperation mit E.ON entwickelte Geschäftsmodell für bidirektionales Laden stellt eines der ersten kommerziellen V2G-Angebote im deutschen Markt dar. Ähnlich wie beim Renault/Mobilize/The Mobility House Modell handelt es sich um eine integrierte Paketlösung, bei der Fahrzeug, Ladeinfrastruktur und Energiedienstleistung eng miteinander verzahnt sind. Ziel dieses Ansatzes ist es, EndkundInnen einen möglichst einfachen Zugang zu bidirektionalem Laden zu ermöglichen und gleichzeitig wirtschaftliche Anreize für die Bereitstellung von Flexibilität im Energiesystem zu schaffen.

Das Angebot wird derzeit ausschließlich in Deutschland bereitgestellt und ist auf Fahrzeuge der neuen vollelektrischen Plattform von BMW („Neue Klasse“) ausgelegt. Aktuell ist insbesondere der BMW iX3 in dieser Konfiguration verfügbar. Die technische Grundlage bildet eine bidirektionale DC-Ladeinfrastruktur, konkret die „BMW Wallbox Professional“, die auf dem CCS-Standard basiert. Im Vergleich zu AC-basierten Lösungen ermöglicht dies höhere Flexibilität in der Anpassung der Lade- und Entladeleistungen, was insbesondere für die wirtschaftliche Nutzung von V2G von Vorteil ist.

Die „BMW Professional Wallbox (11 kW)“ wird Stand März 2026 in Österreich um 2.000 € angeboten.

Ein zentraler Bestandteil des Geschäftsmodells ist die Integration eines Energieliefervertrags mit E.ON. Dieser umfasst sowohl den Strombezug für das Haushaltsnetz als auch die energiewirtschaftliche Einbindung des Fahrzeugs. FahrerInnen behalten die volle Kontrolle und können ihr Ladeziel in der „My BMW“ App so einstellen, dass ihre Mobilität jederzeit sichergestellt ist. Das Bonuskonto bei E.ON ist mit der My BMW App verknüpft und transparent einsehbar.

Aus wirtschaftlicher Sicht basiert das Modell auf einem klar strukturierten Erlösmechanismus. Im Zentrum steht die Monetarisierung von Preisunterschieden am Strommarkt (Arbitrage). Das Fahrzeug wird gezielt in Zeiten niedriger

Strompreise geladen und bei höheren Preisen wieder entladen. Im Gegensatz zu komplexeren Modellen, die mehrere Märkte gleichzeitig nutzen, konzentriert sich dieses System derzeit auf den Day-Ahead-Markt.

Für EndkundInnen ergeben sich daraus konkrete finanzielle Vorteile. Das Modell sieht einen Bonus von 24 Cent pro Stunde vor, in der das Fahrzeug angeschlossen ist und dem Energiesystem zur Verfügung steht. In der Praxis ergibt sich daraus ein maximaler Bonus von 60 Euro pro Monat oder bis zu 720 Euro pro Jahr. Voraussetzung dafür ist, dass das Fahrzeug etwa 250 Stunden pro Monat angeschlossen ist, was ungefähr acht bis neun Stunden pro Tag entspricht. Diese Anforderungen sind insbesondere für NutzerInnen mit regelmäßigen Standzeiten – etwa zu Hause oder am Arbeitsplatz – gut erfüllbar.

Zusätzlich erhalten NutzerInnen 40 Cent pro rückgespeicherter Kilowattstunde (Stand März 2026).

Diese Kombination stellt also ein hybrides Erlösmodell dar, das sowohl die Verfügbarkeit als auch die tatsächliche Energiebereitstellung vergütet. Der Anbieter beschreibt das Angebot zusammengefasst mit „Bis zu 14.000 km / Jahr kostenlos fahren.“.

Das Modell trägt zur Entlastung des Stromnetzes bei, indem Lastspitzen reduziert und erneuerbare Energie effizienter genutzt werden.

Das Angebot von BMW und E.ON zeichnet sich durch hohe Transparenz aus. Die Erlösmechanismen sind klar nachvollziehbar und direkt an messbare Parameter wie Anschlusszeit und eingespeiste Energiemenge gekoppelt und der aktuelle Status dazu kann direkt in der „My BMW“ App überprüft werden. Dies erleichtert das Verständnis für EndkundInnen und kann die Akzeptanz erhöhen.

Gleichzeitig weist das Modell jedoch auch Einschränkungen auf. Es fokussiert auf einen einzigen Vermarktungskanal, die Arbitrage im Day-Ahead-Markt. Im Gegensatz zu komplexeren „Value Stacking“-Ansätzen werden zusätzliche Erlösquellen wie Intraday-Handel oder Regelenergie derzeit nicht genutzt. Dies limitiert das wirtschaftliche Potenzial für den Aggregator im Vergleich zu umfassenderen Systemen und die Flexibilität der Fahrzeuge wird nur eingeschränkt genutzt.

Eine weitere Einschränkung ist, dass der eigene PV Ertrag nicht für die Steuerung der Ladung und Entladung berücksichtigt wird. Die Zwischenspeicherung von PV Überschuss im E-Fahrzeug ist also nicht vorgesehen.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt ist der sogenannte Vendor Lock-in. NutzerInnen sind an die Kombination aus bestimmten BMW E-Fahrzeugmodellen (Neue Klasse), spezifischer BMW Wallbox und dem Energiedienstleister E.ON gebunden. Ein Wechsel einzelner Komponenten ist nicht vorgesehen, was die Flexibilität einschränkt und den Wettbewerb begrenzen kann.

Aus systemischer Perspektive bietet das Modell dennoch wichtige Vorteile. Die Integration von Elektrofahrzeugen in den Strommarkt kann dazu beitragen, Preisschwankungen zu glätten, erneuerbare Energien besser zu integrieren und die Netzstabilität zu erhöhen. Das aktuelle Modell ist einfach strukturiert und stellt einen wichtigen Schritt in Richtung marktreifer V2G-Anwendungen dar.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das BMW/E.ON-Modell ein wirtschaftlich attraktives und gleichzeitig gut verständliches Einstiegsszenario für bidirektionales Laden bietet. Es zeigt, dass bereits mit relativ einfachen Mechanismen signifikante Einsparungen für EndkundInnen möglich sind. Gleichzeitig verdeutlicht es jedoch auch, dass das volle wirtschaftliche Potenzial von V2G erst durch die Integration weiterer Märkte und eine stärkere Systemvernetzung ausgeschöpft werden kann.

Quellen

- BMW (2025): <https://www.bmw.de/de/elektroauto/home-charging.html#faq>
- BMW (2026): <https://www.press.bmwgroup.com/deutschland/article/detail/T0455460DE/erstes-bidirektionales-vehicle-to-grid-v2g-ladeangebot-deutschlands-von-bmw-group-und-e-on:-wallbox-und-stromtarif-ab-sofort-bestellbar?language=de>
- BMW (2026): <https://www.bmw.at/de/shop/ls/dp/physical-goods/UEI0027ZN?utm>
- E.ON (2025): <https://www.eon.de/de/pk/e-mobility/bidi-laden-bmw-ix3.html>
- „Geladen“ Podcast (Analyse V2G BMW): <https://youtu.be/UseBCfAf1Uc>
- Fraunhofer ISI (2022): Bidirektionales Laden – Potenziale und Herausforderungen

- IEA (2023): Global EV Outlook

4.3 Ford / Octopus Energy (DE)

Das von Ford in Kooperation mit Octopus Energy entwickelte Geschäftsmodell stellt einen modularen Ansatz für bidirektionales Laden dar und unterscheidet sich damit grundlegend von integrierten Paketlösungen wie jenen von Renault oder BMW. Während dort Fahrzeug, Ladeinfrastruktur und Energiedienstleistung eng miteinander verzahnt sind, basiert dieses Modell auf einer flexibleren Struktur, bei der einzelne Komponenten unabhängig voneinander gewählt werden können. Dadurch ergibt sich ein höherer Grad an Offenheit, gleichzeitig jedoch auch eine erhöhte Komplexität in der Umsetzung.

Das Angebot wird aktuell ausschließlich in Deutschland bereitgestellt und richtet sich an aktuell an NutzerInnen von Ford Elektrofahrzeugen auf MEB-Basis, aktuell sind das die Modellen Ford Capri und Ford Explorer. Technisch basiert das System auf einer bidirektionalen DC-Wallbox des Herstellers Ambibox. Diese kann entweder im Rahmen des Angebots erworben oder bereits vorhanden sein, was die Einstiegshürde für bestehende NutzerInnen reduziert. Diese Wallbox kann grundsätzlich auch andere E-Fahrzeugmodelle bidirektional laden.

Die „ambiCHARGE Home – 11 kW DC-Wallbox“ wird (Stand März 2026) in Deutschland um 2.995 € (netto) angeboten, in Österreich wird die Moon-gebrandete Ambibox „Bidi Charger 11 DC“ um 4.500 € (inkl. MwSt.) verkauft.

Ein wesentliches Element des Geschäftsmodells ist die Integration in einen bestehenden oder neu abgeschlossenen Ökostromvertrag mit Octopus Energy. Anders als bei vollständig integrierten Lösungen fungiert Octopus hier primär als Energiedienstleister und Aggregator, während Fahrzeug und Ladeinfrastruktur nicht zwingend exklusiv gebunden sind. Die Steuerung erfolgt über die Octopus-App, die Funktionen wie Ladeplanung („Ladeplan“) und kurzfristige Ladevorgänge („Bump Charge“) bereitstellt. Diese digitale Schnittstelle ist zentral für die Umsetzung des Geschäftsmodells, da sie die automatisierte Optimierung von Lade- und potenziellen Entladeprozessen ermöglicht.

Aus wirtschaftlicher Sicht basiert das Modell auf einem klar strukturierten Anreizsystem, das sich aus mehreren Komponenten zusammensetzt. Ein zentraler Bestandteil ist der sogenannte „Ansteckbonus“. NutzerInnen erhalten bis zu 30 Euro pro Monat, sofern ihr Fahrzeug mindestens 300 Stunden pro Monat angeschlossen ist. Dies entspricht durchschnittlich etwa 10 Stunden pro Tag und stellt sicher, dass ausreichend Flexibilität für das Energiesystem zur Verfügung steht. Auf Jahresbasis ergibt sich daraus ein fixer Bonus von bis zu 360 Euro.

Zusätzlich wird ein variabler Bonus für die ins Fahrzeug geladene Energie gewährt. Dieser beträgt insgesamt 18 Cent pro Kilowattstunde: 6 Cent pro kWh für die Bereitstellung der Batterie („Entnahme-Erlaubnis“) sowie weitere 12 Cent pro kWh für intelligentes, netzdienliches Laden. Diese Struktur zeigt deutlich, dass das Modell nicht auf Rückspeisung fokussiert, sondern die Bereitstellung der Flexibilität und die Optimierung des Ladeverhaltens monetarisiert.

In Summe ergibt sich daraus ein jährlicher wirtschaftlicher Vorteil von bis zu etwa 792 Euro. Dieser setzt sich aus dem fixen Ansteckbonus sowie den variablen Vergütungen für das Ladeverhalten zusammen. Im Gegensatz zu klassischen V2G-Modellen, bei denen die Rückspeisung von Energie im Vordergrund steht, basiert dieses Modell stärker auf der Nutzung von Flexibilität durch intelligentes Laden. Das Angebot wird mit dem Slogan „Bis zu 16.000 km / Jahr kostenlos fahren.“ beworben.

Die konkrete Vermarktungsstrategie wird nicht ausdrücklich erwähnt. Es ist davon auszugehen, dass Octopus Energy die bereitgestellte Flexibilität aggregiert und auf Energiemärkten nutzt, beispielsweise zur Optimierung von Beschaffungskosten oder zur Teilnahme an kurzfristigen Handelsmärkten. Im Gegensatz zu anderen Modellen wird dies jedoch nicht explizit kommuniziert, was auf eine stärkere Fokussierung auf KundInnenfreundlichkeit und einfache Wertversprechen hindeutet.

Aus NutzerInnensicht bietet dieses Modell mehrere Vorteile. Die Kombination aus fixen und variablen Erlösen sorgt für gute Verständlichkeit und Berechenbarkeit. Gleichzeitig ermöglicht die modulare Architektur eine größere Flexibilität bei der Wahl von Fahrzeug und Ladeinfrastruktur. Dies kann insbesondere im Hinblick auf zukünftige technologische Entwicklungen und Interoperabilität von Vorteil sein.

Demgegenüber stehen jedoch auch gewisse Einschränkungen. Trotz der grundsätzlich offenen Struktur besteht weiterhin eine Abhängigkeit vom Aggregator und Energiedienstleister Octopus Energy, insbesondere im Hinblick auf die Steuerungssoftware und die Tarifstruktur. Zudem ist das Modell derzeit geografisch auf Deutschland beschränkt und somit für andere Märkte – beispielsweise Österreich – noch nicht verfügbar.

Aus systemischer Perspektive trägt das Modell durch gezielte, automatisierte Be- und Entladung zur Stabilisierung des Energiesystems bei. Durch die gezielte Verschiebung von Lasten können Netzengpässe reduziert und erneuerbare Energien effizienter genutzt werden. Insbesondere in Kombination mit dynamischen Stromtarifen und steigender Volatilität der Strompreise gewinnt dieser Ansatz zunehmend an Bedeutung.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das Geschäftsmodell von Ford und Octopus Energy einen pragmatischen und marktnahen Ansatz für die Nutzung von Flexibilität darstellt.

Quellen

- Octopus Energy (2025): <https://octopusenergy.de/octopus-powerdrive>
- Ford / Octopus Powerdrive – Produktbeschreibung: <https://octopusenergy.de/octopus-powerdrive>
- Ambibox (2026): <https://www.ambibox.de>
- Moon (2026): <https://www.moon-power.at/privatkunden/produkte/bidi-charger?utm>
- Fraunhofer ISI (2022): Bidirektionales Laden – Potenziale und Herausforderungen
- IEA (2023): Global EV Outlook

4.4 We Drive Solar / Renault / Hegg Energy

Das niederländische Geschäftsmodell für PrivatkundInnen von We Drive Solar in Kooperation mit Hegg Energy stellt einen innovativen und systemisch orientierten Ansatz im Bereich des bidirektionalen Ladens dar. Das Angebot richtet sich an KundInnen, die bereits eines der unterstützten Renault E-Fahrzeugmodelle haben.

Das Angebot ist derzeit ausschließlich in den Niederlanden verfügbar und konzentriert sich zunächst auf ausgewählte Fahrzeugmodelle der Renault-Gruppe, darunter der Renault R5, Renault R4 sowie der Alpine A290. Eine Erweiterung auf weitere Modelle wie den Mégane E-Tech und Scenic E-Tech ist bereits geplant. Die Ladeinfrastruktur basiert auf der bidirektionalen AC-Wallbox „Solar Life V2G“, die speziell von We Drive Solar entwickelt wurde und auf dem europäischen Typ-2-Standard und ISO 15118-20 basiert.

Die Solar Life V2G Wallbox wird (Stand März 2026) um 1.245 € angeboten.

Ein zentrales Element des Geschäftsmodells ist der dynamische Ökostromvertrag mit Hegg Energy. Dieser umfasst sowohl den Strombezug für den Haushalt als auch die Integration des Fahrzeugs als flexibler Speicher. Die Steuerung erfolgt über eine digitale Plattform. Mit der Hegg Energy App können NutzerInnen Funktionen wie Ladeplanung und kurzfristige Änderungen („Bump-Charge“) konfigurieren.

Die wirtschaftliche Logik des Angebots basiert primär auf dynamischen Strompreisen. NutzerInnen profitieren davon, dass ihr Fahrzeug gezielt zu Zeiten niedriger Preise geladen und zu Zeiten höherer Preise entladen wird. Zusätzlich wird die Integration von Photovoltaik berücksichtigt, wodurch lokal erzeugter Strom optimal genutzt und bei Bedarf ins Netz eingespeist werden kann. Ein wesentlicher Bestandteil ist dabei die Kombination aus PV-Eigenverbrauch und V2G-Einspeisung. Für V2G KundInnen senkt Hegg den Spotmarkt-Aufschlag auf 1,7 Cents pro kWh und verrechnet keine Einspeisegebühren.

Die zu erwarteten monetären Vergütungen können auf der Homepage auf Basis der durchschnittlichen Anzahl der Tage, an denen das Fahrzeug angesteckt ist und der Anzahl der PV-Module geschätzt werden. Standardmäßig geht dieser Kalkulator von 4 Tagen pro Woche und 10 PV-Modulen aus und errechnet auf dieser Basis jährliche Einsparungen von 873 € bzw. 73 € pro € Monat.

Die Vermarktung der Flexibilität erfolgt voraussichtlich über klassische Arbitrage-Mechanismen, insbesondere im Day-Ahead-Markt. Darüber hinaus ist anzunehmen, dass langfristig auch weitere Märkte – wie Intraday-Handel oder Flexibilitätsmärkte – integriert werden könnten, um zusätzliche Erlösquellen zu erschließen. Dieses Prinzip der

Kombination mehrerer Einnahmequellen wird als „Value Stacking“ bezeichnet und gilt als zentral für die wirtschaftliche Optimierung von V2G-Systemen.

Ein wesentlicher Vorteil dieses Modells liegt in seiner hohen Systemintegration. Durch die Kombination von dynamischen Strompreisen, erneuerbarer Energie und bidirektionalem Laden wird eine ganzheitliche Optimierung des Energiesystems erreicht. Dies ermöglicht nicht nur wirtschaftliche Vorteile für EndkundInnen, sondern trägt auch zur Stabilisierung des Stromnetzes und zur besseren Integration erneuerbarer Energien bei.

Im aktuellen Angebot ist die Fahrzeug-Auswahl stark eingeschränkt und umfasst derzeit nur die angeführten Renault und Alpine Modelle. Weitere Einschränkungen: Nur Fahrzeuge, die ab Kalenderwoche 43 des Jahres 2025 produziert wurden (also ab 20. Oktober), erfüllen die niederländischen V2G Anforderungen für bidi-AC. Fahrzeuge mit früherem Fertigungsdatum sind nicht geeignet. Fahrzeuge müssen außerdem speziell für den niederländischen Markt hergestellt worden sein. Importfahrzeuge, auch wenn es sich um die genau gleichen Modelle handelt, sind nicht für die Teilnahme am niederländischen V2G Projekt geeignet.

Grundsätzlich sollte die Solar Life V2G Wallbox auch mit anderen E-Fahrzeugmodellen funktionieren, allerdings wird der bidirektionale V2G Betrieb über AC (Typ 2) in den Niederlanden für Privatpersonen derzeit von keinem anderen Hersteller offiziell unterstützt.

Ein weiterer relevanter Aspekt ist die starke Fokussierung auf dynamische Tarife. In Märkten mit weniger ausgeprägter Preisvolatilität, eingeschränkter Tarifstruktur oder anderen regulatorischen Rahmenbedingungen könnte die Wirtschaftlichkeit entsprechend geringer ausfallen.

Aus systemischer Perspektive stellt das Modell jedoch einen wichtigen Schritt in Richtung eines vollständig integrierten, flexiblen Energiesystems dar. Es zeigt, wie Elektrofahrzeuge nicht nur als Speicher, sondern als aktive Elemente eines intelligenten Energiemarktes genutzt werden können. Insbesondere die Kombination von PV, dynamischen Tarifen und V2G bietet ein erhebliches Potenzial für die zukünftige Entwicklung von Energiesystemen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das Geschäftsmodell von We Drive Solar und Hegg Energy einen der fortschrittlichsten Ansätze im Bereich V2G darstellt. Es kombiniert technologische Innovation mit marktbasierenden Mechanismen und zeigt, wie eine umfassende Integration von Elektrofahrzeugen in das Energiesystem aussehen kann. Gleichzeitig verdeutlicht es jedoch auch, dass für eine breite Marktdurchdringung (auch außerhalb der Niederlande) noch weitere Entwicklungen erforderlich sind, insbesondere im Bereich der Standardisierung, Interoperabilität und regulatorischen Rahmenbedingungen.

Quellen

- We Drive Solar (2026): <https://v2g.wedrivesolar.nl>
- Hegg Energy (2026): <https://hegg.energy/partner/wedrivesolar>
- Fraunhofer ISI (2022): Bidirektionales Laden – Potenziale und Herausforderungen
- IEA (2023): Global EV Outlook

4.5 Octopus Energy (UK)

Das von Octopus Energy im Vereinigten Königreich angebotene Geschäftsmodell stellt einen innovativen und nutzerzentrierten Ansatz im Bereich des bidirektionalen Ladens dar. Im Gegensatz zu klassischen V2G-Geschäftsmodellen, bei denen monetäre Vergütungen im Vordergrund stehen, basiert dieses Modell auf einem alternativen Wertversprechen: NutzerInnen können ihr Elektrofahrzeug kostenlos aufladen, wenn sie ihre Fahrzeugbatterie dem Energiesystem zur Verfügung stellen. Dieses Konzept stellt eine deutliche Vereinfachung der wirtschaftlichen Logik dar und zielt darauf ab, die Akzeptanz von V2G-Technologien im Massenmarkt zu erhöhen.

Das Angebot ist derzeit ausschließlich im Vereinigten Königreich verfügbar und umfasst eine sehr begrenzte Anzahl kompatibler Fahrzeuge und Ladeinfrastrukturen. Dazu zählen aktuell der BYD Dolphin in Kombination mit der V2G-fähigen Zaptec Pro Wallbox (AC) sowie ältere, V2G-kompatible Fahrzeuge mit CHAdeMO Ladebuchse, konkret der Nissan Leaf, Nissan e-NV200 sowie der Mitsubishi Outlander PHEV in Verbindung mit der bidirektionalen DC-Wallbox

„Wallbox Quasar v1“. Diese Einschränkung auf spezifische Fahrzeug- und Ladeinfrastrukturkombinationen verdeutlicht, dass sich das Modell technologisch noch in einer frühen Phase befindet.

Ein zentraler Bestandteil des Geschäftsmodells ist die Integration in einen bestehenden oder neu abgeschlossenen Ökostromvertrag mit Octopus Energy. Das Fahrzeug wird dabei als flexibler Speicher in das Energiesystem eingebunden. Die Steuerung erfolgt derzeit noch über manuelle Präferenzeinstellungen per Formular, wobei perspektivisch eine Integration in die Octopus-App geplant ist. Diese Weiterentwicklung dürfte insbesondere im Hinblick auf Automatisierung und Nutzerfreundlichkeit von großer Bedeutung sein.

Die wirtschaftliche Logik dieses Modells unterscheidet sich grundlegend von anderen V2G-Ansätzen. Anstelle einer direkten monetären Vergütung für eingespeiste Energie oder bereitgestellte Flexibilität erhalten NutzerInnen den Vorteil, ihr Fahrzeug kostenlos laden zu können. Die Erlöse aus der Vermarktung der Flexibilität – beispielsweise durch Arbitrage oder die Teilnahme an Energiemärkten – werden dabei nicht direkt an die NutzerInnen ausgezahlt, sondern intern mit den Stromkosten verrechnet.

Ein wesentlicher Aspekt ist dabei die Differenzierung zwischen Photovoltaik- und V2G-Rückspeisung. Während für PV-Anlagen weiterhin klassische Einspeisetarife gelten, wird die durch das Fahrzeug bereitgestellte Energie nicht separat vergütet, sondern ist bereits im „Gratis-Laden“-Modell inkludiert. Dies bedeutet, dass NutzerInnen keinen direkten finanziellen Erlös aus der Rückspeisung erhalten, sondern der wirtschaftliche Vorteil vollständig über die eingesparten Stromkosten für die Aufladung realisiert wird.

In der Praxis kann dies zu erheblichen Einsparungen führen. Abhängig vom individuellen Ladeverhalten und den Strompreisen können jährliche Vorteile von etwa 500 bis 1.000 Euro erreicht werden. Besonders attraktiv ist dieses Modell für NutzerInnen mit hohem Fahrbedarf und entsprechend hohem Energieverbrauch, da hier die Einsparungen durch kostenloses Laden besonders stark ins Gewicht fallen.

Ein wesentlicher Vorteil dieses Ansatzes liegt in seiner Einfachheit. Während viele V2G-Modelle komplexe Erlösmechanismen und Marktlogiken erfordern, reduziert das „Gratis-Laden“-Modell die wirtschaftliche Bewertung auf eine leicht verständliche Größe: eingesparte Stromkosten. Dies kann die Einstiegshürde für EndkundInnen deutlich senken und die Akzeptanz erhöhen.

Gleichzeitig bringt dieses Modell jedoch auch Einschränkungen mit sich. Die fehlende direkte monetäre Vergütung reduziert die Transparenz hinsichtlich der tatsächlichen Wertschöpfung. NutzerInnen können nicht unmittelbar nachvollziehen, wie viel ihre bereitgestellte Flexibilität tatsächlich am Markt wert ist. Zudem besteht eine vollständige Abhängigkeit vom Anbieter, da die gesamte Wertschöpfungskette – von der Steuerung über die Vermarktung bis zur Verrechnung – zentral durch Octopus Energy gesteuert wird. Die Auswahl an Fahrzeugen ist stark eingeschränkt und auch in Wechsel unter den unterstützten E-Fahrzeugmodellen wird durch die unterschiedlichen technischen Ansätze erschwert (bidi DC via CHAdeMO vs. bidi AC via Typ 2).

Es ist jedoch davon auszugehen, dass Octopus Energy die aggregierte Flexibilität der angeschlossenen Fahrzeuge nutzt, um Preisunterschiede am Strommarkt auszunutzen (Arbitrage) und möglicherweise auch weitere Marktmechanismen zu bedienen. Dieses Prinzip entspricht dem klassischen Ansatz der Flexibilitätsvermarktung, auch wenn es für EndkundInnen nicht direkt sichtbar ist.

Aus systemischer Perspektive bietet dieses Modell dennoch erhebliche Vorteile. Durch die Integration von Elektrofahrzeugen als flexible Speicher kann die Netzstabilität verbessert und die Nutzung erneuerbarer Energien optimiert werden. Insbesondere in Märkten mit hoher Strompreissvolatilität kann dies zu einer effizienteren Nutzung der vorhandenen Infrastruktur beitragen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das Octopus „Power Pack“-Modell einen innovativen und nutzerInnenfreundlichen Ansatz für bidirektionales Laden darstellt. Es zeigt, dass wirtschaftliche Vorteile auch ohne direkte monetäre Vergütung realisiert werden können, indem der Fokus auf Kosteneinsparungen gelegt wird. Gleichzeitig verdeutlicht es jedoch auch, dass für eine langfristige Skalierung und eine vollständige Ausschöpfung des wirtschaftlichen Potenzials von V2G eine stärkere Transparenz und Integration in Energiemärkte erforderlich sein wird.

Quellen

- Octopus Energy (2025): <https://octopus.energy/power-pack/>

- Fraunhofer ISI (2022): Bidirektionales Laden – Potenziale und Herausforderungen
- IEA (2023): Global EV Outlook

4.6 Volvo / Vattenfall

Volvo bietet seit Februar 2026 gemeinsam mit Vattenfall in Schweden ein "Gratisstrom" Modell an, das entweder auf Basis von intelligentem, gesteuertem Laden funktioniert (Gratisstrom für 1 Jahr ab Fahrzeugkauf) oder auf Basis von bidirektionalem Laden mit der bidirektionalen Volvo AC-Wallbox (Gratisstrom für 3 Jahre ab Fahrzeugkauf). Das Angebot gilt für bis zu 5.150 kWh pro Jahr (entspricht ca. 2.500 km) und maximal 1,50 SEK/kWh. NutzerInnen können die Funktion über die Volvo Cars App konfigurieren. Die aktuell unterstützten Volvo E-Fahrzeugmodelle sind EX60, EX90 und ES90.

Die bidirektional 22 kW Volvo AC-Wallbox wird um SEK 9.900 angeboten (umgerechnet ca. 900 €).

Quellen

- Volvo Schweden (2026): <https://www.volvocars.com/se/l/fri-hemladdning/>
- Fraunhofer ISI (2022): Bidirektionales Laden – Potenziale und Herausforderungen
- IEA (2023): Global EV Outlook

4.7 Volkswagen / Elli

Volkswagen hat im April 2026 bekanntgegeben, dass gemeinsam mit Elli (der Energiemarke des Volkswagen Konzerns) ab viertem Quartal 2026 in Deutschland die Markteinführung des „V2G-Produktpakets“ für Volkswagen KundInnen geplant ist. Elli bietet die bidirektionale DC Wallbox an und ist der Aggregator in diesem Modell. Zur Wallbox gibt es keine Details in der Pressemitteilung. Das Bild in der Pressemitteilung lässt vermuten, dass es sich um eine Elli-gebrandete Ambibox handelt.

Das Angebot besteht aus einem dynamischen Stromtarif von Elli, einer bidirektionalen DC-Wallbox und einem VW MEB E-Fahrzeug. Eine gegebenenfalls erforderliche Smart Meter Installation soll über einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber durch Unterstützung von Elli in max. in 8 - 10 Wochen erfolgen.

Während das aktuelle V2H Angebot mit der Moon-gebrandeten Ambibox auf MEB Fahrzeuge mit 77 kWh Batterien oder mehr Kapazität eingeschränkt ist, kündigt VW an, mit der zukünftigen ID.Software Version 6 die V2G Funktionalität auf weitere Batteriegrößen auszuweiten. Zur Batteriegarantie merkt Volkswagen an, dass durch die „robusten Hochvoltbatterien und Schutzsysteme sichergestellt ist, dass bidirektionales Laden die Batterielebensdauer nicht nennenswert beeinflusst“.

In einem ersten Schritt erhalten KundInnen eine Vergütung dafür, dass sie ihre Fahrzeugbatterie für den Energiehandel bereitstellen. Die Vergütung erfolgt unabhängig vom Handelserfolg und richtet sich nach der von KundInnen gewählten Flexibilität beim Laden. Die Steuerung der KundInnenpräferenzen erfolgt dabei über eine „digitale App“. Elli handelt mit der aggregierten Flexibilität an der Börse EPEX Spot Strom. Das Einsparpotential für KundInnen schätzt VW „auf im besten Fall 700 bis 900 Euro jährlich“.

Quellen

- Volkswagen (2026): <https://www.volkswagen-group.com/de/pressemitteilungen/e-fahrzeuga-batterie-als-netzspeicher-volkswagen-und-elli-mit-vehicle-to-grid-angebot-20329>
- Fraunhofer ISI (2022): Bidirektionales Laden – Potenziale und Herausforderungen
- IEA (2023): Global EV Outlook

4.8 Zusammenfassung und Resümee

Die Analyse der aktuell verfügbaren Geschäftsmodelle zeigt deutlich, dass bidirektionales Laden (V2G) zwar technisch bereits realisiert ist, sich jedoch noch in einer frühen Phase der Marktdurchdringung befindet. Umfassende und kommerziell verfügbare V2G-Angebote existieren derzeit nur in ausgewählten europäischen Ländern, insbesondere in

Frankreich, Deutschland, den Niederlanden, Schweden sowie im Vereinigten Königreich. Eine Ausweitung dieser Modelle auf weitere Märkte – insbesondere Österreich – ist aktuell nicht absehbar, was primär auf regulatorische Rahmenbedingungen, fehlende Marktintegration sowie wirtschaftliche Unsicherheiten zurückzuführen ist.

Ein zentrales Merkmal aller untersuchten Geschäftsmodelle ist die stark eingeschränkte Vielfalt (siehe folgende Tabelle). In nahezu allen Fällen handelt es sich um spezifische Kombinationen aus Fahrzeug, Ladeinfrastruktur und Energiedienstleister, die nur als Gesamtpaket oder innerhalb eines klar definierten Ökosystems funktionieren. NutzerInnen haben daher nur begrenzte Möglichkeiten, einzelne Komponenten frei zu wählen oder auszutauschen. Dies betrifft sowohl die Auswahl kompatibler Fahrzeuge als auch die Ladeinfrastruktur und den zugehörigen Aggregator bzw. Energieanbieter.

Tabelle 3: Übersicht der europäischen V2G Angebote

	Renault / Mobilize The Mobility House	BMW / E.on	Ford / Octopus Energy (DE)	Renault/Alpine We Drive Solar	Octopus Energy (UK)	Volvo Vattenfall	Volkswagen Elli
Länder	FR, später DE, UK	DE	DE	NL	UK	Schweden	Deutschland
Package?	Package	Package	separat	separat	separat	separat	Package
Teaser	10.000 km gratis	14.000 km gratis	16.000 km gratis	Energiekosten	gratis laden	gratis laden	Einsparungen
AC/DC	AC (Typ 2)	DC (CCS)	DC (CCS)	AC (Typ 2)	AC (Typ 2) DC (CHAdEMO)	AC (Typ 2)	DC (CCS)
Wallbox	Mobilize Powerbox Verso	BMW Wallbox Professional	Ambibox	We Drive Solar Solar Life V2G	Zaptech Pro Wallbox Quasar v1	Volvo Wallbox	Elli Wallbox (Ambibox?)
ISO	ISO 15118-20	ISO 15118-20	ISO 15118-2 / VS	ISO 15118-20	ISO 15118-2 (?) CHAdEMO	ISO 15118-20 (?)	ISO 15118-2 (?) ISO 15118-20 (?)
Modelle	Renault R5, R4, Mégane, Scenic; Alpine A290	BMW Neue Klasse	Ford Capri, Ford Explorer	Renault R5, R4, Alpine A290	BYD Dolphin Nissan Leaf, e- NV200, Mitsubishi Outlander PHEV	Volvo EX60, EX90, ES90	MEB Modelle mit SW Version 6
App?	My Renault App	BMW App	Octopus App	Hegg Energy App	manual / (App)	Volvo Cars App	noch nicht bekannt
Tarif	10,76 Cents/h	24 Cents/h	€ 30 / Monat	dynamisch		3 Jahre	?
	G -> 17,93 Cents	40 Cents/kWh -> G	G -> -18 Cents/kWh	Spot + € 0,017	G -> 0 Cents/kWh	gratis laden	?
	bis zu € 600 / Jahr	bis zu € 720 / Jahr	bis zu € 792 / Jahr	keine Einsp.Geb.	gratis laden	bis zu 5.150 kWh/J	bis zu € 900 / Jahr
Einschr.	keine Einschr.	keine Einschr.	MEB Beschr. (?)	keine Einschr.	keine Einschr.	keine Einschr.	MEB Beschr. (?)
Strom-Markt	Day-Ahead-, Intraday-Auktions- und Intraday- Continuous-Märkte	Day-Ahead	Day-Ahead (?)	Day-Ahead (?)	Day-Ahead (?)	Day-Ahead (?)	Day-Ahead (?)

Die verfügbaren Fahrzeugoptionen sind derzeit noch stark eingeschränkt. Während im Renault/Mobilize-Ökosystem von Volvo/Vattenfall und VW/Elli mehrere Modelle angeboten werden (z. B. R5, R4, Mégane, Scenic und Alpine A290 bzw. EX60, EX90, ES90 bzw. ausgewählte VW MEB Modelle), beschränkt sich das Angebot bei Ford aktuell auf die Modelle Capri und Explorer. Bei BMW sind weitere Fahrzeuge der „Neuen Klasse“ angekündigt, jedoch bislang nur teilweise verfügbar. Im Vereinigten Königreich ist die Situation differenzierter: Zwar gibt es eine Auswahl unter E-Fahrzeugen mehrerer Hersteller, jedoch handelt es sich bei den meisten davon um ältere Modelle mit CHAdEMO-Schnittstelle, wie etwa den Nissan Leaf oder Mitsubishi Outlander PHEV, was die Zukunftsfähigkeit dieser Lösungen einschränkt.

Ein wesentliches strukturelles Problem stellt der sogenannte Vendor Lock-in dar. Das bedeutet, dass die Ladeinfrastruktur in den meisten Fällen fest an bestimmte Fahrzeugmodelle gebunden ist. Beispielsweise sind die Mobilize PowerBox sowie die BMW Wallbox Professional ausschließlich für die jeweiligen OEM-Systeme vorgesehen. Dadurch entsteht eine starke Abhängigkeit von einzelnen Herstellern, die sowohl die technische als auch die wirtschaftliche Flexibilität der NutzerInnen einschränkt. Eine Ausnahme stellt die Ambibox-Lösung im Ford/Octopus-Modell dar, die prinzipiell mit CCS-basierten bidi-fähigen E-Fahrzeugen verschiedener Hersteller kompatibel ist und somit einen ersten Schritt in Richtung offener Systeme darstellt.

Zusätzlich ergibt sich eine Einschränkung durch die Unterscheidung zwischen AC- und DC-bidirektionalen Systemen. Viele aktuelle Lösungen sind entweder ausschließlich auf AC- oder DC-basierte Anwendungen ausgelegt, wodurch eine Interoperabilität zwischen verschiedenen Systemen nur eingeschränkt gegeben ist.

Auch auf Ebene der Kommunikationsstandards zwischen Wallbox und Fahrzeug zeigt sich ein fragmentiertes Bild. Der für die Interoperabilität entscheidende Standard ISO 15118-20 ist bislang nur in wenigen Systemen implementiert, insbesondere bei BMW, Renault/Alpine sowie im Modell von We Drive Solar. Eine flächendeckende Standardisierung ist jedoch eine zentrale Voraussetzung für die Skalierung von V2G-Technologien.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt ist die fehlende Möglichkeit, den Aggregator oder Energiedienstleister zu wechseln. In allen untersuchten Geschäftsmodellen ist die Vermarktung der Flexibilität fest an einen bestimmten Anbieter gebunden. NutzerInnen können daher nicht frei entscheiden, über welchen Marktteilnehmer ihre Batterie vermarktet wird. Dies steht im Gegensatz zu liberalisierten Energiemärkten und stellt eine wesentliche Einschränkung für Wettbewerb und Innovation dar.

Trotz dieser Einschränkungen zeigen die analysierten Geschäftsmodelle deutlich, dass V2G bereits heute wirtschaftlich umsetzbar ist. Die wirtschaftlichen Vorteile für EndkundInnen liegen typischerweise im Bereich von mehreren hundert Euro pro Jahr und ergeben sich entweder durch direkte Vergütungen (z. B. bei BMW oder Renault) oder durch Einsparungen (z. B. beim Octopus „Gratis-Laden“-Modell). Besonders hohe Potenziale ergeben sich in aggregierten Anwendungen, etwa im Flottenbereich oder bei stark integrierten Systemen mit mehreren Erlösquellen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die derzeitigen V2G-Geschäftsmodelle zwar wichtige Pionierarbeit leisten, jedoch noch weit von einem offenen, interoperablen und skalierbaren Markt entfernt sind. Für eine breite Marktdurchdringung sind insbesondere folgende Entwicklungen erforderlich: eine stärkere Standardisierung (z. B. durch ISO 15118-20), die Entkopplung von Fahrzeug, Ladeinfrastruktur und Aggregator, sowie die Integration zusätzlicher Erlösmechanismen über verschiedene Energiemärkte hinweg. Erst durch diese Weiterentwicklungen kann das volle wirtschaftliche und systemische Potenzial von bidirektionalem Laden ausgeschöpft werden.

+ integriert
 + leicht zu verstehen
 + ISO 15118-20
 - Vendor Lock-In (Renault/Alpine, Wallbox, AC, Aggregator)
 - Geo-Fenced (FR + DE, UK)

+ integriert
 + leicht zu verstehen
 + ISO 15118-20
 - Vendor Lock-In (BMW, Wallbox, DC, Aggregator)
 - Geo-Fenced (DE)

+ separate Teile
 + leicht zu verstehen
 + mehr Flexibilität (Ambibox, Tarif-Variationen)
 - Vendor Lock-In (Ford, DC, Aggregator)
 - V2G Limits (?) (h / kWh)
 - ISO 15118-2 (Fahrzeug)
 - Geo-Fenced (DE)

+ separate Teile
 + ISO 15118-20
 + leicht zu verstehen
 - Vendor Lock-In (Renault/Alpine, Wallbox, AC, Aggregator)
 - Geo-Fenced (NL)

+ separate Teile
 + leicht zu verstehen
 + Auswahl von Tarifen
 - Vendor Lock-In (Aggregator, nur wenige E-Auto Modelle, alle, bis auf eines veraltet)
 - ISO 15118-2 (?), CHAdeMO
 - Geo-Fenced (UK)

+ separate Teile
 + leicht zu verstehen
 + ISO 15118-20 (?)
 - Vendor Lock-In (Volvo, Aggregator)
 - Geo-Fenced (Schweden)

+ integriert
 ~ noch wenige Details bekannt
 ~ ISO 15118-2 oder -20?
 - Vendor Lock-In (VW, Wallbox, DC, Aggregator)
 - Geo-Fenced (DE)

Abbildung 4-1: Europäische V2G Angebote im Überblick