

Smart charging oder V2G? Das wirtschaftliche Flexibilitätspotential von e-Fahrzeugflotten

Guntram Preßmair*, Jakob Papouschek, Martin Mayr¹, Michael Thelen²

¹ e7 energy innovation & engineering, Walcherstraße 11, 1020 Wien, +43-1-907 80 26-0, guntram.pressmair@e-sieben.at, www.e-sieben.at

² Salzburg Research Forschungsgesellschaft mbH, Jakob Haringer Straße 5/3, 5020 Salzburg, +43 662 2288-308, michael.thelen@salzburgresearch.at, <http://www.salzburgresearch.at>

Kurzfassung: Aufgrund der zukünftigen Anzahl an e-Fahrzeugen auf den Straßen scheint das theoretische Flexibilitätspotential durch intelligentes Laden groß, jedoch herrscht Ungewissheit über die Wirtschaftlichkeit solcher Anwendungen. Die vorliegende Arbeit liefert erste Einblicke in eine Fallstudie des Projekts GAMES und gibt Aufschluss über den monetären Nutzen von unidirektionalem smart charging und bidirektionalem V2G im Kontext eines Firmenstandorts. Mit einem Optimierungsmodell werden anhand realer Mobilitätsdaten unterschiedliche Flotten-Szenarien und Use Cases modelliert. Die Ergebnisse legen nahe, dass für reine Eigenverbrauchsoptimierung smart charging im Vergleich zu V2G den größeren Mehrwert bringt. In der Kombination mit dynamischen Strompreisen kann der Nutzen von V2G hingegen überwiegen.

Keywords: E-Mobilität, Flexibilität, Sektorkopplung, vehicle-to-grid

1 Hintergrund und Ziel der Arbeit

Mobilität ist ein Grundbedürfnis. Besonders mit zunehmender Elektrifizierung des Individualverkehrs wird eine sinnvolle Sektorkopplung von Mobilität und Stromsystem immer wichtiger. Intelligentes Lademanagement ist dabei einerseits eine dringende Notwendigkeit um Netze nicht zu überlasten und andererseits eine Chance, das Gesamtsystem effizienter zu machen und gezielt erneuerbare Energie zu nutzen. Neben dem klassischen lokalen Lastmanagement zur Vermeidung von Lastspitzen am (Haus-)Anschluss, ermöglicht die bidirektionale Kommunikationsschnittstelle nach ISO 15118 [1] weitere umfassendere Ladestrategien. Technisch kann hier zwischen smart charging, also gesteuertes Laden auf Basis externer Signale (z.B. Preis, verfügbarer PV-Strom), und dem aufwändigeren vehicle-to-grid (V2G), bei dem Strom aus der Batterie auch wieder ins Stromnetz abgegeben wird, unterschieden werden [2].

In diesem Kontext beschäftigt sich das Projekt GAMES [3] mit der Frage, wie gemeinschaftlich genutzte e-Fahrzeugflotten, d.h. Car-Sharing oder Firmenflotten, durch intelligentes und bidirektionales Laden Flexibilitätssdienstleistungen anbieten können. Alleine aufgrund der zukünftigen Anzahl an e-Fahrzeugen auf den Straßen ist das theoretische Flexibilitätspotential sehr groß, jedoch herrscht Ungewissheit darüber, inwiefern es für den einzelnen Nutzer bzw. Flottenbetreiber auch wirtschaftlich nutzbar sein kann.

Die vorliegende Arbeit liefert erste Einblicke in die Fallstudien von GAMES und zeigt das wirtschaftliche Potential unter aktuellen Marktbedingungen auf. Mit einem Optimierungsmodell werden anhand realer Mobilitätsdaten unterschiedliche Flotten-Szenarien und Use Cases für die Nutzung der Flexibilität modelliert. Zentrale Frage ist dabei, ob und in welchem Ausmaß V2G-Anwendungen gegenüber smart charging einen monetären Vorteil liefern.

In Abschnitt 2 wird die Erarbeitung der relevanten Use Cases beschrieben, in Abschnitt 3 das für diese Arbeit entwickelte Optimierungsmodell erläutert. Abschnitt 4 beschreibt die Fallstudie einer Firmenflotte in Niederösterreich sowie die untersuchten Modellszenarien und die Ergebnisse daraus werden in Abschnitt 5 präsentiert. Abschließend werden in Abschnitt 6 die wesentlichen Erkenntnisse zum wirtschaftlichen Nutzen von smart charging und V2G zusammengefasst.

2 Wozu kann Flexibilität von e-Fahrzeugflotten eingesetzt werden?

2.1 Stakeholder-Workshops

Als Vorarbeit für die Modellierung der Fallstudie wurden ein nationaler und ein internationaler Stakeholder-Workshop mit innovativen Unternehmen, Flottenbetreibern, Regierungsbehörden und Akteuren des Mobilitäts- und Energiesektors durchgeführt. Der internationale Workshop fand im Januar 2023 in einem virtuellen Format statt (N = 8), ein weiterer nationaler (österreichischer) Workshop fand im Februar 2023 persönlich statt (N = 17). Die Teilnehmer*innen diskutierten folgende Fragestellungen:

1. Welche Art von Flotten sind für die Erbringung von Flexibilitäts- bzw. Netzdienstleistungen geeignet?
2. Welche Ladestrategien und -technologien sind vielversprechend? Wie werden smart charging und vehicle-to-grid wahrgenommen?
3. Welche neuen Akteure treten in den Markt für smart charging oder Vehicle-to-Grid ein, und mit welchen Geschäftsmodellen?
4. Welche Flexibilitäts- bzw. Netzdienstleistungen können e-Flotten konkret anbieten?

Die Teilnehmer wurden gebeten, ihre professionelle Sichtweise einzubringen und auch auf der Grundlage ihrer persönlichen Erfahrungen die zukünftigen Anwendungen von intelligenten Ladestrategien zu bewerten. Ihre Erkenntnisse wurden auf Post-its festgehalten und darüber diskutiert. Die Rückmeldungen der Experten und Interessensgruppen boten einige neue Perspektiven, die bisher noch nicht untersucht wurden, wie z.B. Fragen der Doppelbesteuerung und Regulierungsfragen. Es zeigte sich jedoch, dass die Bandbreite der Akteure, die von einer solchen Sektorkopplung profitieren könnten, besonders breit ist: von Flottenbetreibern, Fahrzeugherstellern, Aggregatoren, Energieunternehmen, Parkplatzbetreibern und vielen mehr. Demnach dürfte Forschungsbedarf darin bestehen, den Kreis der relevanten Akteure einzugrenzen. Daher soll im Projekt zuerst eine quantitative Grundlage zum wirtschaftlichen Nutzen dieser neuen Anwendungen geschaffen werden, um schließlich das Interesse der Stakeholder neu bewerten zu können.

2.2 Relevante Use Cases

So vielfältig wie die Stakeholder-Palette, sind auch die möglichen Einsatzgebiete für Flexibilität von e-Flotten. Basierend auf den Expertenmeinungen und einer fundierten Analyse des

Marktdesigns (siehe GAMES policy brief [4]) wurden folgende Use Cases für die weitere Arbeit im Projekt formuliert:

1. **Portfolio-Optimierung für Energielieferanten bzw. Bilanzgruppen:** Bilanzgruppen optimieren ihr Portfolio an Erzeugungs- und Verbrauchsmengen, um Kosten für Ausgleichsenergie zu reduzieren. Der Einsatz von e-Fahrzeugen als flexible Speicher scheint in diesem Zusammenhang vielversprechend, da Energielieferanten meist als e-Mobility Service Provider (eMSPS) auftreten und auch ein öffentliches Ladenetz betreiben.
2. **Kollektive Eigenverbrauchsoptimierung für Energiegemeinschaften:** Besonders Gemeinschaften mit einem hohen Anteil an PV-Erzeugung bieten sich für eine intelligente Integration von e-Flotten in ihre Verbrauchsstruktur an. Energiegemeinschaften nach EAG bilden die ideale Grundlage für entsprechende Betreibermodelle.
3. **Peak Shaving für Verteilnetzbetreiber:** Eine Reduktion der Spitzenlastflüsse liegt eigenen Interesse der lokalen Netzbetreiber. Durch Glättung ihres Gesamtprofils an Umspannungsknoten können Spitzenkosten gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber eingespart werden. Außerdem können stark ausgelastete Transformatorstationen gezielt entlastet werden. Hauptvorteil von e-Fahrzeugen in diesem Zusammenhang liegt darin, dass sie zukünftig auf allen Netzknoten auch im Niederspannungsnetz verfügbar sein werden.
4. **Regelenergiebereitstellung für den Übertragungsnetzbetreiber:** Obwohl in diesen Märkten relativ hohe Präqualifikationskriterien bestehen, sind diese Märkte gut etabliert und organisiert, besonders aufgrund europäischer Harmonisierungsschritte durch ENTSO-E. Außerdem ist Regelenergie besonders lukrativ mit Vergütung sowohl für die Leistungsvorhaltung als auch für die Aktivierung bei allfälligen Abrufen.

3 Modellentwicklung

Für diese Arbeit wurde eine Methode entwickelt, die reale Mobilitätsdaten von Fahrzeugflotten verwendet und das abgeleitete Fahrverhalten als Grundlage für ein Optimierungsmodell verwendet. Das Modell optimiert dann die laufenden Energiekosten, indem die Ladevorgänge an den Ladestationen gesteuert werden. Das Optimierungsmodell ist in der Softwareumgebung GAMS implementiert. Aus Sicht der Energiesystemmodellierung kann es als ein „dynamic economic dispatch“ Modell bezeichnet werden [5]. Die grundsätzliche Modelllogik ist in Abbildung 1 skizziert und wird in den folgenden Abschnitten genauer erläutert.

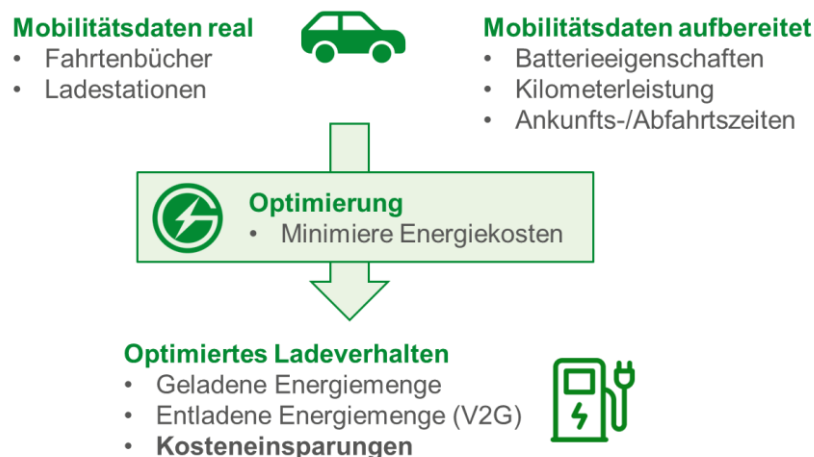


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Modelllogik (Quelle: e7)

3.1 Mobilitätsdaten

Um das Fahrverhalten der Flotte zu simulieren, müssen Ankunfts- und Abfahrtszeiten der einzelnen Fahrzeuge an den Ladestationen, sowie entsprechend die Ladestände, erhoben werden. Dazu liegen für die Fallstudie im Projekt zwei getrennte Datensätze vor: Fahrtenbücher und Ladekarten. In den Fahrtenbüchern werden grundsätzlich je Fahrzeug alle notwendigen Daten (Ankunftszeit, Abfahrtszeit, Kilometerleistung) erfasst, jedoch ist daraus nicht ersichtlich, ob nach Ende einer Fahrt ein Ladevorgang stattfindet bzw. ob das Fahrzeug überhaupt an einer Ladestelle parkt. Aus den Aufzeichnungen der Ladestationen ist andererseits nicht ersichtlich, um welches Fahrzeug es sich jeweils handelt, was einen direkten Abgleich beider Datenquellen praktisch unmöglich macht. Hinzu kommt, dass einerseits an flotteneigenen (d.h. am Firmenstandort) und andererseits an öffentlichen Ladestationen geladen wird, für die Betrachtung in der Fallstudie aber nur erstere relevant sind.

Daher wird teilweise ein probabilistischer Ansatz gewählt: Die Aufzeichnungen der flotteneigenen Ladestationen legen die Ankunfts- und Abfahrtszeiten fest. Zu jeder Ankunftszeit wird dann mittels Verteilungsfunktion eine Kilometerleistung per Zufallszahl bestimmt. Die Verteilungsfunktionen wurden auf Basis der Fahrleistungen in den Fahrtenbüchern je Monat und für unterschiedliche Tageszeiten aufgestellt, da sich gezeigt hat, dass diese beiden Parameter einen signifikanten Einfluss auf die Verteilung aufweisen. Abbildung 2 zeigt beispielhaft die Verteilungsfunktion für Fahrten, die im Monat November im Zeitraum von 09:00 – 17:00 an der Ladestation ankommen.

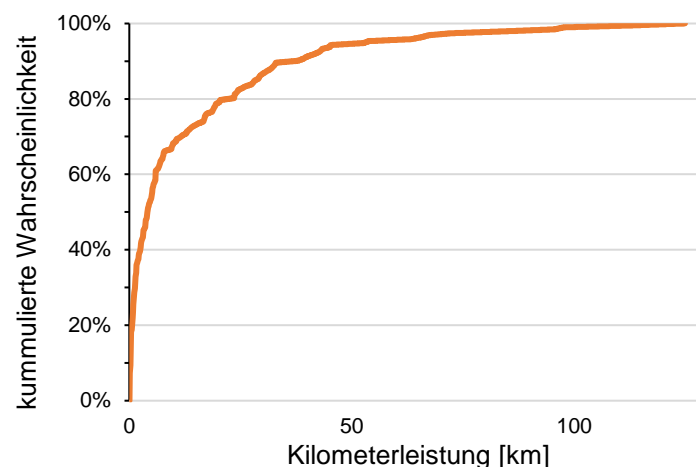


Abbildung 2: Verteilungsfunktion zur probabilistischen Bestimmung der Kilometerleistung je ankommender Fahrt für den Monat November im Zeitraum 09:00 – 17:00 Uhr.

Die resultierende Kilometerleistung wird weiters in einen Ladestand umgerechnet, unter der Annahme, dass das Fahrzeug die Fahrt mit voller Batterie angetreten hat. Neben diesen Mobilitätsdaten werden auch technische Daten der Fahrzeugbatterien, d.h. Batteriegröße und Ladeleistung (inkl. Ladeverluste) als Modellinput festgelegt.

3.2 Optimierungsmodell

In der eigentlichen Optimierung wird das Ladeverhalten der angesteckten Fahrzeuge optimiert, wobei die laufenden Energiekosten minimiert werden sollen. Ebenfalls berücksichtigt werden

die zusätzlichen Kosten für die Batteriedegradation durch häufigeres Laden und Entladen, die bei der Anwendung von V2G anfallen. Das Modell ist aus Sicht der einzelnen Ladestation aufgebaut, d.h. verschiedene Fahrzeuge stehen während ihrer Standzeiten an der Ladesäule als Flexibilität zur Verfügung. Der Ladestand wird in dieser Zeit modelliert, jedoch nicht während der Fahrten. In dieser Logik kann eine große Zahl an Ladevorgängen modelliert werden.

Das Modell ist als Zeitreihe in Zeitschritten t von je 15 Minuten aufgebaut. Der Optimierungshorizont beträgt jeweils 3 Monate. Basierend auf den Mobilitätsdaten (Abschnitt 3.1) sind jedem Ladepunkt a eine Anzahl an Ladevorgängen cs („charging sessions“) zugeordnet. Das Modell ist als lineares Optimierungsproblem implementiert und lässt sich durch die folgenden drei wesentlichsten Gleichungen beschreiben.

In der Zielfunktion werden die laufenden Energiekosten $Cost$ über den gesamten Zeitraum minimiert:

$$Cost = \sum_{t,a} p_{sup(t,a)} * E_{sup(t,a)} - \sum_{t,a} p_{fi(t,a)} * E_{fi(t,a)} + \sum_{t,a,cs} \frac{E_{EVd(t,a,cs)}}{eta_{EVd(cs)}} * p_{batdeg}$$

Dabei werden die Erlöse der allfällig eingespeisten Energie E_{fi} (mit dem Einspeisepreis p_{fi}) von den Kosten für die aus dem Netz bezogene Energie E_{sup} (mit dem Bezugspreis p_{sup}) abgezogen. Der letzte Term beschreibt die zusätzlichen Kosten, die durch die erhöhte Batteriedegradation durch V2G entsteht. Dabei wird die an der Ladestation entladene Energiemenge E_{EVd} (unter Berücksichtigung des Entladewirkungsgrades eta_{EVd}) mit einem Kostenfaktor p_{batdeg} multipliziert. Dieser Faktor basiert auf der Annahme einer garantierten Zyklenzahl von 3000 Vollzyklen, sowie Batteriekosten von 207 EUR/kWh. Die Voll-Zyklenzahl wurde als Referenz-Wert, mit einem Batterienutzungsband von einerseits 15% - 100% und andererseits 25% - 85% Ladestand (SoC) angenommen und anschließend gemittelt. Diese Werte wurde aufgrund einer Online-Marktrecherche und entsprechenden wissenschaftlichen Arbeiten [6] gewählt. Der Preis je zirkulierter kWh beträgt somit 0,069 EUR und berechnet sich anhand folgender Formel:

$$p_{batdeg} = \frac{\text{Battery price } \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]}{n_{full\ cycles} * f_{capacity\ factor}}$$

Weiters stellt die Bilanzgleichung des Optimierungsmodells sicher, dass zu jedem Zeitschritt t und je Ladepunkt a die geladenen Energiemengen E_{EVC} durch genügend Netzbezug E_{sup} oder lokale PV-Erzeugung e_{pv} gedeckt sind (umgekehrtes gilt für die entladenen Energiemengen):

$$E_{fi(t,a)} + E_{EVC(t,a,cs)} - E_{EVd(t,a,cs)} - E_{sup(t,a)} = e_{pv(t,a)}$$

Schließlich berechnet die Batteriegleichung den aktuellen Ladestand SOC der Fahrzeugbatterie:

$$SOC(t, a, cs) = soc_{arr(t,a,cs)} + SOC(t - 1, a, cs) + E_{EVC(t,a,cs)} * eta_{EVC(cs)} - \frac{E_{EVd(t,a,cs)}}{eta_{EVd(cs)}}$$

Wenn das Fahrzeug zum gegenwärtigen Zeitpunkt am Ladepunkt ankommt, basiert die Berechnung auf dem Ladestand bei der Ankunft soc_{arr} , ansonsten am Ladestand zum vorherigen Zeitschritt. Dazu werden die geladenen Energiemengen addiert bzw. die

entladene Energiemengen subtrahiert (unter Berücksichtigung von Ladeverlusten). Zu beachten ist, dass diese Gleichung nur dann ausgeführt wird, wenn ein Fahrzeug am Ladepunkt angesteckt ist. In den übrigen Zeitschritten wird der Ladestand nicht berechnet.

Als Output liefert das Modell somit je Viertelstunden-Zeitschritt die geladenen (und eingespeisten) Energiemengen. Damit kann eine optimale Ladestrategie modelliert werden. Überdies kann auch das Zusammenspiel mit weiteren Flexibilitätäten und Speichern am Standort (Batterien, Wärmepumpen etc.) modelliert werden.

4 Fallstudie

4.1 e-Fuhrpark der Windkraft Simonsfeld AG

Als erste Fallstudie im Projekt GAMES dient die e-Flotte der Windkraft Simonsfeld AG. Mit Stand 2022 besteht diese aus 26 e-Autos (v.a. Renault Zoe, Hyundai Kona und VW ID3), wobei davon 13 Autos als Poolfahrzeuge betrieben werden. Dienstlich werden die Autos hauptsächlich für Fahrten in der Region eingesetzt, je nach Verfügbarkeit können sie aber auch von MitarbeiterInnen privat genutzt werden. Die Fahrzeuge werden in der Regel am Firmenstandort in Ernstbrunn abgestellt, wo sich auch die Ladestation mit 26 Ladepunkten (AC-Ladung) befindet. Zusätzlich wird vereinzelt auch an öffentlichen Ladesäulen geladen, für diese Analyse steht aber die Ladeinfrastruktur am Standort im Fokus. Im Wesentlichen sollen mit dem Modell das Potential für Eigenverbrauchsoptimierung im Zusammenspiel mit der 70 kW_p PV-Anlage am Dach der Firmenzentrale untersucht werden, sowie die Nutzung dynamischer Strompreise. In beiden Fällen gilt es, den monetären Nutzen von Smart Charging und V2G zu analysieren. Die zugrundeliegenden Mobilitätsdaten und das PV-Erzeugungsprofil stammen aus dem Zeitraum Oktober 2021 bis September 2022. Für die dynamischen Strompreise wurden neuere Daten (Oktober 2022 bis September 2023) von der day-ahead Strombörse bezogen [6] und mit einem Aufschlag von 1,5 cent/kWh versehen. Für statische Strompreise wurde der aktuelle Standardtarif für Gewerbekunden bei Wien Energie verwendet (22,3 cent/kWh netto) [7]. Für eingespeiste Energiemengen wird sowohl bei statischen und dynamischen Preisen ein Abschlag von 40% zum Bezugspreis angenommen.

4.2 Modellszenarien

Zur Beantwortung der Forschungsfrage werden in dieser Arbeit mehrere Modellszenarien modelliert und die Ergebnisse gegenübergestellt. Die variierten Größen sind dabei Preisstruktur, vorhandene PV-Anlage, Möglichkeit zu bidirektionalem Laden (V2G) und aktive Preisoptimierung bei dynamischen Strompreisen. Außerdem werden in einigen Szenarien die zusätzlichen Kosten der Batteriedegradation berücksichtigt. Die Szenarien werden für das Winterhalbjahr (Oktober – März) modelliert, bis auf das Vergleichsszenario 12, in dem das Sommerhalbjahr (April – September) betrachtet wird. Alle Szenarien sind in Tabelle 1 angeführt. Bezugnehmend auf die eingangs identifizierten Use Cases (Abschnitt 2.2), bezieht sich die Modellierung in dieser Arbeit auf Eigenverbrauchsoptimierung (Use Case 2, jedoch auf einen Firmenstandort) und Portfoliooptimierung durch Anpassung an dynamische Börsenpreise (Use Case 1).

Um einen einheitlichen Fahrzeugtyp für die Modellierung zu wählen, der im Mittel den tatsächlich vorhandenen Fahrzeugen entspricht, wurden für alle Szenarien folgende Festlegungen getroffen:

- Batteriekapazität netto: 58 kWh
- Maximale Lade- und Entladeleistung AC: 11 kW
- Wirkungsgrad je Lade- und Entladevorgang: 95%

Tabella 1: Überblick Modellszenarien

Szenario	Preisstruktur	PV	V2G	Preis-optimierung	Batterie-degradation	Halbjahr
1	statisch	ja	nein	-	nein	Winter
2	statisch	ja	nein	-	nein	Winter
3	statisch	ja	ja	-	nein	Winter
4	dynamisch	nein	nein	nein	nein	Winter
5	dynamisch	nein	nein	ja	nein	Winter
6	dynamisch	nein	ja	ja	nein	Winter
7	dynamisch	ja	nein	nein	nein	Winter
8	dynamisch	ja	nein	ja	nein	Winter
9	dynamisch	Ja	ja	ja	nein	Winter
10	dynamisch	ja	ja	ja	ja, nicht optimiert	Winter
11	dynamisch	ja	ja	ja	ja, optimiert	Winter
12	dynamisch	ja	ja	ja	nein	Sommer

5 Ergebnisse

In der ersten Gegenüberstellung werden die Ergebnisse von Szenarien 1-3 verglichen. In Szenario 1 erfolgt keinerlei Eigenverbrauchsoptimierung, das heißt die Fahrzeuge laden unkontrolliert und nutzen dabei den gerade verfügbaren PV-Strom. In Szenario 2 erfolgt Eigenverbrauchsoptimierung des PV-Stroms mittels gesteuerter unidirektionaler Ladevorgänge (smart charging). In Szenario 3 ist zusätzlich bidirektionales Laden (V2G) möglich, was in diesem Szenario bedeutet, dass PV-Strom in Fahrzeugbatterien zwischengespeichert werden kann und später an andere gleichzeitig angesteckte Fahrzeuge abgegeben werden kann. In Abbildung 3 sind die Erlöse durch PV-Einspeisung und die Kosten für den Strombezug aus dem Netz gegenübergestellt. Der Saldo beschreibt das Ergebnis nach Abzug der Kosten von den Erlösen.

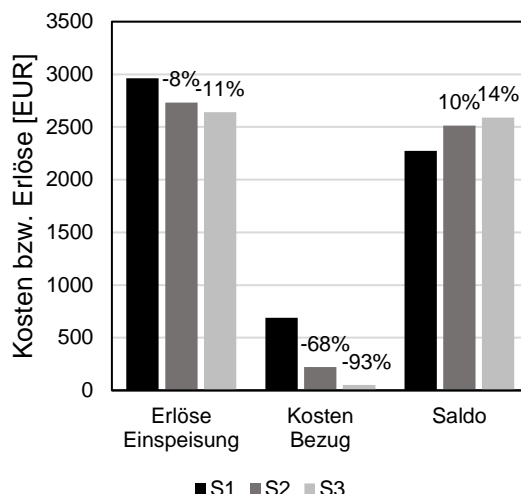


Abbildung 3: Erlöse, Kosten und resultierendes Ergebnis (Saldo) in den Szenarien 1,2 und 3

Das Ergebnis zeigt, dass durch den Einsatz von smart charging und V2G sowohl die Einspeise-Erlöse und Bezugskosten abnehmen, da analog dazu die Einspeise- und Bezugsmengen im gleichen Ausmaß sinken. Smart charging trägt dabei mit einer Erhöhung des Saldos um 10% den Großteil des monetären Nutzens bei, während mit V2G der Saldo nur mehr um weitere 4 Prozentpunkte steigt.

Die zweite Gegenüberstellung betrachtet den Nutzen von smart charging und V2G bei der Unterstellung dynamischer (viertelstündlich wechselnder) Strompreise. Die PV-Anlage wird dabei nicht berücksichtigt. In Szenario 4 erfolgt noch keine Optimierung bezüglich der Preise, während in Szenario 5 smart charging und in Szenario 6 V2G zur Preisoptimierung eingesetzt werden. Abbildung 4 zeigt wiederum die monetären Ergebnisse, Abbildung 5 stellt die Einspeise- und Bezugsmengen gesondert dar.

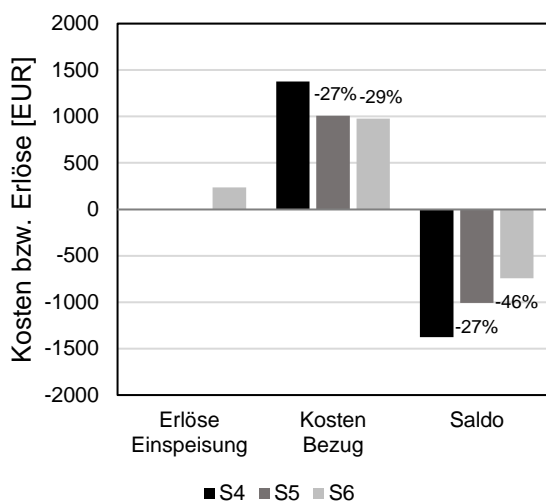


Abbildung 4: Erlöse, Kosten und resultierendes Ergebnis (Saldo) in den Szenarien 4, 5 und 6

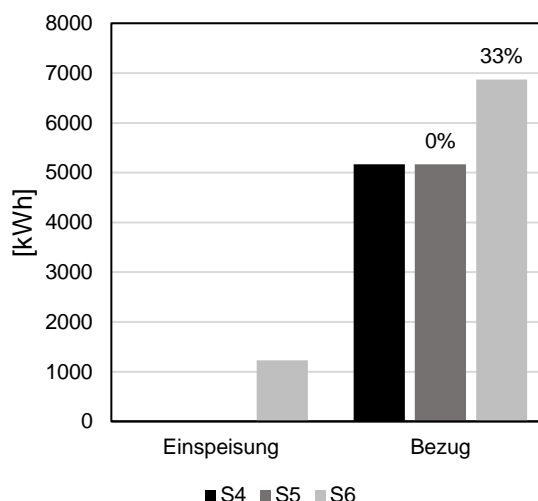


Abbildung 5: Einspeise- und Bezugsmengen in den Szenarien 4, 5 und 6

Da in diesem Vergleich keine PV-Anlage vorhanden ist, kommt es nur in Szenario 6 durch V2G zu Netzeinspeisung. Die Bezugskosten können durch smart charging (Szenario 5) um 27% reduziert werden, durch V2G kommt wiederum nur eine Einsparung von 2

Prozentpunkten hinzu. Zu beachten ist, dass die Bezugsmengen bei smart charging (Szenario 5) in Summe gleichbleiben und nur zeitlich in Niedrigpreiszeiten verlagert werden. Durch V2G steigt auch die gesamte Bezugsmenge, da die Fahrzeuge zum Teil als reine Speicher zur Nutzung von Arbitragegewinnen (Bezug bei niedrigen Preisen und Einspeisung bei hohen Preisen) eingesetzt werden.

Die dritte Gegenüberstellung kombiniert Nutzung dynamischer Preise und Eigenverbrauchs-optimierung bei verfügbarer PV-Anlage. In Szenario 7 erfolgt bereits Eigenverbrauchs-optimierung, aber noch ohne Optimierung für dynamische Preise. In den Szenarien 8 und 9 kommt wiederum die Preisoptimierung mittels smart charging bzw. V2G hinzu. Im Saldo zeigt sich durch die Kombination mit V2G und den entsprechenden Einspeise-Erlösen in Szenario 6 jedoch eine deutliche Verbesserung mit einer Reduktion der Gesamtkosten um insgesamt 46%. Abbildung 6 zeigt Erlöse und Kosten, Abbildung 7 die Energiemengen.

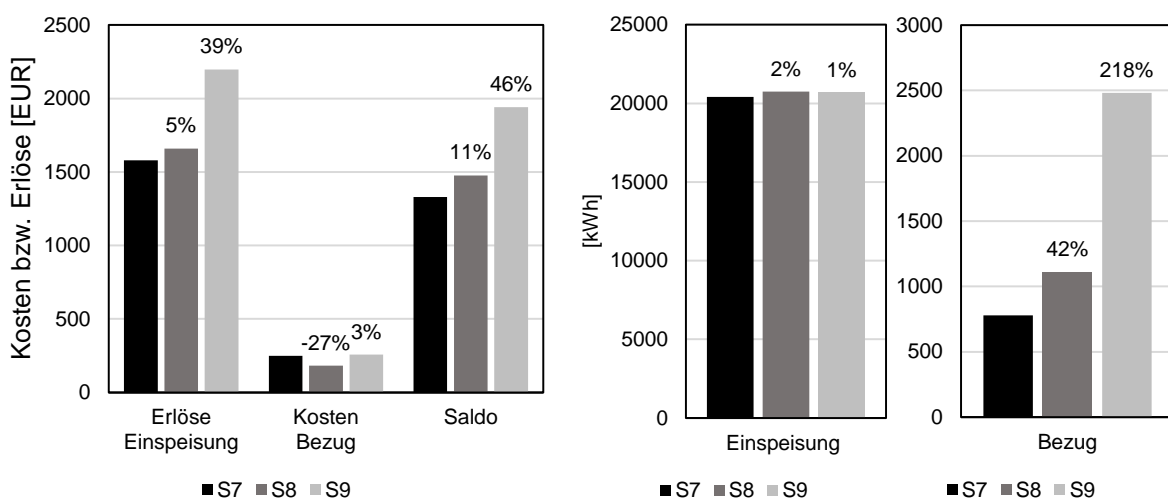


Abbildung 6: Erlöse, Kosten und resultierendes Ergebnis (Saldo) in den Szenarien 7, 8 und 9

Abbildung 7: Einspeise- und Bezugsmengen in den Szenarien 7, 8 und 9

In diesem Vergleich ergibt sich aufgrund der PV-Anlage ein differenziertes Bild. Die Einspeise-Erlöse steigen durch smart charging (Szenario 8) geringfügig und durch V2G (Szenario 9) deutlich. Grund dafür ist, dass nur bei V2G die Fahrzeuge als Speicher für den PV-Strom dienen und die Energie somit in Hochpreiszeiten eingespeist werden kann. Die Bezugsmengen steigen bei smart charging an, da es zu vielen Zeiten lukrativer ist, Strom aus dem Netz zu Niedrigpreiszeiten zu beziehen anstatt in Zeiten des verfügbaren PV-Stroms zu laden. Vor allem bei V2G steigen die Bezugsmengen besonders rasant, da hier wiederum Arbitragehandel betrieben werden kann. Zu beachten ist, dass sich dieser erhöhte Bezug natürlich auch in höheren absoluten Einspeisemengen widerspiegelt, aufgrund der Größe der PV-Anlage dieser Anstieg in relativen Größen aber gering ausfällt. Im Saldo ergibt sich in diesem Vergleich ein deutlicher Mehrwert von V2G im Vergleich zu smart charging.

Die vierte Gegenüberstellung analysiert den Effekt von zusätzlichen Kosten, die bei V2G durch die erhöhte Batteriedegradation anfallen. Als Referenzszenario in diesem Vergleich entspricht Szenario 10 im Wesentlichen dem vorigen Szenario 9 (V2G und Preisoptimierung), jedoch werden hier die Degradationskosten aufgeschlagen. In Szenario 11 hingegen sind diese Degradationskosten im Modell integriert und werden bei der Optimierung berücksichtigt. Abbildung 8 zeigt wiederum die Erlöse und Kosten, Abbildung 9 die Energiemengen.

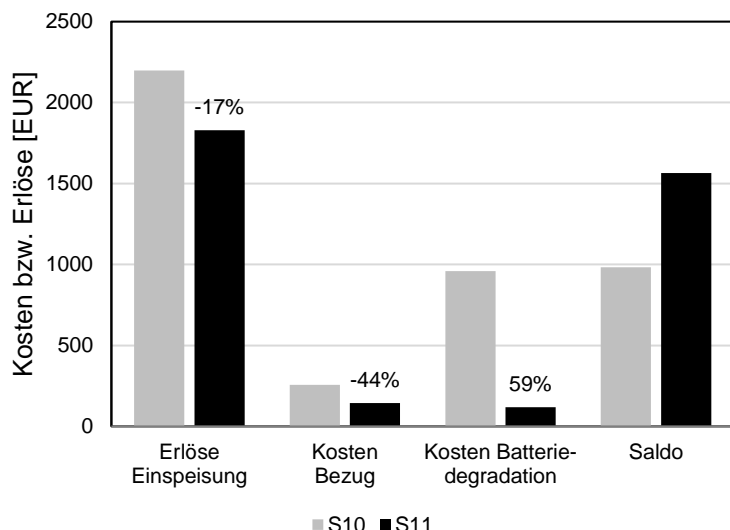


Abbildung 8: Erlöse, Kosten und resultierendes Ergebnis (Saldo) in den Szenarien 10 und 11

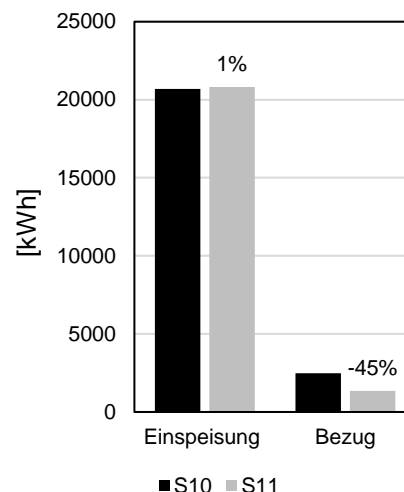


Abbildung 9: Einspeise- und Bezugsmengen in den Szenarien 10 und 11

Verglichen mit den vorigen Szenarien zeigt sich, dass die Degradationskosten (wenn sie in der Optimierung nicht berücksichtigt werden) ca. 1000 EUR ausmachen und den Saldo stark beeinflussen. Werden die Degradationskosten in der Optimierung berücksichtigt, sinken selbige auf ca. 100 EUR. Aufgrund dieses Kostenfaktors nehmen die V2G-Vorgänge ab, was wieder zu niedrigeren Bezugsmengen führt.

Die fünfte und letzte Gegenüberstellung vergleicht das Winterhalbjahr (Szenario 9) nun mit dem Sommerhalbjahr (Szenario 12), in dem der Großteil des PV-Ertrags anfällt. In Abbildung 10 sind die monetären Ergebnisse und in Abbildung 11 die Energiemengen dargestellt.

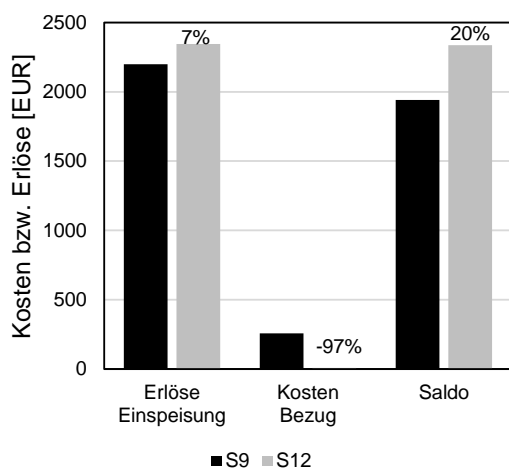


Abbildung 10: Erlöse, Kosten und resultierendes Ergebnis (Saldo) in den Szenarien 9 und 12

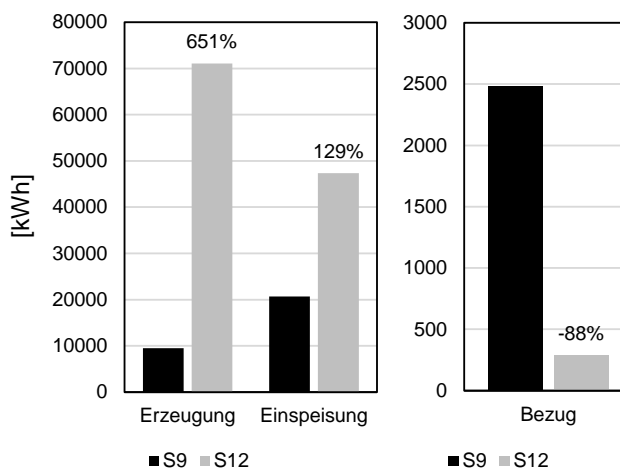


Abbildung 11: Einspeise- und Bezugsmengen in den Szenarien 9 und 12

Aufgrund der hohen Erzeugung ist die Einspeisung im Sommerhalbjahr deutlich höher, aber auch der Bezug sinkt stark, was auf höhere Eigenverbrauchsoptimierung schließen lässt. Während im Winterhalbjahr die Relevanz von Preisoptimierung überwiegt ist es somit im Sommerhalbjahr die Eigenverbrauchsoptimierung.

6 Schlussfolgerungen: Smart charging vs. Vehicle-to-grid

Diese Arbeit und die modellierte Fallstudie geben Aufschluss über die monetäre Relevanz der Anwendung von unidirektionalem smart charging und bidirektionalem V2G im Kontext der Eigenverbrauchsoptimierung sowie von preisgesteuertem Laden an einem Firmenstandort.

Die Ergebnisse zeigen, dass der monetäre Nutzen beider Ladetechnologien stark vom gewählten Setting abhängt. Somit lassen sich zusammenfassend folgende Schlussfolgerungen ableiten:

- Werden die Ladestrategien nur zur Eigenverbrauchsoptimierung in Verbindung einer PV-Anlage am Standort eingesetzt, überwiegt der Nutzen von unidirektionalem smart charging. Während smart charging den monetären Nutzen um 10% im Vergleich zu ungesteuertem Laden verbessert sind es mit zusätzlichem V2G nur mehr weitere 4 Prozentpunkte. In absoluten Zahlen entspricht das ca. 200 EUR bzw. 300 EUR Mehrertrag der PV-Anlage im Winterhalbjahr.
- Werden die Ladestrategien hingegen nur zur optimalen Nutzung von dynamischen Strompreisen eingesetzt, werden die Strombezugskosten durch V2G im Vergleich zu smart charging zwar kaum reduziert. Dennoch erzielt V2G aufgrund der zusätzlichen Einspeisung aus den Fahrzeugbatterien ins Netz zu Hochpreiszeiten Kosteneinsparungen von 46% (640 EUR), während es bei smart charging nur 27% (370 EUR) sind.
- Wird eine Kombination von Eigenverbrauchsoptimierung und Nutzung dynamischer Preise angestrebt, ergeben sich bei smart charging zwar geringere Strombezugskosten als bei V2G, jedoch überwiegen die zusätzlichen Einspeise-Erlöse bei V2G deutlich. Somit wird der monetäre Nutzen bei smart charging um 11% (150 EUR) erhöht und bei V2G um 46% (610 EUR).
- Kosten für die erhöhte Batteriedegradation durch bidirektionales V2G sind ein erheblicher Kostenfaktor und sollten bei der Entwicklung von Laderegler in der Praxis mitberücksichtigt werden.
- Während im Winter ein Fokus auf preisgesteuerte Ladestrategien zur optimalen Nutzung dynamischer Preise liegen sollte, überwiegt im Sommerhalbjahr durch die gesteigerte PV-Erzeugung der monetäre Nutzen von Eigenverbrauchsoptimierung.

Im letzten Jahr des Projekts GAMES werden nun anhand des in dieser Arbeit entwickelten Modells weitere Fallstudien untersucht. Für den Carsharing-Anbieter Autotel in Tel Aviv wird das Flexibilitätspotential einer Free-Floating Flotte analysiert und anhand der Carsharing-Flotte von mobility.ch in Zürich wird insbesondere der Aspekt der Netzdienlichkeit durch smart charging und V2G untersucht. Aktuelle Informationen sind unter www.games-innovation.net verfügbar.

7 Literatur

- [1] International Organization for Standardization, *DIN EN ISO 15118-1: Straßenfahrzeuge - Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation - Teil 1: Allgemeine Informationen und Festlegungen der Anwendungsfälle*. Zugegriffen: 29. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.beuth.de/de/norm/din-en-iso-15118-1/308326326>
- [2] International Renewable Energy Agency, „Innovation Outlook: Smart charging for electric vehicles“. Zugegriffen: 29. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_EV_smart_charging_2019_summary.pdf
- [3] GAMES, „GAMES - Grid-Aware Mobility and Energy Sharing“. Zugegriffen: 10. Februar 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://games-innovation.net/>
- [4] G. Pressmair, J. Papouschek, M. Mayr, A. Shemesh, und J. Maayan Tardif, „Energy-Mobility Setor Coupling through smart and bidirectional vehicle charging“, Policy brief, Apr. 2023. Zugegriffen: 24. Jänner 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://games-innovation.net/wp-content/uploads/2023/04/GAMES-Policy-brief_final.pdf
- [5] A. Soroudi, „Dynamic Economic Dispatch“, in *Power System Optimization Modeling in GAMS*, Cham: Springer International Publishing, 2017, S. 95–118. doi: 10.1007/978-3-319-62350-4_4.
- [6] ENTSO-E, „Day-Ahead Prices“. Zugegriffen: 6. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/>
- [7] Wien Energie, „MEGA Business Strom“. Zugegriffen: 26. Jänner 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.wienenergie.at/business/produkte/strom/mega/?options=SMEGE_0001-okopure-year



Das Projekt GAMES wird im Rahmen des Programms ERA-Net Smart Energy Systems im Joint Call 2020 gefördert. Dabei erfolgt die Finanzierung durch das Horizon 2020 Programm der Europäischen Union (grant agreement no. 883973).



GAMES ist mit der österreichischen Forschungsinitiative Green Energy Lab als teilnehmendes Projekt assoziiert. Green Energy Lab verfügt über einen Testmarkt mit etwa fünf Millionen EndverbraucherInnen und ist damit Österreichs größtes „Innovationslabor“ für eine nachhaltige Energiezukunft.