



Bern, den 13. Dezember 2024

V2X- («vehicle-to-grid») und Smart-Charging-Technologien. Batterien von Elektrofahrzeugen nutzen, um Energie zu speichern und Stromnetze auszugleichen

Bericht des Bundesrates
in Erfüllung des Postulates 22.3569,
Adèle Thorens Goumaz, 9. Juni 2022



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Riassunto	4
1 Das Postulat 22.3569	5
2 Einleitung	5
3 Smart Charging und bidirektionales Laden	6
3.1 Begriffsdefinitionen	6
3.2 Potenzial von V2X	7
3.3 Stand der Technik	10
3.4 Projekte in der Schweiz	10
3.5 Internationale Entwicklungen	11
4 Potenzielle Geschäftsmodelle	12
4.1 V2H/V2B: Erhöhung des Eigenverbrauchs und Peak-Shaving	13
4.2 V2G: netz- und systemdienliche Flexibilität und Energie-Arbitrage	13
4.3 Zweitnutzung von Batterien (Second Life) und Recycling	14
5 Technische und regulatorische Herausforderungen	14
5.1 Batteriealterung und Fahrzeugverfügbarkeit	14
5.2 Marktentwicklung bei Elektrofahrzeugen und Ladestationen	14
5.3 Netznutzungsentgelt	15
5.4 Herkunftsnachweise	15
5.5 Dynamische Tarife und Vergütung von Flexibilität	16
5.6 Grundsätzliche Anmerkungen zum Strommarktdesign	16
5.7 Messtechnik und Kommunikation	17
5.8 Bilanzgruppenmanagement	17
6 Schlussfolgerung	17

Zusammenfassung

Bidirektionales Laden und Smart Charging können als flexible Elemente das Energiesystem unterstützen. Mit Smart Charging können Lastspitzen vermieden werden, da das Laden in Zeiten geringer Netzauslastung verschoben werden kann. Bidirektionales Laden ermöglicht es Elektrofahrzeugen zudem überschüssige Energie in das Netz zurückzuspeisen. Durch die Rückspeisung von Energie aus den Batterien von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz kann die Netzstabilität verbessert werden. Dies reduziert die Notwendigkeit teurer Investitionen in zusätzliche Infrastruktur oder Reservekapazitäten, um Spitzenlasten zu bewältigen. In Privathaushalten und Energiegemeinschaften kann bidirektionales Laden eingesetzt werden, um den Eigenverbrauch der Photovoltaikproduktion zu erhöhen und Lastspitzen zu brechen. Beides entlastet die vorgelagerten Netze und das Energiesystem insgesamt. Bidirektionales Laden unterstützt die Integration erneuerbarer Energien wie Wind- und Solarenergie, indem überschüssige Energie zwischengespeichert und bei Bedarf wieder ins Netz eingespeist werden kann. Durch das Laden in der Mittagszeit kann ein grösserer Teil der maximalen Photovoltaikproduktion aufgenommen und damit eine Abregelung vermieden oder zumindest reduziert werden. Ein Teil der im Elektrofahrzeug zwischengespeicherten Energie kann in den Abend- und Nachtstunden ins Netz eingespeist werden. Durch bessere Ausnutzung der Energieproduktion in Gebäuden, Arealen und Unternehmen sowie die Rückspeisung von überschüssiger Energie ins Netz wird die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien effizienter und die Abhängigkeit von Importen verringert.

Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien hat die Rahmenbedingungen für das bidirektionale Laden deutlich verbessert. Durch die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts wird das bidirektionale Laden anderen Speichertechnologien gleichgestellt. Zusätzlich können dynamische Tarife sowie die Vergütung von Flexibilität die Wirtschaftlichkeit des bidirektionalen Ladens verbessern. Aus regulatorischer Sicht ist für die Wirtschaftlichkeit von bidirektionalem Laden ein diskriminierungsfreier und gleichberechtigter Zugang zu den Energie-, Regel- und Flexibilitätsmärkten sicherzustellen. In der Umsetzung stellen insbesondere die Steuerung, Kommunikation, Strommessung und Abrechnung nicht zu unterschätzende technische und regulatorische Herausforderungen dar.

Für eine möglichst system- und netzdienliche Integration der Elektromobilität in das Energiesystem muss sichergestellt werden, dass Elektrofahrzeuge, wenn sie nicht unterwegs sind, möglichst permanent mit dem Stromnetz verbunden sind. Dazu bedarf es einer gut ausgebauten, intelligenten Ladeinfrastruktur und wirtschaftlicher Anreize, die Batterie des Elektrofahrzeugs netz- bzw. systemdienlich einzusetzen. Sowohl die Reduktion der Kosten für den Netzausbau als auch die verbesserte Integration der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien haben einen volkswirtschaftlichen Nutzen. Im Zusammenspiel mit den erneuerbaren Energien und dem Umbau zu einem intelligenten, dezentralen Energiesystem sind Smart Charging und bidirektionales Laden wichtige Schlüsseltechnologien.

Riassunto

La ricarica bidirezionale e lo smart charging sono in grado di offrire un supporto al sistema energetico in quanto elementi flessibili. Con lo smart charging è possibile evitare i picchi di carico poiché la ricarica può essere posticipata ai momenti di basso utilizzo della rete. La ricarica bidirezionale consente inoltre ai veicoli elettrici di reimmettere in rete in un momento successivo l'energia prodotta in eccesso. La reimmissione in rete dell'energia accumulata nelle batterie dei veicoli elettrici permette di migliorare la stabilità della rete, riducendo così la necessità di costosi investimenti in ulteriori infrastrutture o in capacità di riserva per far fronte ai picchi di carico. Nelle abitazioni private e nelle comunità energetiche, la ricarica bidirezionale può essere utilizzata per aumentare l'autoconsumo dell'energia fotovoltaica prodotta e interrompere i picchi di carico. Entrambi gli aspetti contribuiscono ad alleggerire le reti a monte e il sistema energetico nel suo complesso. La ricarica bidirezionale favorisce l'integrazione delle energie rinnovabili, come l'energia eolica e solare, stoccando temporaneamente l'energia prodotta in eccesso e reimmettendola in rete quando necessario. Ricaricando nelle ore diurne è possibile assorbire una quota maggiore della produzione di energia fotovoltaica massima, evitando o almeno riducendo la limitazione di produzione. Una parte dell'energia stoccata temporaneamente nel veicolo elettrico può essere immessa in rete nelle ore serali e notturne. Un migliore utilizzo della produzione di energia negli edifici, nelle aree industriali e nelle aziende nonché la reimmissione in rete dell'energia prodotta in eccesso rendono più efficiente la produzione di elettricità da energie rinnovabili e riducono la dipendenza dalle importazioni.

La legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili ha migliorato notevolmente le condizioni quadro per la ricarica bidirezionale. Il rimborso della tariffa di utilizzo della rete pone la ricarica bidirezionale sullo stesso piano delle altre tecnologie di accumulo. Inoltre le tariffe dinamiche e la remunerazione della flessibilità possono migliorare la redditività della ricarica bidirezionale. Dal punto di vista normativo, per garantire la redditività della ricarica bidirezionale è necessario garantire un accesso non discriminatorio e paritario ai mercati dell'energia, di bilanciamento e della flessibilità. Per quanto riguarda l'implementazione di tale sistema di ricarica, invece, rappresentano sfide tecniche e regolatorie non indifferenti in particolare la gestione, la comunicazione, la misurazione dell'energia nonché la sua fatturazione.

Per una integrazione il più possibile vantaggiosa, per il sistema e la rete, della mobilità elettrica nel sistema energetico, è necessario garantire che i veicoli elettrici, quando non sono in movimento, siano il più possibile costantemente collegati alla rete elettrica. Per questo è necessaria un'infrastruttura di ricarica adeguatamente sviluppata e intelligente nonché incentivi economici che promuovano l'utilizzo della batteria del veicolo elettrico in modo vantaggioso per la rete e per il sistema. Sia la riduzione dei costi per l'ampliamento della rete che il miglioramento dell'integrazione della produzione di elettricità da energie rinnovabili comportano un beneficio per l'economia nazionale. In combinazione con le energie rinnovabili e la trasformazione verso un sistema energetico intelligente e decentralizzato, lo smart charging e la ricarica bidirezionale sono tecnologie chiave.

1 Das Postulat 22.3569

Das Postulat 22.3569 mit dem Titel «V2X- ('vehicle to grid') und Smart-Charging-Technologien. Batterien von Elektrofahrzeugen nutzen, um Energie zu speichern und Stromnetze auszugleichen» wurde am 9. Juni 2022 von Ständerätin Adèle Thorens Goumaz eingereicht und am 27. September 2022 vom Ständerat angenommen.

Eingereichter Text

Der Bundesrat wird beauftragt, in einem Bericht aufzuzeigen, wie die Batterien von Elektrofahrzeugen als Lösung für die Energiespeicherung und den Ausgleich des Stromnetzes genutzt werden können, um die allgemeine Stabilität der Stromversorgung zu verbessern und sogar während einem begrenzten Zeitraum das Risiko einer Stromlücke zu begrenzen. Der Bericht soll den Wissensstand und die bisherigen Erfahrungen auf diesem Gebiet in der Schweiz und im Ausland, das Potenzial einer solchen Lösung sowie mögliche technische, finanzielle, gesetzgeberische und mit der Umsetzung verbundene Hindernisse darstellen. Ausserdem sollen Möglichkeiten dargelegt werden, wie diese Hindernisse überwunden werden können.

2 Einleitung

Mit dem Klima- und Innovationsgesetz (KIG) hat die Schweiz das Netto-Null-Ziel bis 2050 gesetzlich verankert. Der Verkehr hat heute einen Anteil von 33 Prozent an den Treibhausgasemissionen und 38 Prozent am Energieverbrauch. Rund 69 Prozent der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen stammen dabei von Personenwagen. Mit Elektromobilität lassen sich die Treibhausgasemissionen im Strassenverkehr schnell und wirksam reduzieren. 2023 betrug der Anteil der Steckerfahrzeuge an den Neuzulassungen bereits über 30 Prozent. Rund 21 Prozent sind rein batterieelektrische Fahrzeuge. Bis 2035 werden in der Schweiz bis zu 2 Millionen Elektrofahrzeuge unterwegs sein. Gleichzeitig steigt der Strombedarf für die Elektromobilität bis 2035 auf 9 TWh und bis 2050 auf 17 TWh.

Der zunehmende Strombedarf und die hohen Ladeleistungen stellen das Stromsystem künftig vor zusätzliche Herausforderungen. Würden alle Elektrofahrzeuge direkt nach der Arbeit geladen, käme es schnell zu Kapazitätsengpässen im Stromnetz. Smart Charging und bidirektionales Laden ermöglichen es, den Ladevorgang möglichst netz- und systemdienlich zu steuern. Beim bidirektionalen Laden ist es sogar möglich, Strom aus der Fahrzeugbatterie zurück ins Netz einzuspeisen. Mit voraussichtlich mehreren Millionen Elektrofahrzeugen in absehbarer Zukunft und der damit verbundenen hohen Speicherkapazität in den Fahrzeugbatterien ergibt sich ein relevantes Potenzial zur Stabilisierung der Netze und zur Unterstützung der Integration erneuerbarer Energien.

Durch Smart Charging und Rückspeisung von Energie aus den Batterien der Elektrofahrzeuge in das Stromnetz kann die Netzstabilität verbessert werden. Dies reduziert die Notwendigkeit teurer Investitionen in zusätzliche Infrastruktur oder Reservekapazitäten, um Spitzenlasten zu bewältigen. Gemäss Energieperspektiven 2050+ sind zur Erreichung des Netto-Null-Ziels bis 2050 im Netzbereich im Zeitraum von 2021 bis 2050 zusätzliche Investitionen von rund 30 Milliarden Franken erforderlich. Wieviel an zusätzlichen Investitionen durch eine stärkere Elektrifizierung dazu kommen, wird von der tatsächlichen Entwicklung abhängen, also davon, wie rasch die Elektrifizierung durch die Zunahme von Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge voranschreitet, wie rasch die digitale Steuerung eine Optimierung der Netzvorgänge ermöglicht, beispielsweise durch die Einspeisung von lokaler Produktion sowie dem netzdienlichem Verbrauch z.B. beim Laden von Elektrofahrzeugen, und wie rasch sich die Energieeffizienz verbessert.

Der vorliegende Bericht zeigt auf, wie Smart Charging und bidirektionales Laden das Energiesystem unterstützen können, er geht auf technische und regulatorische Hürden ein, stellt mögliche Lösungsansätze vor und zeigt auf, unter welchen Bedingungen Smart Charging und bidirektionales Laden wirtschaftlich genutzt werden können. Ein allfälliger gesetzgeberischer Handlungsbedarf im Bereich des

Datenschutzes, unter anderem bedingt durch die Nachverfolgbarkeit der genutzten Netzanschlusspunkte der Fahrzeuge, müsste zu einem späteren Zeitpunkt analysiert werden.

3 Smart Charging und bidirektionales Laden

3.1 Begriffsdefinitionen

Smart Charging und bidirektionales Laden sind Technologien, die den Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs betreffen. Smart Charging oder intelligentes Laden bezieht sich auf Technologien und Systeme, die das Laden von Elektrofahrzeugen optimieren, indem sie den Ladevorgang effizienter, kostengünstiger und umweltfreundlicher machen. Bidirektionales Laden, auch Vehicle-to-Grid (V2G) genannt, ist eine Technologie, die es Elektrofahrzeugen ermöglicht, nicht nur Energie aus dem Stromnetz zu beziehen, sondern auch überschüssige Energie in das Netz zurückzuspeisen.

Vehicle-to-Everything (V2X) ist dabei ein Oberbegriff für die folgenden Technologien:

- **Vehicle-to-Home (V2H):** Interaktion des Fahrzeugs mit dem Gebäude, vor allem dem Eigenheim. Die Fahrzeugbatterie wird als Speicher in das Hausnetz integriert;
 - **Vehicle-to-Building (V2B):** Interaktion des Fahrzeugs mit dem Gebäude, vor allem bei grösseren Gebäudekomplexen und Arealen, die insbesondere im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften relevant sind;
- **Vehicle-to-Grid (V2G):** Interaktion des Fahrzeugs mit dem Stromnetz. Im Rahmen dieses Berichts ist explizit das öffentliche Netz gemeint, konkret das Verteilnetz auf der Netzebene 7. Verbindungen zum Gebäudenetz oder zum Netz innerhalb einer Energiegemeinschaft fallen unter Vehicle-to-Home und Vehicle-to-Building;
- **Vehicle-to-Load (V2L):** Verbindung des Fahrzeugs mit einem Verbraucher. Dabei wird Strom aus dem Fahrzeug für ein Gerät zur Verfügung gestellt;
 - **Vehicle-to-Vehicle (V2V):** Ermöglicht das Laden eines anderen Fahrzeugs.

Für diesen Bericht sind vor allem die Verbindungen vom Fahrzeug zum öffentlichen Netz und zu privaten Haus- und Gebäudenetzen relevant. Sämtliche V2X-Technologien setzen bidirektionales Laden voraus, d.h. der Strom kann in beide Richtungen fließen: vom Netz zum Fahrzeug (Laden der Batterie) und vom Fahrzeug zurück zum Netz (Entladen der Batterie).

Smart Charging setzt kein bidirektionales Laden voraus, sondern beschreibt eine «intelligente» Steuerung des Ladevorgangs. Bidirektionales Laden und Smart Charging setzen voraus, dass der Lade- und Entladevorgang von einer übergeordneten Instanz gesteuert wird. Dies können der Bordcomputer des Fahrzeugs und die Ladestation sein, aber auch das Energiemanagementsystem eines Gebäudes oder der Verteilnetzbetreiber. Die Ladetechnologien sind immer auf Datenkommunikation angewiesen.

Die genannten Begriffe, insbesondere V2X, werden auch im Zusammenhang mit der Verkehrstelematik verwendet. Darunter wird die Kommunikation des Fahrzeugs mit seiner Umgebung (V2X), mit anderen Fahrzeugen (V2V), mit der Infrastruktur (V2I) oder mit einem Netzwerk (V2N) verstanden. Im Rahmen des Berichts bezieht sich V2X auf den Fluss elektrischer Energie bei Ladevorgängen.

3.1.1 Vehicle-to-Home und Vehicle-to-Building

Privat genutzte Fahrzeuge sind die meiste Zeit parkiert. Wenn sie an eine bidirektionale Ladestation angeschlossen sind, können sie als stationäre Batterie genutzt werden. So kann z.B. in einem Einfamilienhaus mit einer Photovoltaikanlage der mittags erzeugte Strom tagsüber in der Fahrzeugbatterie zwischengespeichert und abends und nachts in das Hausnetz zurückgespeist werden. Dadurch können der Eigenverbrauch erhöht, Einspeise- und Lastspitzen reduziert und damit das Verteilnetz entlastet werden.

Technische Lösungen für Vehicle-to-Home und Vehicle-to-Building sind seit einigen Jahren verfügbar. Bidirektionale Ladestationen sind heute aber noch relativ teuer und es sind derzeit nur relativ wenige Elektrofahrzeuge auf dem Markt, welche bidirektionales Laden unterstützen. Das bidirektionale Laden

kann aber für Hauseigentümerinnen und -eigentümer mit einer Photovoltaikanlage bereits heute für die Erhöhung des Eigenverbrauchs interessant sein.

3.1.2 Vehicle-to-Grid

Für Vehicle-to-Grid werden ebenfalls eine bidirektionale Ladestation und ein Elektrofahrzeug, das bidirektionales Laden unterstützt, benötigt. Der einzige Unterschied zu Vehicle-to-Home und Vehicle-to-Building besteht darin, dass in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Dies ist in der Regel mit Auflagen verbunden, da für die Netzeinspeisung spezielle Regeln gelten. Da für den eingespeisten Strom keine generelle Abnahmepflicht seitens der Verteilnetzbetreiber besteht, muss allenfalls ein Abnehmer gefunden werden. Konkrete Geschäftsmodelle dafür existieren in der Schweiz derzeit noch nicht, wurden aber in verschiedenen Pilotprojekten untersucht.

3.2 Potenzial von V2X

Entwicklung der Elektromobilität

Die Elektromobilität hat sich in den letzten Jahren äusserst dynamisch entwickelt. 2023 waren bereits über 30 Prozent der Neuzulassungen in der Schweiz Steckerfahrzeuge (21 Prozent Elektrofahrzeuge und 9 Prozent Plug-In-Hybride). Der Anteil an der Bestandsflotte betrug 3,7 Prozent. Die Plug-In-Hybride spielen aufgrund der kleinen Batteriekapazitäten für diesen Bericht eine untergeordnete Rolle und unterstützen bidirektionales Laden aufgrund unterschiedlicher Ladestandards generell nicht. Bis 2035 wird mit über zwei Millionen Elektrofahrzeugen auf Schweizer Strassen gerechnet. Bis 2050 dürfte die Fahrzeugflotte weitestgehend elektrifiziert sein. In den letzten Jahren hat sich die Reichweite von Elektrofahrzeugen dank grösserer Batterien stetig verbessert. Batteriekapazitäten von über 100 Kilowattstunden sind heute keine Seltenheit mehr. Rechnet man für 2035 mit einer durchschnittlich verfügbaren Batteriekapazität von 60 Kilowattstunden pro Elektrofahrzeug, so ergibt sich für die 2 Millionen Elektrofahrzeuge gesamthaft eine Kapazität von 120 Gigawattstunden. Dies entspricht rund der Hälfte des maximal nutzbaren Energiegehalts aller Schweizer Pumpspeicherkraftwerke. Da die Elektrofahrzeuge in erster Linie der Fortbewegung dienen und möglicherweise nicht alle bidirektionales Laden unterstützen, wird allerdings nur ein Bruchteil der Elektrofahrzeugflotte für die Unterstützung des Energiesystems zur Verfügung stehen. Dennoch ist das Speicherpotenzial beträchtlich. Bereits rund 100'000 Elektrofahrzeuge könnten durch Vehicle-to-Grid theoretisch kurzzeitig eine Leistung in der Grössenordnung des Kernkraftwerks Leibstadt (1220 Megawatt elektrische Nettolastleistung) ins Netz einspeisen¹. Aufgrund der raschen Elektrifizierung der Dieselfahrzeuge ergibt sich auch im öffentlichen Verkehr ein relevantes Potenzial. Diese Fahrzeuge haben zwar eine deutlich höhere Fahrleistung, aber aufgrund der Planbarkeit der Einsätze und der Vorhaltung von Reserven, könnten sich trotzdem interessante Geschäftsfelder eröffnen.

Wie viel Speicherkapazität und Leistung durch bidirektionales Laden für das Energiesystem zur Verfügung stehen werden, hängt von der technischen Entwicklung und der Bereitschaft der Elektrofahrzeugbesitzerinnen und -besitzer ab, ihre Fahrzeuge für bidirektionales Laden zur Verfügung zu stellen. Ob und wie Menschen ihr Elektrofahrzeug für bidirektionales Laden nutzen, hängt massgeblich davon ab, welche wirtschaftlichen Vorteile sie daraus ziehen können. Wichtig ist, dass die Nutzung des bidirektionalen Ladens einfach ist und die Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs dadurch nicht eingeschränkt wird.

Erhöhung des Eigenverbrauchs und Entlastung des Stromnetzes

Mit Vehicle-to-Home und Vehicle-to-Building können zusammen mit einer Photovoltaikanlage der Eigenverbrauch erhöht und Verbrauchsspitzen geglättet werden. Dadurch können Stromkosten gespart werden. Gleichzeitig werden die vorgelagerten Netze, insbesondere das Verteilnetz, entlastet. Die durch Vehicle-to-Grid bereitgestellte Flexibilität kann die Verteilnetze in ähnlichem Umfang entlasten. Die Regelung der Flexibilität erfolgt durch den Verteilnetzbetreiber. Dadurch kann der Netzausbau verzögert

¹ Bei 11 Kilowatt Lade/Entladeleistung ergibt sich bei 100'000 Fahrzeugen eine totale Leistung von 1100 Megawatt. Wenn bis zu 30 Kilowattstunden der Batterie genutzt werden können, steht diese Leistung entsprechend für mehr als zwei Stunden zur Verfügung

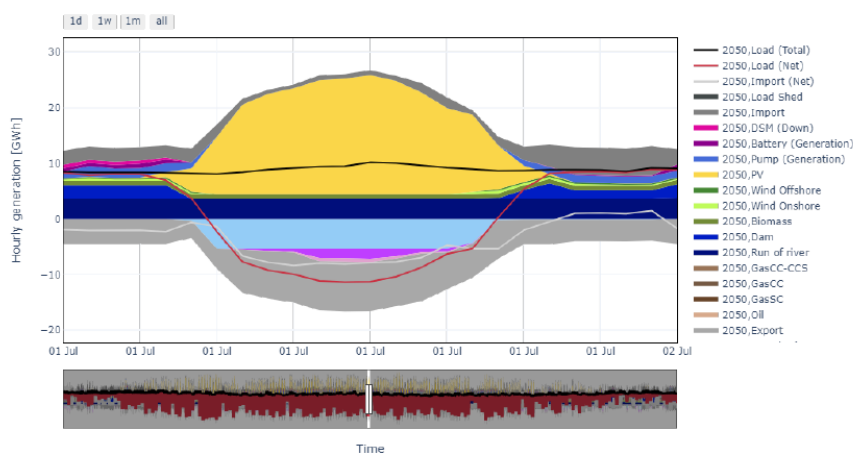
oder der Umfang der erforderlichen Verstärkung reduziert werden. Einen Anhaltspunkt für den volkswirtschaftlichen Nutzen liefert die Verteilnetzstudie des Bundesamts für Energie (BFE).² Durch intelligente Nutzung von Flexibilität und netzdienliches Laden kann der Investitionsbedarf um bis zu 40% reduziert werden.

Die durch bidirektionales Laden bereitgestellte Flexibilität kann auch auf höheren Ebenen z.B. für Systemdienstleistungen genutzt werden, die für einen ständigen Ausgleich zwischen Verbrauch und Produktion im Stromnetz sorgen. Aufgrund der schnellen technischen Reaktionszeit kann Vehicle-to-Grid gut als Regelleistung vorgehalten werden. Damit können unvorhergesehene Schwankungen im Stromnetz kurzfristig ausgeglichen werden.

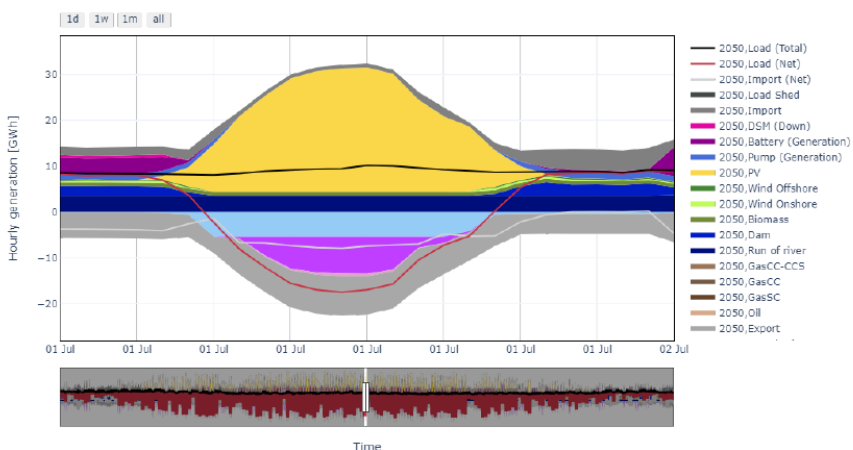
Integration der erneuerbaren Energien

Mit dem Zubau erneuerbarer Energien wird deren Integration in das Energiesystem immer wichtiger. Die im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien definierten Ausbauziele werden u.a. auch zu einer hohen Stromproduktion durch die Photovoltaik in den Mittagsstunden führen. Die Elektromobilität kann dabei helfen, einen Teil dieser Produktionsspitzen der Photovoltaik besser in das Stromsystem zu integrieren, indem durch Smart Charging vor allem in diesen Zeiten geladen wird. In den Abend- und Nachtstunden kann ein Teil der in der Batterie des Elektrofahrzeugs zwischengespeicherten Energie ins Netz zurückgespeist oder zur Versorgung des Eigenheims, eines grösseren Gebäudekomplexes oder eines Areals genutzt werden. Dadurch kann mehr Strom aus der Photovoltaik in das Stromsystem integriert werden.

² www.bfe.admin.ch > News und Medien > Medienmitteilungen > Auswirkungen der Elektrifizierung und des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze. Bern, 30.11.2022.



(a) Without V2G integration



(b) With V2G integration

Abbildung 1: Produktion und Lastgang eines typischen Sommertages 2050. V2G ermöglicht eine bessere Integration der Erneuerbaren durch Vermeidung von Abregelung. Dadurch werden auch die nächtlichen Importe reduziert. (Quelle ETH, Nexus-G)

In der Studie «Vehicle-to-Grid in Switzerland: A first estimate of the value of vehicle-to-grid for the Swiss electric system» der ETH Zürich aus dem Jahr 2023³ wurde die Bedeutung des bidirektionalen Ladens für das Schweizer Stromsystem untersucht. Dabei wurden verschiedene Szenarien betrachtet, insbesondere in Bezug auf die Entwicklung der Strom- und Gaspreise, aber auch in Bezug auf die Durchdringung der Elektromobilität. Die Simulationen zeigen, dass mit dem bidirektionalen Laden die Nutzung von erneuerbarem Strom deutlich verbessert und die Abregelung von Photovoltaik während den Spitzenzeiten reduziert werden kann. Die Zwischenspeicherung mittels Vehicle-to-Grid verbessert auch die Ausnutzung von Unterschieden bei den Marktpreisen (Arbitrage). So können Importe in Zeiten hoher Marktpreise vermieden oder reduziert und Exporte optimiert werden. Das bidirektionale Laden trägt auch dazu bei, den Einsatz von fossilen Kraftwerken sowie den Import von Strom mit hoher CO₂-Intensität in Zeiten zu vermeiden, in denen die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien unzureichend wäre.

Abbildung 1 zeigt einen typischen Sommertag im Jahr 2050 in (a) ohne und in (b) mit bidirektionalem Laden. Die Photovoltaikproduktion in (b) ist deutlich höher, da weniger abgeregelt werden muss, wenn die Fahrzeugbatterien in den Mittagsstunden aufgeladen werden. Durch die Rückspeisung des Stroms aus den Fahrzeugbatterien können zudem die nächtlichen Importe deutlich reduziert werden.

³ ETH Zürich (2023): Vehicle-to-Grid in Switzerland: A first estimate of the value of vehicle-to-grid for the Swiss electric system.

Eine ähnliche Studie⁴ für den europäischen Raum kommt zum Schluss, dass durch bidirektionales Laden über 8% der jährlichen Kosten fürs Energiesystem eingespart werden könnten.

3.3 Stand der Technik

Bidirektionales Laden ist grundsätzlich eine reife Technologie, die seit einigen Jahren auf dem Markt verfügbar ist. Aufgrund fehlender Standards und Interoperabilität hat sich das bidirektionale Laden aber noch nicht durchgesetzt. Einerseits gibt es nur wenige Fahrzeugmodelle, die das bidirektionale Laden unterstützen, andererseits ist die bidirektionale Ladeinfrastruktur im Vergleich zur konventionellen sehr teuer. Anfang 2024 waren lediglich vier Fahrzeugmodelle von asiatischen Herstellern auf dem Markt, die bidirektionales Laden vollständig (Vehicle-to-Grid) unterstützen. Andere Hersteller haben Modelle mit eingeschränkter bidirektionaler Funktionalität (Vehicle-to-Load und Vehicle-to-Home) auf den Markt gebracht.

Der in Europa verbreitete Ladestandard CCS⁵ wird erst von wenigen Fahrzeugmodellen unterstützt, die andere nutzen CHAdeMO⁶. Alle kommerziell erhältlichen bidirektionalen Ladestationen arbeiten mit Gleichstrom und einer Ladeleistung von 5 bis 11 Kilowatt. Mit Preisen von 4'000 bis 15'000 Franken sind sie rund 5 bis 10 Mal teurer als konventionelle Ladestationen. Einige Hersteller haben auch eine bidirektionale Funktionalität mit Wechselstrom angekündigt, unter Verwendung des bordeigenen Lademoduls. Bisher sind allerdings noch keine Fahrzeugmodelle auf dem Markt, die Vehicle-to-Grid mit Wechselstrom unterstützen. Durch die Verwendung von Wechselstrom könnte das Elektrofahrzeug ohne Ladestation direkt an das Stromnetz angeschlossen werden.

3.4 Projekte in der Schweiz

In der Schweiz gibt es verschiedene Projekte für den Einsatz von bidirektionalem Laden im Heimbereich sowie innerhalb von Siedlungen und Arealen. In Basel wurde der Einsatz von Vehicle-to-Building bereits 2020 im Areal Erlenmatt-Ost untersucht. Bei dieser Siedlung, die sich über ein eigenes Netz mit Solarstrom versorgt, handelt es sich um einen «Zusammenschluss zum Eigenverbrauch» (ZEV). In dem vom Bundesamt für Energie (BFE) geförderten Projekt⁷ konnte gezeigt werden, dass bereits mit zwei bidirektionalen Elektrofahrzeugen der Eigenverbrauch des Areals erhöht und die abendlichen Lastspitzen reduziert werden konnten (Abbildung 2). Insbesondere das Brechen der Lastspitzen ist finanziell attraktiv, da dadurch der Leistungstarif bezogen auf die monatliche Bezugsspitze deutlich gesenkt werden konnte.

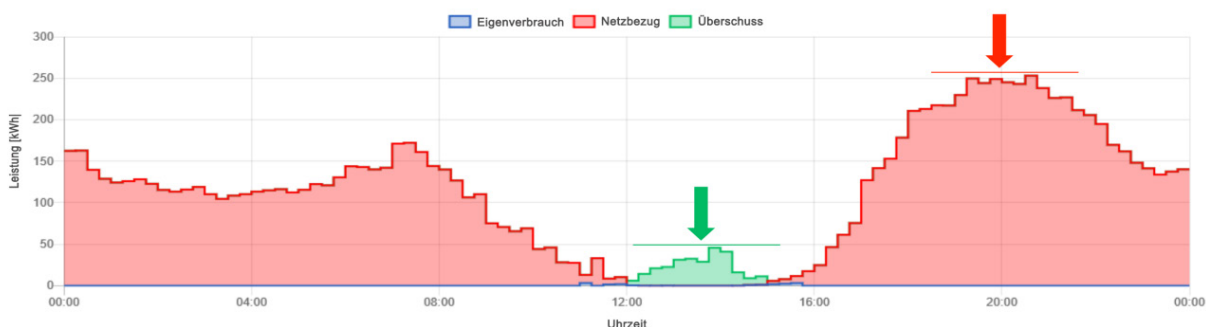


Abbildung 2: Lastgang in Erlenmatt-Ost an einem Tag im März. Ein Teil des am Nachmittag nicht benötigten Photovoltaik-Stroms wird in den Fahrzeugbatterien zwischengespeichert (grüner Pfeil) und am Abend eingespeist, wodurch der Bezug aus dem externen Netz reduziert werden kann (roter Pfeil). Quelle: BFE Fachartikel⁸

⁴ Kühnrich et al.: Potential of a full EV-power-system-integration in Europe and how to realise it. Fraunhofer Institute (ISE & ISI), 2024.

⁵ Combined Charging System (CCS): Internationaler Standard zum Laden von Elektrofahrzeugen, der sowohl Gleichstrom- wie auch Wechselstromladung unterstützt.

⁶ CHAdeMO ist eine vor allem in Japan verbreiteter Ladestandard, welcher in Europa und den USA zunehmend weniger genutzt wird.

⁷ Projekt «Smarte Mobilität mit nachhaltigem E-Carsharing und bidirektionalem V2X». Schlussbericht und Fachartikel finden sich in der Datenbank des Bundes ARAMIS (Administration Research Actions Management Information System). Projektnummer SI/501837.

⁸ Benedikt Vogel im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE): Elektromobil und Pufferspeicher in einem. Energiea-Blog, 19. April 2022.

Im Projekt V2X Suisse⁹ wurde die Flotte des Carsharing-Anbieters Mobility um 50 bidirektionale Elektrofahrzeuge erweitert. Dabei wurden verschiedene Geschäftsmodelle untersucht, unter anderem die Erhöhung des Eigenverbrauchs in ZEVs, die netzdienliche Nutzung durch Verteilnetzbetreiber sowie die Erbringung von Systemdienstleistungen. Im letzten Fall wurden mehrere Elektrofahrzeuge von einem Aggregator gepoolt und als Regelleistung für die primäre Frequenzstabilisierung vorgehalten. Aufgrund der kurzen technischen Reaktionszeit konnten sich die gepoolten bidirektionalen Elektrofahrzeuge für die Erbringung von Primärregelleistung bei Swissgrid präqualifizieren. In einem ähnlichen Projekt in Yverdon¹⁰ wird der Einsatz von bidirektionalen Fahrzeugen in einem Arealnetz mit Photovoltaik getestet, dabei werden insbesondere spezifische Ladetarife und Geschäftsmodelle untersucht. Die SBB untersuchen im Projekt Biene,¹¹ wie bei der Elektrifizierung von Schienenfahrzeugen durch bidirektionales Laden die Lebensdauer der Batterie optimiert und das Bahnstromnetz unterstützt werden können. In weiteren Studien konnte gezeigt werden, dass Fahrzeugbesitzerinnen und -besitzer durch spezifische Tarife^{12,13} zu einem netzdienlichen Ladeverhalten motiviert werden können, dass hierzu aber auch eine grundlegende Anpassung des Ladeverhaltens¹⁴ notwendig ist.

3.5 Internationale Entwicklungen

Bidirektionales Laden hat sich weltweit sehr unterschiedlich entwickelt, was auf die länderspezifischen Energiesysteme und Voraussetzungen zurückzuführen ist. Die Technologie konnte sich bisher in keinem Land in nennenswertem Umfang kommerziell etablieren. Für die weitere Verbreitung des bidirektionalen Ladens sind die Verfügbarkeit von entsprechenden Elektrofahrzeugen, die Senkung der Kosten der Ladeinfrastruktur, internationale Standards sowie geeignete regulatorische Rahmenbedingungen (z. B. fortgeschrittenes Smartmeter-Rollout, offener Strommarkt, anreizgesteuerte Netzregulierung) entscheidend.

In einigen Ländern gibt es aber bemerkenswerte Entwicklungen, die auch für die Schweiz relevant sein könnten. Im Zuge der weltweiten Energiekrise als Folge des Krieges in der Ukraine haben Elektrofahrzeuge als Notstromaggregate an Bedeutung gewonnen, insbesondere in Gebieten mit geringer Versorgungssicherheit. In den USA beispielsweise ist die Fähigkeit Vehicle-to-Load inzwischen ein wichtiges Verkaufsargument für grosse Elektrofahrzeuge.

Europäische Union

Die Europäische Union hat im «Clean Energy Package 2019» und im «Fit-for-55 Package 2023» Massnahmen zur Förderung der Verbreitung von Vehicle-to-Grid vorgeschlagen. Dazu gehören die Vermeidung von doppelten Netzentgelten für Speicher, die marktbasierende Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen sowie spezifische nationale Strategiepläne zur Berücksichtigung von bidirektionalen Ladestationen beim Ausbau der Ladeinfrastruktur. Damit sind grundsätzlich günstige Rahmenbedingungen geschaffen. Der Stand der Umsetzung in den einzelnen Mitgliedsstaaten ist jedoch sehr unterschiedlich.¹⁵

Deutschland

Die deutsche Bundesregierung hat sich im Masterplan Ladeinfrastruktur II das Ziel gesetzt: «Die Flexibilität von Elektromobilen und die damit verbundenen energiewirtschaftlichen Möglichkeiten können und sollen – insbesondere in Form des bidirektionalen Ladens – für das Stromsystem nutzbar gemacht

⁹ Projekt «V2X Suisse». Schlussbericht findet sich in der Datenbank des Bundes ARAMIS (Administration Research Actions Management Information System). Projektnummer SI/502316.

¹⁰ Projekt «Démonstrateur du potentiel d'un microgrid pour l'intégration optimisée de productions décentralisées et mobilité électrique du futur dans l'approvisionnement électrique d'un parc industriel». Schlussbericht findet sich in der Datenbank des Bundes ARAMIS (Administration Research Actions Management Information System). Projektnummer SI/502157.

¹¹ Projekt «BIENE – BatterieEschwarzw im BahnstromNETz: Batteriemanager – kosten- und nutzenoptimierte Steuerung von Batterien auf Schienenfahrzeugen». Schlussbericht findet sich in der Datenbank des Bundes ARAMIS (Administration Research Actions Management Information System). Projektnummer SI/502595.

¹² Projekt «NETFLEX – Effiziente Netzentgelte für flexible Verbraucher». Schlussbericht findet sich in der Datenbank des Bundes ARAMIS (Administration Research Actions Management Information System). Projektnummer SI/501899.

¹³ Projekt «IncentV2G – Analyse des Effektes von Anreizen für effiziente Netzintegration von Elektrofahrzeugen». Schlussbericht findet sich in der Datenbank des Bundes ARAMIS (Administration Research Actions Management Information System). Projektnummer SI/502345.

¹⁴ Christine Gschwendtner, Simon R. Sinsel, Annegret Stephan: Vehicle-to-X (V2X) implementation: An overview of predominate trial configurations and technical, social and regulatory challenges. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 145, July 2021, 110977.

¹⁵ European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER): Demand response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back? 2023 Market Monitoring Report. 19 December 2023.

werden». Hinsichtlich der Vermeidung von doppelten Netzentgelten und zusätzlichen Abgaben für Speicher gibt es in Deutschland ähnliche Überlegungen wie in der Schweiz. Durch die «doppelte gewillkürte Vorrangregelung» werden Speicher mit Endverbrauch grundsätzlich reinen Netzspeichern gleichgestellt. Allerdings gibt es auch hier Unsicherheiten bei der Umsetzung, insbesondere bei der Strommessung.

Niederlande

Die Niederlande gehören mit über 120'000 öffentlichen Ladepunkten zu den europäischen Spitzenreitern bei der Ladeinfrastruktur. In Utrecht startete 2022 einer der weltweit grössten Feldversuche für Vehicle-to-Grid, der als «We drive solar» auch als Carsharing für Anwohner angeboten wird. Ziel ist es, die Systemintegration der Photovoltaik zu verbessern und einen unnötigen Netzausbau zu vermeiden.

Grossbritannien

In Grossbritannien wird das bidirektionale Laden konsequent vorangetrieben und die regulatorischen Arbeiten sind bereits weit fortgeschritten. Die britische Regierung hat die Rahmenbedingungen für Vehicle-to-Grid unter dem Titel „Delivering a smart and secure electricity system“ (Errichtung eines intelligenten und sicheren Stromnetzes) festgelegt. Rund 20 Projekte wurden mit über 30 Millionen Pfund gefördert. Inzwischen gibt es ein erstes kommerzielles Produkt: «Octopus Power Pack». Mit diesem Tarif kann das Elektrofahrzeug gratis geladen werden, wenn der Anbieter im Gegenzug die Fahrzeugbatterie über Vehicle-to-Grid nutzen kann.¹⁶ Insgesamt ist das Energiesystem in Grossbritannien zentralistisch und «top-down» reguliert. Im Gegensatz zur Schweiz ist der Strommarkt vollständig liberalisiert und es gibt neben einem nationalen Übertragungsnetzanbieter nur 14 Verteilnetzbetreiber, die sich im Besitz von sechs verschiedenen Unternehmen befinden. Der Smartmeter-Rollout ist weitgehend abgeschlossen und die intelligente Steuerbarkeit von Ladestationen ist vorgeschrieben.

USA

Das US-Energieministerium hat mit wichtigen Unternehmen eine Absichtserklärung zur Umsetzung des bidirektionalen Ladens unterzeichnet. Darin heisst es: «Bidirektionale Elektrofahrzeuge haben das Potenzial, die Energiesicherheit des Landes, wirtschaftliche Vitalität und Lebensqualität zu verbessern.»¹⁷ In vielen Regionen der USA stossen die Stromnetze regelmässig an ihre Grenzen. Dies bietet gute Voraussetzungen für lukrative Flexibilitätsdienstleistungen. Am häufigsten werden bisher Schulbusse eingesetzt. Die sind an rund 200 Tagen ca. 5 Stunden im Einsatz. In der übrigen Zeit können die grossen Batterien mit einer Kapazität von 200 bis 300 Kilowattstunden zur Netzstabilisierung eingesetzt werden. San Diego Gas & Electric zahlt bis zu zwei US-Dollar pro Kilowattstunde für die eingespeiste Energie.¹⁸ Ein interessanter Markt eröffnet sich derzeit für grosse bidirektionale Elektrofahrzeuge, wie beispielsweise der Ford F150 mit einer Batterie mit einer Kapazität von 130 Kilowattstunden, die über Vehicle-to-Home als Notstromaggregate genutzt werden können.

Japan

In Japan wurde das bidirektionale Laden erstmals grossflächig eingesetzt. Nach dem Tōhoku-Erdbeben 2011 und der Reaktorkatastrophe in Fukushima wurde der japanische Ladestandard CHAdeMO um Bidirektionalität erweitert, um Elektrofahrzeuge für die Notstromversorgung zu nutzen. Bis heute erfolgt dies einerseits über Vehicle-to-Load zur direkten Unterstützung von Verbrauchern und andererseits über Vehicle-to-Grid, wobei mehrere Elektrofahrzeuge zu einem virtuellen Kraftwerk aggregiert werden.

4 Potenzielle Geschäftsmodelle

Bei allen Einsatzmöglichkeiten des bidirektionalen Ladens und des Smart Charging müssen die Investitions- und Betriebskosten den möglichen Erträgen gegenübergestellt werden. Die Investitionskosten beinhalten die Kosten für eine intelligente oder bidirektionale Ladestation sowie deren Installation und eine

¹⁶ Octopus Power Pack: the UK's first Vehicle-to-Grid tariff. <https://octopus.energy> > power-pack

¹⁷ U.S. Department of Energy, Office of Electricity: DOE and partners sign Vehicle-to-Everything MOU. April 21, 2022.

¹⁸ San Diego Gas & Electric Company: SDG&E and Cajon Valley Union School District Flip the Switch on Region's First Vehicle-to-Grid Project. www.sempira.com > July 26, 2022.

mögliche Integration in ein Energiemanagementsystem. Die Betriebskosten beschränken sich im Wesentlichen auf Wartung, Messkosten, Abrechnungsdienstleistungen und eventuelle Lizenzgebühren für Software. Im Folgenden werden einige mögliche Geschäftsmodelle vorgestellt.

4.1 V2H/V2B: Erhöhung des Eigenverbrauchs und Peak-Shaving

Im Privatbereich kann ein Elektrofahrzeug wie ein stationärer Speicher ins Gebäudenetz integriert werden. Dadurch können der Eigenverbrauch der Photovoltaikproduktion erhöht und die Bezugsspitzen aus dem Netz reduziert werden. Eine Ertragsmöglichkeit ergibt sich aus den reduzierten Kosten für den Strombezug aus dem Netz des Verteilnetzbetreibers. Es ist im Einzelfall abzuwägen, ob eine stationäre Batterie oder bidirektionales Laden wirtschaftlicher ist. Bidirektionales Laden ist nur dann sinnvoll, wenn das Elektrofahrzeug einen Grossteil der Zeit am Haus- oder Gebäudenetz angeschlossen ist, insbesondere bei hoher Photovoltaikproduktion und Lastspitzen. Bei Energiegemeinschaften mit mehreren angeschlossenen Fahrzeugen ist die Wahrscheinlichkeit höher, dass immer ein Elektrofahrzeug am Netz hängt und genutzt werden kann. Die Ertragsmöglichkeiten hängen von der tatsächlichen Reduzierung des Netzbezugs und der Differenz zwischen dem Bezugstarif des Verteilnetzbetreibers und der Einspeisevergütung für die Eigenproduktion der Photovoltaikanlage ab. Bei leistungsabhängigen Tarifen ergibt sich eine zusätzliche Ertragsmöglichkeit durch die Reduktion von Lastspitzen (Peak-Shaving).

4.2 V2G: netz- und systemdienliche Flexibilität und Energie-Arbitrage

Netzdienliche Nutzung von Flexibilität

Eine netzdienliche Steuerung des Ladevorgangs ist mit Smart Charging allein möglich. Anreize hierfür werden heute z.B. durch zeitvariable Tarife (z.B. Hoch- und Niedertarif) gesetzt. Dabei wird das Laden zu Zeiten hoher Netzauslastung mit einem höheren Tarif belastet. Bei zeitvariablen oder dynamischen Netztarifen kann die Ladestation so konfiguriert werden, dass nur zu Zeiten niedriger Preise geladen wird. Zusätzlich kann die Steuerung der Flexibilität an den Verteilnetzbetreiber oder Dritte übertragen werden. Bei Bedarf kann über Smart Charging die Last im Verteilnetz reduziert werden. Durch bidirektionales Laden kann zusätzliche Energie in das Netz eingespeist werden. Eine Vergütung für die Nutzung der Flexibilität ist mit dem Verteilnetzbetreiber oder Dritten vertraglich zu regeln oder kann über spezielle Tarife abgegolten werden. Mögliche Erträge ergeben sich hier vor allem aus der Nutzung eines kostenoptimalen Tarifs für das Laden und einer Vergütung für den direkten Zugriff auf die Flexibilität.

Systemdienliche Nutzung von Flexibilität

Im Pilotprojekt V2X Suisse wurde gezeigt, dass Flexibilität über Vehicle-to-Grid sehr schnell abgerufen werden kann und damit die technischen Kriterien für die Teilnahme am Markt für Primärregelleistung erfüllt sind. Batterien eignen sich hierfür ideal, da positive und negative Leistung symmetrisch vorgehalten werden müssen. Die Leistung eines einzelnen Elektrofahrzeugs ist für eine Marktteilnahme zu gering, weswegen gepoolte Elektrofahrzeugflotten von Aggregatoren vermarktet werden. Durch eine grosse Anzahl gepoolter Elektrofahrzeuge kann die Verfügbarkeit einer definierten Leistung oder Last zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden. Der Markt für Primärregelleistung ist lukrativ, aber relativ klein, was bei einer steigenden Anzahl teilnehmender Elektrofahrzeuge zu Sättigungseffekten führen könnte. Grundsätzlich können die Batterien aber auch zur Vorhaltung von Sekundär- und Tertiärregelleistung eingesetzt werden. Mit dem starken Zubau erneuerbarer Energien steigt zudem auch der Bedarf an Regelleistung.

Energie-Arbitrage

Neben der Bereitstellung von Flexibilität stellt die kurz- und mittelfristige Zwischenspeicherung von Energie in den Batterien der Elektrofahrzeuge aus energiewirtschaftlicher Sicht langfristig die wichtigste Anwendung dar. Die Zwischenspeicherung von Energie kann im Wesentlichen auf zwei Arten monetarisiert werden. Eine Variante sind zeitvariable oder dynamische Energietarife – sowohl für den Bezug als auch für die Einspeisung von Energie. Die Vergütung ergibt sich aus der Differenz zwischen Bezugskosten und Einspeisevergütung. Soweit Netzkosten erstattet werden, fallen diese nicht ins Gewicht. Analog zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt könnten gepoolte Elektrofahrzeugflotten durch einen Aggregator an der Energiebörse vermarktet werden. Der Aggregator würde dann die Elektrofahrzeugbesitzerinnen

und -besitzer für die Nutzung der Batterien vergüten. In solchen Anwendungsfällen könnte man von einer marktdienlichen Nutzung sprechen, da dadurch die Effizienz des Energiemarktes gesteigert werden kann, was letztlich zu niedrigeren Preisen für die Verbraucher führen sollte.

4.3 Zweitnutzung von Batterien (Second Life) und Recycling

Die Herstellung von Elektrofahrzeugbatterien ist ein energie- und ressourcenintensiver Prozess. Die Batterie ist in der Regel die teuerste Einzelkomponente bei einem Elektrofahrzeug. Moderne Batterien verfügen auch nach mehreren hunderttausend Kilometern noch über eine ausreichende Restkapazität. Ein Austausch der Batterien ist bei privaten Elektrofahrzeugen kaum je nötig. Der zusätzliche Einsatz für bidirektionales Laden erhöht den Gesamtnutzen der Batterie. Bei Nutzfahrzeugen mit hohen täglichen Fahrleistungen wie Elektrobussen und Elektrolastwagen ist das anders. Ältere Batterien mit reduzierter Kapazität können noch für stationäre Anwendungen geeignet sein (Re-use, Second Life). Einige städtische Verkehrsunternehmen planen bereits die Zweitnutzung von Batterien als Speicher für Photovoltaikanlagen. Ist eine Zweitnutzung nicht angezeigt, können die wertvollen Bestandteile der Batterie durch Recycling zurückgewonnen werden. In der Schweiz haben sich die relevanten Akteure entlang der gesamten Wertschöpfungskette von der Produktion bis zum Recycling von Batterien in der Organisation iBAT¹⁹ zusammengeschlossen. Viele dieser Akteure sind auch am Projekt CircuBAT²⁰ beteiligt, das sich der Weiterentwicklung der Kreislaufwirtschaft für Batterien von Elektrofahrzeugen widmet.

5 Technische und regulatorische Herausforderungen

5.1 Batteriealterung und Fahrzeugverfügbarkeit

Im Vergleich zum Schnellladen oder Fahren sind die Lade- und Entladeströme beim bidirektionalen Laden sehr gering. Zudem wird die Batterie nur in einem optimalen Bereich, z.B. zwischen 30 und 70 Prozent ihrer Kapazität, genutzt. Eine vorzeitige, signifikante Alterung der Batterie ist daher nicht zu erwarten, sofern die Lade- und Entladevorgänge optimal gesteuert werden.²¹ Ebenso wichtig für die Nutzer des bidirektionalen Ladens ist die Verfügbarkeit des Fahrzeugs. Eine intelligente Steuerung muss sicherstellen, dass immer genügend Restkapazität für den Fahrbetrieb zur Verfügung steht. Gute Algorithmen können hier den Einsatz des bidirektionalen Ladens anhand des typischen Fahrprofils optimieren. Natürlich kann das bidirektionale Laden im Bedarfsfall auch übersteuert und damit eine Vollladung der Batterie erzwungen werden. Auch wenn sich die zusätzliche Nutzung der Elektrofahrzeugbatterie für das bidirektionale Laden aufgrund der hohen Standzeiten anbietet, darf nicht vergessen werden, dass die überwiegende Mehrheit der Menschen ein Elektrofahrzeug mit der Absicht kauft, es für die Fortbewegung zu nutzen. Die bidirektionale Nutzung muss also immer im Hintergrund stattfinden und darf die Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs nicht einschränken. Ähnlich wie bei der Reichweitenangst gibt es auch in Bezug auf die vorzeitige Alterung der Batterie und die Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs Vorbehalte in der Bevölkerung, die es zu berücksichtigen gilt.

5.2 Marktentwicklung bei Elektrofahrzeugen und Ladestationen

Derzeit sind nur sehr wenige Fahrzeugmodelle auf dem Markt, die bidirektionales Laden unterstützen. Ältere asiatische Modelle verwenden dabei den japanischen Ladestandard CHAdeMO, während sich auf dem europäischen Markt der Ladestandard CCS durchgesetzt hat. Auch asiatische Hersteller verwenden für ihre neuen Fahrzeugmodelle auf dem europäischen Markt den CCS-Standard. Zunächst boten nur Nissan und Mitsubishi bidirektionale Elektrofahrzeuge an. Mittlerweile ermöglichen auch weitere Hersteller wie Volkswagen, Ford, Volvo, Hyundai und Kia das bidirektionale Laden mit ihren Elektrofahrzeugen oder haben dies zumindest angekündigt. Dabei ist jedoch zu beachten, dass viele nur eine eingeschränkte Funktionalität anbieten, insbesondere Vehicle-to-Load und teilweise Vehicle-to-Home. Im Falle von Volkswagen sind z.B. zusätzlich die Anzahl der Ladezyklen und die Menge der rückspeisbaren Energie begrenzt. Erschwerend kommt hinzu, dass es sich meist um proprietäre Lösungen handelt, die

¹⁹ iBAT Association. <https://ibat.swiss>

²⁰ CircuBAT. Lithium-Ion Batteries. CircuBAT Project. <https://circubat.ch>

²¹ Christoph Gehbauer, Douglas R. Black, Peter Grant: Advanced control strategies to manage electric vehicle drivetrain battery health for Vehicle-to-X applications. In: Applied Energy, Volume 345, 1 September 2023, 121296.

nur mit bestimmten Ladestationen und Energiemanagementsystemen funktionieren. Eine vollständige bidirektionale Funktionalität im Sinne von Vehicle-to-Grid ist somit nicht gegeben.

Die derzeit auf dem Markt erhältlichen bidirektionalen Ladestationen sind relativ teuer und arbeiten mit Gleichstrom. Es gibt jedoch Bestrebungen einiger Hersteller, eine bidirektionale Funktionalität mit Wechselstrom im Elektrofahrzeug anzubieten, wodurch das Fahrzeug ohne Ladestation direkt an das Netz angeschlossen werden könnte. Es zeichnet sich ab, dass sich in den drei Hauptmärkten Asien, Europa und USA unterschiedliche Ladestandards durchsetzen werden. Unterschiedliche Ladestandards und Technologien erschweren eine schnellere Marktdurchdringung bidirektionaler Fahrzeuge. Auch wenn es in letzter Zeit vermehrt Ankündigungen von Herstellern und internationale regulatorische Bestrebungen gibt, Vehicle-to-Grid stärker zu unterstützen, wird es noch einige Jahre dauern, bis bidirektionale Elektrofahrzeuge einen signifikanten Anteil an der Bestandsflotte ausmachen.

5.3 Netznutzungsentgelt

Im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Energieversorgung mit erneuerbaren Energien wurden die Sonderfälle beim Netznutzungsentgelt neu geregelt. Grundsätzlich sollen alle Speichertechnologien gleichbehandelt werden. Elektrofahrzeuge werden als Speicher mit Endverbrauch eingestuft. In diesem Fall wird das Netznutzungsentgelt nach Art. 14a, Abs. 4, Bst. a des Stromversorgungsgesetzes (StromVG, SR 734.7) auf Antrag zurückerstattet. Damit wird grundsätzlich erreicht, dass Vehicle-to-Grid gegenüber anderen Speichertechnologien wirtschaftlich nicht benachteiligt wird. Die Rückerstattung erfolgt auf Antrag des Speicherbetreibers. Dazu muss der Nachweis über die relevanten Stromflüsse, d. h. die Aus- und Einspeisung ins Netz sowie das Laden und Entladen der Batterie erbracht werden. Mit der Gesetzesänderung wurde eine wichtige regulatorische Hürde beseitigt. Wird das Elektrofahrzeug primär als Energiespeicher genutzt, ist bei vollumfänglicher Rückerstattung des Netznutzungsentgelts nicht gewährleistet, dass der Einsatz netzdienlich erfolgt, da mit zeitvariablen oder dynamischen Netztarifen keine Anreize mehr gesetzt werden können. Im Zusammenhang mit solchen Netztarifen wäre es jedoch möglich, für die Rückerstattung ein konstantes Netznutzungsentgelt zu definieren, das der Tarifperiode mit dem niedrigsten Preis entspricht. Damit bliebe ein gewisser Anreiz zum netzdienlichen Einsatz erhalten und die Vorgaben von Art. 14a StromVG wären erfüllt.

Da ein Elektrofahrzeug als mobiler Speicher an unterschiedlichen Netzanschlusspunkten geladen und entladen werden kann, ergeben sich in der Umsetzung gewisse Herausforderungen hinsichtlich des Nachweises der für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts relevanten Energiemengen. Insbesondere dann, wenn die relevanten Netzanschlusspunkte im Versorgungsgebiet verschiedener Verteilnetzbetreibern liegen. Grundsätzlich muss für eine korrekte Abrechnung über alle Lade- und Entladevorgänge an zentraler Stelle Buch geführt werden. Eine solche Buchführung ist mit einem erheblichen administrativen Aufwand und entsprechenden Kosten für die Strommessung sowie die Datenübertragung und -verarbeitung verbunden.²²

5.4 Herkunftsnachweise

Im derzeitigen System werden Herkunftsnachweise gelöscht, nachdem der Lieferant den Strom an den Verbraucher geliefert hat. Gemäss neuer Definition des Endverbrauchs, welcher nun auch die Speicherung umfasst (Art. 4 Abs. 1 Bst. b StromVG), untersteht der Energiebezug eines Speichers der Deklarationspflicht für die Stromkennzeichnung. Für die nach dem Netzbezug nicht endverbrauchte Strommenge stehen die Herkunftsnachweise zur Verfügung. Da insbesondere ein mobiler Speicher an verschiedenen Netzanschlusspunkten geladen werden kann, ist ein transparentes Monitoring und eine lückenlose Dokumentation für die Rückverfolgbarkeit der Herkunftsnachweise erforderlich. Hinsichtlich der Nachvollziehbarkeit der Herkunftsnachweise ergeben sich somit in der Umsetzung ähnliche Herausforderungen wie beim Nachweis der Energieflüsse für die Rückerstattung des Netznutzungsentgeltes.

Da die Wirtschaftlichkeit des bidirektionalen Ladens hauptsächlich durch die Tarifgestaltung und weniger durch die Einnahmen aus den Herkunftsnachweisen dominiert wird, sollte ein möglichst einfaches Sys-

²² Bundesamt für Energie (BFE): Erfassung und Transfer von Netznutzungsdaten für Speicher mit Endverbrauch. Bern, 12. Juli 2024.

tem zur Abrechnung der Herkunftsnachweise angestrebt werden. Die Nutzung von Herkunftsnachweisen in der Elektromobilität ist bisher nicht geregelt und es stellt sich grundsätzlich die Frage, ob eine detaillierte Regelung unter Kosten-Nutzen-Aspekten überhaupt sinnvoll ist.

5.5 Dynamische Tarife und Vergütung von Flexibilität

Die Bereitschaft, ein Elektrofahrzeug über das bidirektionale Laden netz- und systemdienlich zur Verfügung zu stellen, ist nicht per se gegeben, sondern bedarf bestimmter monetärer Anreize. Dabei ist zwischen verschiedenen Einsatzmöglichkeiten zu unterscheiden:

Der netzdienliche Einsatz von Flexibilität kann grundsätzlich durch dynamische Netznutzungstarife und durch die Vergütung des Zugriffs auf die Flexibilität gefördert werden. Gemäss Art. 17c des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sind die Speicherbetreiber die Eigentümer der Flexibilität. Diese kann von den Verteilnetzbetreibern in ihrem Netzgebiet netzdienlich eingesetzt werden. Die Nutzung der Flexibilität und eine eventuelle Vergütung werden in einem diskriminierungsfreien Vertrag geregelt. Die Vergütung kann auch in einem eigenen Tarif geregelt werden. Im Zusammenhang mit der Sicherstellung des Einsatzes netzdienlicher Flexibilität (Art. 17c Abs. 4 StromVG) wird explizit die Abregelung der Einspeisung genannt, denkbar ist auch die Reduzierung des Ladestroms (im Sinne von Smart Charging) oder die komplette Abschaltung einer Ladestation bei Gefährdung des sicheren Netzbetriebs. Inwieweit in diesem Zusammenhang auch auf die Flexibilität im Sinne der Einspeisung aus der Fahrzeugbatterie über das bidirektionale Laden zugegriffen werden kann, wäre zu regeln. Zu hinterfragen ist, ob die mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien eingeführte Sunshine Regulierung (Art. 22a StromVG) bei den Netzbetreibern die nötigen Anreize setzen kann, diese Flexibilitäten nachzufragen.

Neben der direkten Nutzung der Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber kann der netzdienliche Einsatz auch durch zeitvariable oder dynamische Netznutzungstarife gefördert werden. Grundsätzlich soll ein solcher Tarif die zeitliche Lastsituation im Netz abbilden, wie ursprünglich durch die traditionellen Hoch- und Niedertarife. Eine bessere Abbildung kann durch eine höhere zeitliche Auflösung (z. B. alle 15 Minuten) und kurzfristig im Voraus festgelegte Tarife erreicht werden. Bei einem solchen dynamischen Tarif könnte der Bezug dann z.B. durch eine intelligente Ladestation anhand von definierten Schwellenwerten automatisch geregelt werden. Hierbei ist jedoch unbedingt zu vermeiden, dass durch die gleichzeitige Reaktion bzw. Regelung vieler Verbraucher neue Lastspitzen entstehen.

Um der lokalen Situation im Verteilnetz gerecht zu werden, wäre eine regionale Differenzierung der Tarife wünschenswert. Die Vergütung der netzdienlichen Einspeisung durch bidirektionales Laden und Photovoltaik sollte auch die aktuelle Lastsituation im Netz dynamisch abbilden. Zur besseren Integration erneuerbarer Energien sollte die aktuelle Produktion marktgerecht und dynamisch im Energietarif abgebildet werden. So kann die Zwischenspeicherung von Solarstrom durch Arbitrage wirtschaftlich werden.

5.6 Grundsätzliche Anmerkungen zum Strommarktdesign

Die fehlenden Anreize für einen kosteneffizienten Netzbetrieb durch die geltende kostenbasierte Regulierung können die netzdienliche Nutzung von Flexibilität (dies im Gegensatz zu EU-Ländern mit einer Anreizregulierung) erheblich einschränken. Grundsätzlich ist auch davon auszugehen, dass das derzeitige Grundversorgungsmonopol die Entwicklung innovativer und kundenorientierter Geschäftsmodelle hemmt. Im aktuellen regulatorischen Rahmen bleiben die Entflechtungsbestimmungen, namentlich die Trennung zwischen Netz und Energievertrieb eine Herausforderung. Eine weitergehende Entflechtung der Netzbetreiber und eine stärkere Marktöffnung würden bei den Haushalten und KMU zu einer höheren Vielfalt der Energietarife führen im Vergleich zur heutigen (eher statischen) Grundversorgung.

Ferner ist im Kontext der Umsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien darauf zu achten, dass die Reduktion des Netznutzungsentgelts bei zeitvariablen und dynamischen Tarifen oder bei Entschädigungen für die Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber im Verhältnis zu den einzusparenden Netzkosten steht. Bei den gesetzlichen Rückliefervergütungen (Vergütung aufgrund der Abnahme- und Vergütungspflicht; Art. 15 Energiegesetz; EnG, SR 730.0)

wäre es zudem wünschenswert, wenn diese sich an den relevanten Knappheiten im Markt und Netz orientieren würden, damit sich Anreize für einen netz- oder systemdienlichen Einsatz ergeben.

5.7 Messtechnik und Kommunikation

Bei Vehicle-to-Home und Vehicle-to-Building sind alle interagierenden Systeme, d.h. die Elektrofahrzeuge, die Ladestationen und die Gebäude, in privater Hand. Die Steuerung und Kommunikation kann gemäss den etablierten Protokollen (OCPP und ISO 15118) erfolgen. Eine netz- bzw. systemdienliche Steuerung des Speichers bei Vehicle-to-Grid erfordert den Zugriff durch externe Instanzen, z.B. Verteilnetzbetreiber oder Aggregatoren. Die Rückerstattung der Netznutzungsentgelte sowie die Rückverfolgbarkeit der Herkunftsnachweise erfordern eine lückenlose Dokumentation der Stromflüsse, d.h. der Lade- und Entladevorgänge sowie der Ein- und Ausspeisungen in das Stromnetz. Dies erfordert einerseits die genaue Messung der Stromflüsse und andererseits eine Buchführung der Stromflüsse für jeden Speicher. Diese Buchführung muss durch eine unabhängige externe Instanz und idealerweise über eine zentrale Datenplattform erfolgen. Da es sich beim Vehicle-to-Grid in der Regel um kleine Strommengen von wenigen Kilowattstunden handelt, ist eine kosten- und ressourceneffiziente Lösung für die Messung, Übertragung und Verarbeitung der dazugehörigen Daten erforderlich. Da bei einem mobilen Speicher die Bezugspunkte für die Ein- und Ausspeisung registriert werden müssen, ist auch die datenrechtliche Situation zu klären.

Die Ladestation ist die entscheidende Schnittstelle für den Netzanschluss eines Elektrofahrzeugs. Dabei kann die Ladestation sowohl mit dem Elektrofahrzeug als auch mit dem Stromnetz kommunizieren. Ein international einheitlicher und weit verbreiteter Standard hierfür ist die Norm ISO-15118, die derzeit in verschiedenen Versionen implementiert ist. Da es sich um einen relativ offenen Standard handelt, gibt es Raum für proprietäre Lösungen. Eine vollständige Interoperabilität zwischen verschiedenen Elektrofahrzeugen, Ladestationen, Energiemanagementsystemen und Netzen ist derzeit nicht gegeben. Die unzureichende Interoperabilität führt zu Unsicherheiten bei den Marktakteuren und verhindert eine schnellere Diffusion von Vehicle-to-Grid.

5.8 Bilanzgruppenmanagement

Jeder Messpunkt muss einer Bilanzgruppe zugeordnet werden. Befinden sich z.B. hinter einem Messpunkt Produktion (Photovoltaik) und Speicher, so sind Fälle denkbar, in denen die Rücklieferung an unterschiedliche Abnehmer – gegebenenfalls in unterschiedlichen Bilanzgruppen – erfolgt. Da im heutigen System nur eine Partei für die Ausgleichsenergie zuständig ist, müssen neue Lösungen für das Bilanzgruppenmanagement gefunden werden.

6 Schlussfolgerung

Bidirektionales Laden und Smart Charging können als flexible Elemente das Energiesystem unterstützen. Mit Smart Charging können Lastspitzen vermieden werden, da das Laden in Zeiten geringer Netzauslastung verschoben werden kann. In Privathaushalten und Energiegemeinschaften kann bidirektionales Laden eingesetzt werden, um den Eigenverbrauch der Photovoltaikproduktion zu erhöhen und Lastspitzen zu brechen. Beides entlastet die vorgelagerten Netze und das Energiesystem insgesamt.

Durch die Rückspeisung von Energie aus den Batterien der Elektrofahrzeuge in das Stromnetz kann die Netzstabilität verbessert werden. Dies reduziert die Notwendigkeit teurer Investitionen in zusätzliche Infrastruktur oder Reservekapazitäten, um Spitzenlasten zu bewältigen. Bidirektionales Laden unterstützt die Integration erneuerbarer Energien wie Wind- und Solarenergie, indem überschüssige Energie zwischengespeichert und bei Bedarf wieder ins Netz eingespeist werden kann. Indem Haushalte und Unternehmen ihre eigenen Energiequellen besser nutzen und überschüssige Energie zurück ins Netz speisen können, können die Stromproduktion effizienter und die Abhängigkeit von Importen verringert werden. Durch die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien und die Optimierung des Stromverbrauchs kann bidirektionales Laden zur Verringerung der Treibhausgasemissionen beitragen.

Die Elektromobilität könnte im zukünftigen Energiesystem einen entscheidenden Beitrag zur besseren Integration der Photovoltaikproduktion leisten. Durch das Laden in der Mittagszeit kann ein grösserer

Teil der maximalen Photovoltaikproduktion aufgenommen und damit eine Abregelung vermieden oder zumindest reduziert werden. Ein Teil der im Elektrofahrzeug zwischengespeicherten Energie kann in den Abend- und Nachtstunden ins Netz eingespeist werden. Hier ist die Konvergenz von Photovoltaik und Elektromobilität zu beachten: Der Anteil beider Technologien wächst mit ähnlicher Geschwindigkeit und sie werden oft in räumlicher Nähe zueinander eingesetzt. Eine vorausschauende und sorgfältige Planung der Netzbetreiber kann unnötigen Netzausbau vermeiden. Diese für das Gesamtsystem wichtige Nutzung des bidirektionalen Ladens erfordert jedoch Wettbewerb und den Zugang zum Energiemarkt (z.B. über Aggregatoren) sowie dynamische Netz- und Energietarife. Durch eine Reduzierung von Abregelung und damit einer besseren Integration von Photovoltaik oder anderen erneuerbaren Energien können Importe und damit die Abhängigkeit vom Ausland reduziert und Systemkosten optimiert werden.

Die Flexibilität von Smart Charging und bidirektionalem Laden kann zur Entlastung der Verteilnetze beitragen. Abgesehen von zeitvariablen und dynamischen Tarifen und Vergütungen für die Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber fehlen derzeit Geschäftsmodelle, um die Bereitstellung von Flexibilität zu vergüten. Lediglich der Zugang zum Markt für Regelleistung über Aggregatoren ist derzeit geregelt. Unabhängig von der Anwendung und den Geschäftsmodellen hängt die Wirtschaftlichkeit des bidirektionalen Ladens massgeblich von den Kosten der Ladeinfrastruktur ab. Die Erträge aus dem bidirektionalen Laden müssen die Investitionskosten über die Lebensdauer des Elektrofahrzeugs deutlich übersteigen. Dies ist bei den derzeit hohen Preisen für bidirektionale Ladestationen nur mit speziellen Geschäftsmodellen möglich. Mit einer stärkeren Verbreitung des bidirektionalen Ladens und einem grösseren Angebot an Elektrofahrzeugen, die bidirektionales Laden unterstützen, ist jedoch mit einem starken Preiszerfall bei den bidirektionalen Ladestationen zu rechnen.

Im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wurden verschiedene Speichertechnologien hinsichtlich des Netznutzungsentgeltes gleichgestellt. Damit entfällt ein wesentliches Hemmnis. Aus regulatorischer Sicht ist für die Wirtschaftlichkeit von bidirektionalem Laden ein diskriminierungsfreier und gleichberechtigter Zugang zu Energie-, Regel- und Flexibilitätsmärkten sicherzustellen. Das Zusammenspiel von diversen Akteuren mit unterschiedlichen Interessen bleibt eine technische und regulatorische Herausforderung. Insbesondere die Steuerung, Kommunikation, Strommessung und Abrechnung stellen nicht zu unterschätzende technische und regulatorische Herausforderungen dar.