



Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement – BDL“

Positionspapier

Bidirektionales Lademanagement im Kontext von
Vehicle-to-Home (V2H)
(Eigenverbrauchserhöhung)



bayernwerk

KEO

KOSTAL

tennet

FFE

Inhalt

Kurzzusammenfassung.....	3
1. Hintergrundinformationen zum Konsortium und Use Case.....	4
2. Identifizierte relevante Themenbereiche für die Eigenverbrauchserhöhung durch bidirektionale Elektrofahrzeuge.....	6
2.1 Technische Netzanschlussbedingungen („TAB's“).....	6
Internationale Betrachtung (Europa).....	7
2.2 Messwerterfassung und abrechnungsrelevante Themen im Use Case.....	7
2.3 Standardisierung der Kommunikation und Interoperabilität.....	11
2.4 Modelle der Bundesnetzagentur zur Marktintegration ausgeförderter und neuer Prosumer-Anlagen.....	11
2.5 Drosselung auf 70 % der Wirkleistungseinspeisung bei PV-Anlagen.....	12
2.6 Netzentgelte, Netzzumlagen, Abgaben und Steuern im Use Case Eigenverbrauchserhöhung.....	13
2.7 Mögliche Effekte auf den Finanzierungsrahmen der Umlagen und Abgaben.....	15
3. Ausblick.....	15
4. Fazit.....	16
5. Literatur.....	18

Kurzzusammenfassung

Dieses Positionspapier zeigt relevante Themenbereiche im Bereich der Regulierung auf, um bidirektionale Elektrofahrzeuge sinnvoll und umfänglich in das Energiesystem integrieren zu können. Der Fokus dieses Positionspapiers liegt auf dem Anwendungsfall Eigenverbrauchserhöhung, bei dem das Elektrofahrzeug als Zwischenspeicher für selbsterzeugte Energie (z. B. durch eine Photovoltaik-Anlage) dient. Aktuell sind bidirektionale Elektrofahrzeuge bzw. mobile Speicher hierbei in der Regulierung bzw. im Gesetz nicht eindeutig geregelt. Folgende Positionen wurden für diesen Anwendungsfall erarbeitet und im Folgenden im Detail dargestellt:

Die **technischen Anschlussbedingungen** für bidirektionale Elektrofahrzeuge, welche im Fall des „Energiebezugs“ als Lasten und im Fall von „Energiefieferung“ als Erzeugungsanlagen gesehen werden, sind nur für den „Energiebezugsfall“ durch die VDE-AR-N 4100 ausreichend definiert. Für den Rückspeisefall sollte die VDE-AR-N 4105 neben den stationären Speichern auch bidirektionale Elektrofahrzeuge einschließen. Ebenso ist eine Vereinheitlichung der ENTSO-E Gridcodes zu EN-Normen wünschenswert.

Die **Messwerterfassung** muss, aufgrund der derzeitigen Vorgaben im EEG, für einen Teil der Anlagen im Anwendungsfall Eigenverbrauchserhöhung die bilanzierungsrelevante 15 min-Messwerterfassung durch registrierte Leistungsmessung (RLM) oder perspektivisch als Zählerstandsgangmessung durch ein intelligentes Messsystem (iMSys) erfolgen. Diese Notwendigkeit erfordert teilweise teure Messkonzepte, welche durch pauschale Regelungen zur Umlagepflicht bei Eigenverbrauch vereinfacht werden könnten (z.B. Letztverbraucherstatus Speicher). Der Einsatz eines iMSys, im Vergleich zu einer RLM-Messung, kann die Kosten für die Messwerterfassung erheblich reduzieren, weswegen dessen Rollout beschleunigt werden sollte.

Die **Kommunikation** am Netzanschlusspunkt sollte zur Sicherstellung der Interoperabilität standardisiert werden. Hierzu bietet sich die Einführung des EEBUS-Standards als Applikationsprotokoll im Smart Meter Gateway an.

Das **Marktmodell** für Prosumer-Anlagen der Sonstigen Direktvermarktung („Markt-Option“) wird von den aktuell vorgeschlagenen Varianten der Bundesnetzagentur (BNetzA) als am geeignetsten angesehen. Innerhalb dieser Markt-Option wird der Vorschlag der kleinen Direktvermarktung vom Konsortium begrüßt.

Die Teilnahmeverpflichtung am **Einspeisemanagement bzw. zukünftig Redispatch** oder der statischen Drosselung von PV-Anlagen sollte im Zuge der zunehmenden V2H als auch V2G Anwendungen geändert werden. Sowohl die feste als auch die variable Abregelung von kleineren PV Anlagen (statisch auf 70 %) sollte zukünftig durch eine dynamische Abregelung, wie sie aktuell auf Standardisierungs- und Gesetzesebene in Entwicklung ist, ersetzt werden. Diese sieht eine stufenlose und ferngesteuerte Reduktion der Einspeiseleistung durch den Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt vor, welche gebündelt für alle dahinterliegenden Erzeuger gilt.

Sämtliche **Netzentgelte, Netzzumlagen, Abgaben und Steuern** sind im Bezugsfall bzw. beim Laden zu entrichten. Für den Rückspeisefall bzw. das Entladen wird vorgeschlagen die „De-minimis-Regelung“ des EEG (§ 61a Nr.4) von 10 auf 11 kW anzuheben, damit bei Standard-Wallboxen im Rückspeisefall keine EEG-Umlage bezahlt werden muss.

Die Auswirkungen einer verstärkten Eigenbedarfsoptimierung in Kombination mit zusätzlichem Verbrauch durch Elektromobilität auf den Finanzierungsrahmen der Umlagen und Abgaben (Stichwort „**Entsolidarisierungseffekt**“), auch im Hinblick auf unterschiedliche Lade- und Entladeorte, werden im Projekt aktuell noch untersucht, weshalb hier noch nicht vorgegriffen werden kann.

1. Hintergrundinformationen zum Konsortium und Use Case

Im Projekt BDL (Bidirektionales Lademanagement) entwickeln Projektpartner aus der Automobilbranche, der Energiewirtschaft und der Wissenschaft nutzerfreundliche, technische Lösungen für bidirektionale Elektrofahrzeuge und setzen diese in einem Feldtest mit 50 BMW i3 ein. Im zukünftigen Energiesystem können Elektrofahrzeuge eine wichtige Rolle übernehmen, weshalb ein intelligentes Zusammenspiel von Fahrzeugen, Ladeinfrastruktur, Stromnetzen und Elektrizitätsmärkten zu entwickeln ist. Bidirektionale Elektrofahrzeuge könnten so geladen und entladen werden, dass sie netzdienlich sind und/oder den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Stromnetz optimieren. Hierzu wird im BDL-Projekt die Leistung und Speicherkapazität der Elektrofahrzeuge in verschiedenen Anwendungsfällen (Use Cases) genutzt.

Neben dem Konsortialführer der BMW AG besteht das Konsortium aus KOSTAL Industrie Elektrik GmbH, TenneT TSO GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, KEO GmbH, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE), Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und der Universität Passau. Über das FFE-Verbundprojekt werden zusätzlich die Bayernwerk AG, die IAV GmbH, die illwerke vkw AG, die innogy SE, die LEW Verteilnetz GmbH, die rhenag Rheinische Energie AG, die Stadtwerke München GmbH, die SOLARWATT GmbH, die TransnetBW GmbH, die Uniper SE sowie die Viessmann Werke GmbH & Co. KG in das Projekt eingebunden. Dies ermöglicht einen Erfahrungsaustausch, welcher die komplette energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette abdeckt und das Herausarbeiten von Lösungen, die in der Breite akzeptiert sind, beschleunigt. Das Forschungsprojekt wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert (Förderkennzeichen: 01MV18004).

Die Anwendungsfälle des bidirektionalen Lademanagements orientieren sich an den Bedarfen der Fahrzeugnutzer. Hierzu wurden die Anwendungsfälle basierend nach Ihrem Erlösort in drei Cluster gegliedert (siehe Abbildung 1). In den Gruppen Vehicle-to-Home und Vehicle-to-Business ist der Anwendungsfall hinter der Messeinrichtung beim Anwender eingeordnet. Im Cluster Vehicle-to-Grid sind alle Use Cases eingeordnet, welche Netzdienstleistungen, den Energiemarkt oder Systemdienstleistungen betreffen.

Gruppe	Use Case	Erlös-Ort	Kunden-gruppe	Regelung
V2H	Eigenverbrauchserhöhung			Lokal
V2H	Tarifoptimiertes Laden/Entladen			Lokal
V2H	Notstromversorgung			Lokal
V2G	Intraday-Handel			Zentral
V2G	Day-Ahead Handel			Zentral
V2G	Primärregelleistung (PRL)			Lokal
V2G	Lokale Netzdienstleistung (§14a)			Zentral
V2G	Redispatch			Zentral
V2G	Blindleistungsbereitstellung			Zentral
V2B	Spitzenlastkappung (Peak Shaving)			Lokal
V2B	Flottenmanagement			Lokal
Mobil	Mobile Powerbox	-		Lokal

Legende

- Zu Hause/SLP-Kunde
- Gewerbe/ RLM-Kunde
- Netz/Markt/System

Abbildung 1: Use Cases im BDL Projekt

Basis aller Anwendungsfälle ist es, auf sichere, interoperable und standardisierte Kommunikationstechnologien aufzusetzen. Neben OCPP (Open Charge Point Protocol), zur Kommunikation zwischen Wallbox und Betreiberbackend, stehen EEBUS (als Applikationsprotokoll auch im Smart Meter Gateway) und das intelligente Messsystem (iMSys), für die lokale Kommunikation, im Zentrum des Projektes. Da regulatorische Vorgaben idealerweise Hand in Hand mit normativen Vorgaben laufen, ist ein permanenter, aktiver Austausch mit den relevanten Normungsgremien Projektbestandteil. Insbesondere mit Blick auf die neuen Vorgaben zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) übernimmt das BDL Projekt die

Rolle als „Reallabor“ zur Umsetzung und zum Testen der aktuellen gesetzlichen und verordnungsrechtlichen Entwicklungen.

Im Rahmen des Projekts werden Use Case spezifische Positionspapiere erstellt, in welchen die regulatorischen und gesetzlichen Änderungen dargestellt werden, die notwendig sind, um den jeweiligen Use Case in der Praxis effizient und rechtssicher umzusetzen. Im vorliegenden Positionspapier wird der Use Case Eigenverbrauchserhöhung des Themenkomplexes Vehicle-to-Home betrachtet. Grundsätzlich merken die Projektpartner an, dass innerhalb des geltenden regulatorischen und gesetzlichen Rahmens der Use Case in wesentlichen Teilen bereits heute umsetzbar ist, jedoch gibt es Unschärfen und Optimierungsvorschläge, welche im Folgenden aufgezeigt werden sollen. Im gesetzlichen Rahmen wird sog. bidirektionalen Elektrofahrzeugen, d.h. Fahrzeugen, die bidirektional laden können, noch nicht ausreichend Rechnung getragen.

Der folgende Use Case hat Haushaltskunden¹ mit einer Photovoltaik-Anlage (siehe Abbildung 2) vor Augen. Dabei werden der Speicher des Elektrofahrzeugs und die PV-Anlage genutzt, um den Netzbezug des Haushalts zu optimieren. Bei einem Überschuss an elektrischer Energie durch die PV-Anlage wird das Fahrzeug (soweit verfügbar) geladen und bei einem Netzbezug des Haushaltes wird das Fahrzeug (wenn möglich) soweit entladen, dass die Haushaltslast gedeckt werden kann. So kann der Bezug aus dem Netz (und in der Folge die Höhe der Netzentgelte und Netzumlagen/-abgaben) minimiert werden. Weitere Details können der folgenden Darstellung entnommen werden.

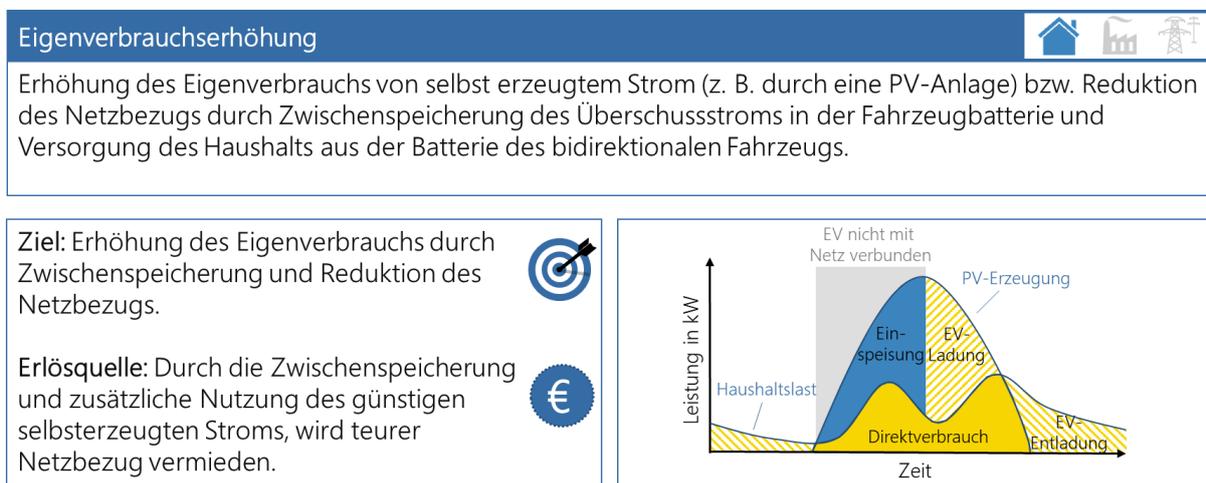


Abbildung 2: Vehicle-to-Home Use Case Eigenverbrauchserhöhung

Aus Kundensicht soll mit der Speicherkapazität des Elektrofahrzeugs in Verbindung mit einer EEG-Anlage (i. d. R. einer PV-Anlage) der Eigenverbrauchsanteil erhöht werden (siehe oben). Die Motivation des Kunden für den Use Case hat verschiedene Gründe. Wirtschaftlich möchte der Kunde seine Strombezugskosten reduzieren. Auch sollen die CO₂-Emissionen seines Strombedarfs gesenkt werden. Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft hat im Projekt Dynamis (www.ffe.de/dynamis) bereits umfangreiche Analysen zum CO₂-Verminderungspotenzial verschiedener Technologien im deutschen Energiesystem durchgeführt. Dabei konnte festgestellt werden, dass PV-Anlagen unter den Strombereitstellungstechnologien besonders niedrige Verminderungskosten aufweisen. Elektrofahrzeuge auf der anderen Seite stellen im Verkehrssektor eine kosteneffiziente Maßnahme zur Verminderung von CO₂Emissionen dar. Zudem zeigen erste Analysen zur emissionsoptimierten, unidirektionalen Ladesteuerung dieser Fahrzeuge bereits ein signifikantes Potenzial zu einer weiteren Minderung der betrieblichen Emissionen [1].

Eine ausführliche Bewertung von uni- und bidirektionaler Ladesteuerung wird im BDL-Projekt vorgenommen. Am Ende der Projektlaufzeit¹ wird es zu diesen Themen fundierte wissenschaftliche

¹ Letztverbraucher unter 100.000 kWh/Jahr § 12 Abs. 1 StromNZV.

Bewertungen geben. Diese Bewertung wird zum einen eine Kundensicht und zum anderen eine Systemsicht beinhalten. In der Kundensicht werden für einzelne Kunden zum einen die Strombezugskosten und zum anderen die CO₂-Emissionen berechnet. In der Systemsicht werden die Auswirkungen auf das Gesamtsystem hinsichtlich der Kosten als auch der CO₂-Emissionen eingeordnet. Dieser Analyse wird mit diesem Positionspapier nicht vorgegriffen. In diesem Positionspapier werden die sinnvollen regulatorischen und gesetzlichen Änderungen im Vehicle-to-Home Use Case Eigenverbrauchserhöhung thematisiert.

2. Identifizierte relevante Themenbereiche für die Eigenverbrauchserhöhung durch bidirektionale Elektrofahrzeuge

Im Folgenden werden identifizierte relevante Themenbereiche für bidirektionale Elektrofahrzeuge im Use Case Eigenverbrauchserhöhung beschrieben. Zusätzlich werden Lösungsansätze zu Herausforderungen relevanter Themen vorgeschlagen. Diese Aussagen beziehen sich, soweit nicht anders gekennzeichnet, auf die Situation in Deutschland. Grundprämisse der folgenden Interpretationen ist, dass eine Rückspeisung des Elektrofahrzeugs über den Hauptzähler in das allgemeine Versorgungsnetz, soweit technisch möglich, vermieden wird, da dies im betrachteten Use Case nicht notwendig ist. Grund hierzu sind andere regulatorische Rahmenbedingungen sowie ein unterschiedlicher Fokus des Anwendungsfalls Vehicle-to-Home. Derzeit existieren noch keine expliziten Regelungen für die energiewirtschaftliche und technische Einbindung mobiler Speicher.

2.1 Technische Netzanschlussbedingungen („TAB's“)

Bidirektional an das öffentliche Versorgungsnetz angeschlossene Elektrofahrzeuge sind aus technischer Sicht im Falle vom Strombezug Lasten, im Falle der Stromeinspeisung Erzeuger. Für den Strombezug gilt in Deutschland als Technische Anschlussrichtlinie die VDE-AR-N 4100 („Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb“). In dieser Anwendungsregel sind Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge im Anwendungsbereich ausdrücklich erwähnt. Weiterhin sind im Kapitel 10.6 explizite technische Anforderungen für solche Ladeeinrichtungen enthalten. Diese sind auf den Betriebsfall „Energiebezug“ beschränkt und umfassen insbesondere Anforderungen zu:

- Lastmanagement
- Obergrenze für Blindleistung
- Wirkleistungssteuerung
- Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz

Darüber hinaus gelten natürlich eine Reihe von Anforderungen, die allgemein für alle Lasten aufgestellt sind, wie z. B.:

- Phasensymmetrie
- Netzurückwirkungen (Oberschwingungen, Flicker)

Die technischen Netzanschlussbedingungen für den Betriebsfall „Energiebezug“ sind aus aktueller Sicht für Deutschland in der VDE-AR-N 4100 eindeutig und ausreichend beschrieben. [2]

Für den Betriebsfall „Energiefreisetzung“, also das Rückspeisen aus dem Fahrzeug ins Netz, verweist die VDE-AR-N 4100 auf die Technische Anschlussrichtlinie VDE-AR-N 4105 („Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“). In dieser Anschlussregel sind allerdings E-Fahrzeuge bzw. deren Batterien und Ladeeinrichtungen weder im Anwendungsbereich noch bei den technischen Anforderungen erwähnt. Da aus technischer Sicht für das Verhalten am Netz aber kein Unterschied besteht zwischen allgemeinen (stationären) Speichern und bidirektional betriebenen Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge sollte der Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4105 ausdrücklich auch bidirektional betriebene E-Fahrzeuge einschließen und hierfür die technischen Anforderungen der stationären Speicher übernommen werden.

Dies gilt insbesondere für Anforderungen zu:

- Statische Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung
- Dynamische Netzstützung
- Wirkleistungsabgabe (spannungs-/frequenzabhängig; ext. gesteuert)
- Kurzschlussstrombeitrag o Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz)

Im BDL-Projekt werden die Prototypen für den Feldtest so ausgeführt, dass sie sich entsprechend der Anforderungen für stationäre Speicher verhalten. [2], [3]

Internationale Betrachtung (Europa)

Im europäischen Rahmen werden von der ENTSO-E Gridcodes vorgegeben. So gilt z. B. der Gridcode „Requirements for generators“ (RfG) für Erzeugungsanlagen. Allerdings stellen diese Gridcodes nur relative weit gefasste Rahmenbedingungen auf und lassen den jeweiligen Regelsetzern viel Spielraum bei der Umsetzung in nationale Technische Anschlussbedingungen. Da zur Bestätigung der Einhaltung der Technischen Anschlussbedingungen im Allgemeinen in den Ländern unabhängige Zertifizierungen gefordert werden, ergibt sich hierdurch für die Hersteller ein hoher finanzieller, zeitlicher und administrativer Aufwand. Es wäre daher wünschenswert, die Geräteanforderungen aus den europäischen Gridcodes in Form von europäischen EN-Normen bei CENELC zu vereinheitlichen. Die DIN EN 50549-1 („Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen“) bietet hierfür erste Ansätze, deckt aber bei weitem noch nicht alle Anforderungen ab und lässt weiterhin viele nationale Spielräume.

2.2 Messwerterfassung und abrechnungsrelevante Themen im Use Case

Für den Anwendungsfall Eigenverbrauchserhöhung sind aus messtechnischer Sicht verschiedene Fälle zu unterscheiden. Je nach Fallart kann eine Nachweisführung in Form einer bilanzierungsrelevanten 15 min Messwerterfassung notwendig sein, welche durch eine registrierte Leistungsmessung (RLM) oder perspektivisch das iMSys umgesetzt werden kann, ansonsten reicht ein Standardlastprofil-Zähler (SLP) ohne hochaufgelöste Messwerterfassung (jährliche Erfassung des Energieverbrauchs am Zähler). Für die 15 min Messwerterfassung fallen für jede Messeinrichtung (Messlokation) im Vergleich zur SLP-Messung höhere Kosten an, wobei sich die Kosten für das iMSys an bestimmten Einspeiseleistungen und/oder Jahresenergieverbräuchen der Anlage(n) orientiert sowie zusätzlich an der benötigten Anzahl an Messeinrichtungen. Die Anzahl der benötigten Messeinrichtungen kann je nach Anwendungsfall variieren. Gleichzeitig ergeben sich durch die neuen Messeinrichtungen aber auch für alle Marktteilnehmer ein besserer Kenntnisstand hinsichtlich des Verbrauchs- und Einspeiseverhaltens, welcher wiederum z.B. für eine bessere Vermarktungsstrategie oder effizientere Netzführung genutzt werden kann.

Die Anwendungsfälle zur Eigenverbrauchserhöhung bei Personenidentität von Anlagenbetreiber und Letztverbraucher, welche eine Auswirkung auf das Messkonzept haben, werden im Folgenden stichpunktartig aufgeführt, und zusammen mit dem jeweiligen Messkonzept näher beschrieben. Hierbei soll erwähnt werden, dass unterschiedliche Energieträger wie z. B.: PV-Anlagen, Speicher oder KWK-Anlagen nicht bezüglich der gesetzliche festgelegten 10 kW-Grenze zusammengefasst, sondern einzeln betrachtet werden. D. h. jede der Anlagen wird einzeln bezüglich der 10 kW-Grenze betrachtet (vgl. § 24 EEG). Handelt es sich dagegen um gleiche Energieträger, z. B. drei PV-Anlagen in räumlicher Nähe, welche alle Grünstrom erzeugen und innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind, fallen die Anlagen nach § 24 EEG nicht unter die „De-minimis-Regelung“ nach § 61a Nr. 4 EEG und werden diesbezüglich zusammengerechnet. Weiterhin ist bei EEG-Anlagen (z. B. PV-Anlagen) zwischen Neuanlagen, Bestandsanlagen und ausgeförderten Anlagen zu unterscheiden, wobei unterschiedliche Regelungen anhand der jeweilig gültigen EEG-Fassung auftreten können. Für die Anwendungsfälle ist zu beachten, dass der Speicher, also die Ladeeinrichtung der Elektrofahrzeuge, Strom aus dem Netz – teilweise an unterschiedlichen Orten – bezieht, weshalb die Energie als Graustrom einzustufen ist. Zudem sind prinzipiell alle weiteren

Zähler innerhalb eines Messkonzepts bei notwendiger Nachweisführung mittels bilanzierungsrelevanter 15 min Messwerterfassung auszuführen, insofern die EEG-Umlage anlagenscharf ermittelt wird. Als Referenz für die Anwendungsfälle dient eine PV-Bestandsanlage, die den Regelungen des EEG 2017 unterliegt.

Fall 1: Die installierte Leistung der PV-Anlage beträgt ≤ 10 kW

- In diesem Fall muss der Kunde keine EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch (z. B. Einspeisen in das Elektrofahrzeug) entrichten („De-minimis-Regelung“, § 61a Nr. 4 EEG) und unterliegt keiner gesonderten Nachweisführung (keine 15 min Messwerterfassung notwendig).
- **Anmerkung:** § 61b Abs. 2 des Entwurfs für das EEG 2021 sieht eine Befreiung der EEG-Umlage bei Eigenverbrauch vor, wenn eine Anlage eine installierte Leistung von höchstens 20 kW besitzt, in dieser in einem Kalenderjahr ausschließlich erneuerbare Energien eingesetzt worden sind und seit der Inbetriebnahme nicht mehr als 20 Kalenderjahre inklusive des Inbetriebnahmejahres vergangen sind. Dementsprechend ändern sich unter Berücksichtigung des § 61b Abs. 2 EEG 2021 folgende Anwendungsfälle in diesem Positionspapier vereinfacht wie folgt: „Fall 1: installierte Leistung der PV-Anlage beträgt ≤ 20 kW“ und „Fall 2: installierte Leistung der PV-Anlage beträgt > 20 kW“.

Fall 2: Die installierte Leistung der PV-Anlage beträgt > 10 kW

- In diesem Fall muss der Kunde 40 % EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch entrichten, wenn nachgewiesen werden kann, dass es sich um reinen Grünstrom handelt, was bei einer PV-Anlage der Fall ist (§ 61b EEG). Aus diesem Grund ist eine Nachweisführung notwendig. Dies gilt ebenso, wenn mehrere PV-Anlagen zusammengefasst werden und zusammengerechnet die 10 kW-Grenze überschreiten, insofern diese innerhalb von 12 Monaten angemeldet werden. Auf eine bilanzierungsrelevante 15 min Messwerterfassung des Eigenverbrauchs kann verzichtet werden, wenn eine Schlechterstellung auf den kompletten Eigenverbrauch (auch Strom aus der PV-Anlage und auf Speicherverluste) 100 % EEG-Umlage statt einer ggf. auf 40 % verminderten Umlage bezahlt wird; in diesem Fall ist ein Messkonzept mit SLP-Zählern ausreichend. [4]

Fall 3: Die max. Entladeleistung der Ladeeinrichtung des Elektrofahrzeugs für die Rückspeisung beträgt ≤ 10 kW

- Das Elektrofahrzeug selbst wird im Sinne des EEGs nicht als Anlage gesehen, da dieses beweglich ist. Vielmehr wird die Ladeeinrichtung (in diesem Fall Rückspeiseeinrichtung) in Form eines konkreten Ortes des Elektrofahrzeugs, in welchem der Batteriespeicher integriert ist als eine Anlage gewertet.
- Unter der Voraussetzung, dass bzgl. des jeweiligen E-Fahrzeugs kein Nachweis geführt werden kann, dass es ausschließlich mit 100 % Grünstrom geladen wird, handelt es sich um eine Graustromerzeugungsanlage. Dies ist im Hinblick auf die Möglichkeit wechselnder Ladestandorte zu berücksichtigen. Die Ladeeinrichtung (Rückspeiseeinrichtung) des Elektrofahrzeugs wird wie eine Speichereinheit betrachtet. Aufgrund der Leistungshöhe (≤ 10 kW) ist keine EEG-Umlage bei der Rückspeisung ins Heimnetz für den Eigenverbrauch zu entrichten („Deminimis-Regelung“ bei Personenidentität, § 61a Nr.4 EEG) und somit auch keine Nachweisführung notwendig.

Fall 4: Die max. Entladeleistung der Ladeeinrichtung des Elektrofahrzeugs für die Rückspeisung beträgt > 10 kW

- Unter der Voraussetzung, dass bzgl. des jeweiligen Elektrofahrzeugs kein Nachweis geführt werden kann, dass es ausschließlich mit 100 % Grünstrom geladen wird, handelt es sich um eine Graustromerzeugungsanlage. In diesem Fall ist aufgrund der Leistungshöhe 100 % EEG-Umlage auf die angefallenen Energiemengen bei der Rückspeisung für den Eigenverbrauch zu entrichten. Aus diesem Grund ist eine Nachweisführung notwendig. Allerdings greift grundsätzlich die Anrechnungsmöglichkeit des § 61l EEG 2017.

- **Anmerkung:** Kann jedoch nachgewiesen werden, dass die Batterie in dem Kalenderjahr ausschließlich Grünstrom bei Personenidentität des Anlagenbetreibers beinhaltet, wären in diesem Fall ebenso wie bei der PV-Anlage mit > 10 kW lediglich 40 % der Umlage nötig § 61b EEG.

Für die verschiedenen Fallarten für den Use Case Eigenverbrauchserhöhung sind unterschiedliche Messkonzepte anzuwenden. Diese sind:

- Mehrere Eigenversorgungsanlagen mit 15 min Messwerterfassung, „gewillkürte Vorrangregelung“ (RLM, iMSys) (*Der Anlagenbetreiber muss erklären, welche Erzeugungsanlage vorrangig als Netzeinspeisung und welche vorrangig als Eigenversorgung verwendet wird*)
- Selbstverbrauch mehrerer Erzeugungseinheiten (Kaskade) (SLP/RLM, iMSys)
- Speichersystem ohne Netzeinspeisung ohne Netzbezug (Standardfall) (SLP/RLM, iMSys)
- Speichersystem ohne Netzeinspeisung ohne Netzbezug (Standardfall) mit Umlagepflicht (nach EEG) (SLP/RLM, iMSys)

Allgemein

Im Folgenden wird ein Überblick über Anmelde- und Zustimmungspflichten bei der Inbetriebnahme von Ladeeinrichtungen erwähnt. Liegt die Summenbemessungsleistung der Ladeeinrichtungen des Elektrofahrzeugs in der Kundenanlage bei ≤ 12 kVA (§ 19 Abs. 2 NAV, TAB) unterliegt die Inbetriebnahme in der Niederspannung einer (kostenlosen) Anmeldepflicht bei dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber.

Beträgt die Summenbemessungsleistung der Ladeeinrichtungen in der Kundenanlage jedoch > 12 kVA (§ 19 Abs. 2 NAV, TAB) unterliegt die Inbetriebnahme in der Niederspannung einer Zustimmungspflicht durch den jeweiligen Verteilnetzbetreiber. Der Vorgang der Zustimmungspflicht selbst ist kostenlos und kann nicht unbegründet verweigert werden, wird vom VNB jedoch eine Steuerungsmöglichkeit vom Kunden gefordert, liegt die entsprechende Umsetzungspflicht beim Kunden, der ggf. auch die notwendigen finanziellen Aufwendungen zu tragen hat.

Ist ein Ladepunkt rückspeisefähig (im Use Case für die Eigenverbrauchserhöhung), durchläuft dieser zusätzlich den Anmeldeprozess einer Einspeiseanlage. Die Anforderungen hierzu sind im Kapitel 2.1 des Positionspapiers genauer erläutert.

Für den Messstellenbetrieb können weitere Kosten entstehen. Diese können unterschiedlich sein, je nachdem ob diese Aufgabe durch einen grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) oder einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber (wMSB) durchgeführt wird, wobei Ersterer gesetzlichen Preisobergrenzen unterliegt. Die maximale Einspeiseleistung bzw. die Jahresbezugsmengen können bei der Ausstattung mit einem iMSys durch den gMSB zu unterschiedlichen Kosten führen. Die Realisierung eines Messkonzeptes kann durch den Einsatz des iMSys statt einer RLM-Messung Kosten für den Verbraucher einsparen. Dies soll folgendes Beispiel verdeutlichen:

Situation: 5-Personenhaushalt mit einem Jahresenergiebezug von 5.200 kWh, einer PV-Anlage mit 19 kW sowie einer Wallbox über die das Fahrzeug mit einer maximalen Leistung von 11 kW rückspeisen kann:

Hierfür wird eine bilanzierungsrelevante 15 min Messwerterfassung notwendig, welche sich bezüglich der aktuellen Preisblätter stand heute (30.08.2020) folgendermaßen widerspiegelt:

- RLM: $3 \times 495,96 \text{ €} = 1.487,88 \text{ €/a}$
- iMSys: 100€ für eine moderne Messeinrichtung (mME) mit Smart Meter Gateway (SMGW) sowie jeweils 20 € für zwei ans SMGW angeschlossene weitere mMEs = 140,00 €/a

Die beschriebene Situation zeigt, dass sich perspektivisch die Kosten für den Verbraucher durch den Einsatz des iMSys um den Faktor 10 reduzieren lassen.

Die Grenzen für iMSys und mME für den gMSB sind in § 29 MsbG geregelt:

- **mME**
 - Bis einschließlich 6.000 kWh/a Stromverbrauch bei Letztverbrauchern sowie
 - Erzeugungsanlagen mit installierten Leistungen über 1 bis einschließlich 7 kW

- **iMSys**
 - bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von über 6.000 kWh/a bis 100.000 kWh/a sowie bei Anlagenbetreibern mit einer installierten Leistung über 7 kW.

Die Preisobergrenzen (POG) für den gMSB sind in § 31 MsbG geregelt (vgl. Tabelle 2 und Tabelle 1):

Tabelle 1: Preisobergrenzen für gMSB laut § 31 MsbG

Leistung in kW (Erzeugungsanlagen)	Preisobergrenze brutto (€/a)
> 7 - 15	100,-€
> 15 - 30	130,-€
> 30 - 100	200,-€

Tabelle 2: Preisobergrenzen für gMSB laut § 31 MsbG

Jahresverbrauch in kWh	Preisobergrenze brutto ²³ (€/a)
> 6.000 – 10.000 [†]	100,-€
Steuerbare Verbrauchseinrichtungen ⁴	100,-€
> 10.000 – 20.000	130,-€
> 20.000 – 50.000	170,-€
> 50.000 – 100.000	200,-€

Mit Hilfe der Messkonzepte werden die Vorgaben zu Nachweispflichten aus dem EEG befolgt, dabei jedoch vordergründig Situationen mit PV-Einspeisung behandelt mit oder ohne stationärem Speichersystem. Durch die anlagenscharfen Nachweispflichten und ggf. unterschiedlichen Höhen der EEG-Umlage resultieren komplexe und für den Verbraucher teure Messkonzepte. Dieses Hemmnis könnte durch pauschale Regelungen zur Umlagepflicht bei Eigenverbrauch ermöglicht werden (z. B. Letztverbraucherstatus für Speicher). Hierbei ergeben sich mehrere weiterführende Fragen, z. B.: wie eine zukünftige Behandlung unterschiedlicher Lade- und Entladeorte (z. B. Laden beim Arbeitgeber und entladen zuhause) zu werten ist, ob Möglichkeiten zur Nachweisführung eines mobilen Grünstromspeichers aufkommen, aber auch wie zukünftige Änderungen in Bezug auf die prozentualen EEG-Umlagen unterschiedlicher Einspeisetypen Änderungen im Messwesen nach sich ziehen.

Betrachtet man die jeweils notwendigen Messkonzepte sowie die damit verbundenen Kosten, kann aufgezeigt werden, dass perspektivisch durch Einsatz des iMSys ein Großteil der ursprünglichen notwendigen Kosten für eine 15 min. Messwerterfassung eingespart werden kann. Gleichzeitig hat der Kunde dabei stets die Wahlmöglichkeit des Messstellenbetreibers und kann z. B. über einen wMSB mehrwertbehaftete Dienste in Anspruch nehmen, welche auf die jeweiligen Kundenwünsche zugeschnitten sind, anstatt ausschließlich Aufwendungen für eine reine Messwerterfassung zur Abrechnung/Bilanzierung zu haben.

Hinweis: Für eine Direktvermarktung ist das Messkonzept immer als RLM bzw. iMSys auszuführen!

² Sofern Sie als Anschlussnutzer mehrere Messgeräte in einem Gebäude haben, müssen Sie nur die teuerste POG zahlen. Z. B. Verbrauch 10.000 kWh und Einspeiseleistung 25 kW: POG 130 €

³ Verbraucher > 6.000 – 10.000 kWh ab 2020

⁴ Steuerbare Verbrauchseinrichtung z. B. Wärmepumpen

2.3 Standardisierung der Kommunikation und Interoperabilität

Für die unter 2.1 aufgeführten technischen Anforderungen bedarf es weiterer Konkretisierung. Um zukünftig Interoperabilität gewährleisten zu können, sollten auch die konkreten Anforderungen an die Informationsübertragung über eine Kommunikationsschnittstelle normiert werden. In dem BDL-Projekt wird dieser Teil mit dem EEBUS Standard umgesetzt, aufbauend auf dem zwischen EEBUS und FNN aktuell in Umsetzung befindlichen Lastenheft zur digitalen Schnittstelle der Steuerbox und der VDE Anwendungsregel VDE AR-E 2829 „Technischer Informationsaustausch an der Schnittstelle zur Liegenschaft und den darin befindlichen Elementen der Kundenanlagen“.

Für die Schnittstelle am Netzanschlusspunkt des Gebäudes gilt es die Anforderungen für folgende Anwendungen zu konkretisieren, wie z. B.:

- Wirkleistungssteuerung (positiv und negativ), (bereits im FNN Lastenheft spezifiziert)
- Einstellung der Blindleistung
- Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz (Kennlinien übertragen)
- Phasensymmetrie

Der EEBUS Standard sollte hierbei als Applikationsprotokoll auch im Smart Meter Gateway eingeführt werden. In Kombination mit der bereits standardisierten Schnittstelle zu den am Energiemanagement beteiligten Geräten (behind-the-meter), kann die Interoperabilität in der gesamten Kette, vom Versorgungsnetz über den Netzanschlusspunkt bis in die Geräte gewährleistet werden.

Eine standardisierte Kommunikation trägt maßgeblich zum Gelingen des netzverträglichen Betriebs einer Liegenschaft mit Eigenstromoptimierung bei.

2.4 Modelle der Bundesnetzagentur zur Marktintegration ausgeförderter und neuer Prosumer-Anlagen

Im Zusammenhang mit dem hier betrachteten Use Case ist die Diskussion um die auslaufende Förderung von Photovoltaik-Anlagen von entscheidender Bedeutung. Der aktuelle Kabinettsentwurf des EEG 2021, sieht für ausgeförderter Anlagen unter 100 kW eine Auffangförderung vor, die sich am Jahresmarktwert des Stroms orientiert (bei Solarstrom abzgl. 0,4 Ct./kWh, da nicht steuerbarer Energieträger - vgl. §§ 23b, 53 EEG 2021). Bei Einsatz von iMSys reduziert sich der Abzug um 0,2 Ct./kWh. Eine Optimierung des Eigenbedarfs, aber auch ein Einsatz vorhandener Flexibilitäten ist nach dem jetzigen Stand des Entwurfes nicht möglich, da nach § 21 Abs. 2 Satz 2 EEG 2021 eine Gesamtandienungspflicht besteht. Solange keine Ausstattung mit einem iMSys besteht (und die Einspeisung ¼-Stunden scharf erfolgen kann), muss zur Vermeidung von Optimierungen zu Lasten des EEG-Kreislaufes der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber den gesamten in den Anlagen erzeugten Strom zur Verfügung stellen.

Die Ausgestaltung im aktuellen Kabinettsentwurf verhindert eine ganzheitliche Integration von ausgeförderter Anlagen, daher sollen an dieser Stelle nochmals die, im Mai 2020 in [5] von der BNetzA, aufgezeigten Lösungsvorschläge als Anregung für eine Nachbearbeitung des Kabinettsentwurfs diskutiert werden:

1. Markt-Option:

Bei dieser Option wird zum einen der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms ermöglicht zum anderen kann die Überschusseinspeisung vermarktet werden. Eine geeignete Messung in 15 min Auflösung ist erforderlich.

2. Netzbetreiber-Option:

Die erzeugte Menge wird vollumfänglich durch den Netzbetreiber aufgenommen, abgewickelt und im Falle von ausgeförderter Anlagen zum anteiligen Marktwert vergütet. Die Bilanzierung erfolgt weiterhin über das SLP-Verfahren ohne die Verwendung von Messwerten in 15 min Auflösung.

3. Lieferanten-Option:

Auch hier wird die Erzeugung vollumfänglich in das Netz eingespeist, jedoch werden die erzeugten Mengen für die Abrechnung mit dem Verbrauch saldiert und über den Lieferanten auf Basis des Jahresverbrauchs abgerechnet. Die Messung erfolgt über einen Zweirichtungszähler sowie einem Einspeisezähler auf Basis der Jahreswerte. Die Bilanzierung erfolgt im Rahmen eines SLP Verfahrens

Bei Betrachtung der seitens der BNetzA vorgeschlagenen Alternativen kommt das BDL Konsortium zu dem Schluss, dass der Vorschlag *Sonstige Direktvermarktung* („Markt-Option“) der geeignetste Weg ist, die lokalen Bedingungen insbesondere im Rahmen der Eigenverbrauchserhöhung und derart zu gestalten, dass hier eine tatsächliche Optimierung stattfinden kann. Da lediglich die Marktoption eine Überschusseinspeisung zulässt.

Es ist zu berücksichtigen, dass die vorgesehene 15 min Messung (Markt-Option) im Vergleich zur Abrechnung über ein Standardlastprofil (SLP) Verfahren (Netzbetreiber-Option), aktuell einen Mehraufwand darstellt. In Anbetracht des Smart Meter Rollouts wird die Messung in 15 min Auflösung aber ohnehin mittelfristig Standard werden. Insoweit ist davon auszugehen, dass Kunden welche im Rahmen der E-Mobilität zu Hause laden und im Rahmen dieser Betrachtung die relevante Zielgruppe sind, einen Stromverbrauch oberhalb der Schwelle von 10.000 bzw. 6.000 kWh [6] haben werden, so dass ein intelligentes Messsystem (jedenfalls mittelfristig) verpflichtend einzubauen ist.

Die „kleine Direktvermarktung“ wurde als Umsetzungsvariante der Markt-Option diskutiert. Bei der kleinen Direktvermarktung, soll eine einfache und kostengünstige Vermarktung von grünem Strom am Strommarkt ermöglicht werden. Hierzu soll es Anlagenbetreibern, insbesondere von ausgeförderten PV-Anlagen mit einer Größe bis zu 10 kW, aber auch Speichern und Elektrofahrzeugen eine Vermarktung mit verhältnismäßig geringem Aufwand ermöglicht werden. Das Konsortium begrüßt diesen Vorschlag. Ebenso ist die Marktorientierung dieser Lösung zu begrüßen. Es muss jedoch, wie von den Verfassern gefordert, gewährleistet sein, dass die Umsetzung für Verbraucher und Marktteilnehmer möglichst einfach gestaltet wird und eine reibungslose Integration in die Wechsel- und Marktprozesse sichergestellt wird.

2.5 Drosselung auf 70 % der Wirkleistungseinspeisung bei PV-Anlagen

Laut EEG müssen neue PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 30 kWp seit 2012 entweder am Einspeisemanagement des lokalen Netzbetreibers teilnehmen oder die Leistung auf 70 % der Generatorleistung am Wechselrichter oder am Netzanschlusspunkt begrenzen (vgl. § 9 Abs. 2 Nr. 2 EEG). Beteiligt sich die PV Anlage am Einspeisemanagement des Netzbetreibers, wird die Abregelung über Rundsteuerung in Stufen und ebenfalls direkt am Wechselrichter vorgenommen. Diese Form der Drosselung gilt jedoch vorrangig für Anlagen ab 30 kWp und ist für den hier beschriebenen Use Case weniger relevant.

Die gesetzlich vorgeschriebenen Drosselungen von PV Anlagen auf 70 % können sich negativ auf den betrachteten Use Case der Eigenverbrauchserhöhung auswirken. Erzeugungsverluste von bis zu 5% sind möglich. [7]

Bei der festen Drosselung wird die 70 % Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung direkt am Wechselrichter der PV-Anlage eingestellt. Dieses Vorgehen kann sich jedoch negativ auf das Potenzial des hier beschriebenen Use Cases der Eigenverbrauchserhöhung auswirken. Der Einsatz der EV Batterie, als lokaler Stromspeicher für die PV Erzeugung und somit als potenzieller Abnehmer von Erzeugungsspitzen, erhöht den Eigenverbrauch und erlaubt zusätzlich eine Flexibilität im Verbrauch. Eine Reduzierung der PV Leistung auf nur 70 % der potenziellen Leistung bedeutet somit einen Effizienzverlust für möglichen Eigenverbrauch im lokalen Heimnetz.

Bei der variablen Drosselung hingegen, kann der eigenerzeugte Strom aus der PV-Anlage effizienter genutzt werden. Unter Einsatz von zusätzlichen technischen Komponenten und Datensystemen, wie einem Messgerät in Kombination mit einer Schaltlogik, im besten Falle einem Energiemanagement

System (EMS), kann vor Abregelung des Wechselrichters zunächst der Eigenverbrauch des Hauses berücksichtigt werden. Das Haus wird demnach zunächst mit dem eigenen PV Strom versorgt, indem z. B. auch das Elektrofahrzeug (frühzeitig oder mit verstärkter Leistung) geladen wird. Sollte dennoch, und erst in diesem Falle, ein Überschuss an PV -Strom generiert werden, kommt es zu einer Abregelung der PV Leistung, sodass am Verknüpfungspunkt zum Netzanschluss nicht über die 70% der Wirkleistung des Wechselrichters eingespeist wird.

Lösungsansatz:

Sowohl die feste als auch die variable Abregelung (70 % Drosselung) sollte zukünftig durch eine dynamische Abregelung ersetzt werden, wie sie in der VDE Anwendungsregel VDE AR-E 2829 „Technischer Informationsaustausch an der Schnittstelle zur Liegenschaft und den darin befindlichen Elementen der Kundenanlagen“ beschrieben wird (Erscheinungsdatum: 01.12.2020). [8] [9] Hierbei wird eine ferngesteuerte und stufenlose Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt - der für alle dahinterliegenden Geräte gilt - vorgegeben. Die Begrenzung, erfolgt – anders als bei der variablen Drosselung- nur bei Bedarf durch den lokalen Netzbetreiber. Die Begrenzung gilt somit nur temporär. Voraussetzung für die Umsetzung ist das Vorhandensein der notwendigen Technologischen Infrastruktur. Ein intelligentes Messsystem in Verbindung mit einer zentralen Logik/Steuereinheit (EMS) im Gebäude sorgt für die Einhaltung des Grenzwertes, indem z. B. der Leistungsbezug anderer, vernetzter Verbraucher im Gebäude erhöht und erst im letzten Zuge die PV Erzeugung durch eine dynamische Drosselung des Wechselrichters reduziert wird

Vor allem im Hinblick auf die zunehmend auch bidirektionale Elektromobilität, ist die Einführung einer dynamischen (stufenlosen und ferngesteuerten) Einspeisebegrenzung in naher Zukunft – und unter Berücksichtigung aktueller Entwicklung der EnWG §14a sowie der Novelle des EEG (§9 Absatz 1a EEG 2021) – absehbar.

Mit zunehmender Anzahl an Elektrofahrzeugen und der technischen Umsetzbarkeit des bidirektionalen Ladens, steigt auch die Gleichzeitigkeit der Einspeisung durch die Elektrofahrzeuge (z. B. durch entsprechende Preissignale ausgelöst). Zur Vermeidung von Einspeisespitzen, muss der Netzbetreiber daher in der Lage sein können, eine befristete Leistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt in Abhängigkeit des jeweiligen Netzzustandes zu setzen. Innerhalb des Gebäudes greift diese Begrenzung allerdings nicht, die Umsetzung der Leistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt sollte in der Verantwortung des Eigentümers / Betreibers der elektrischen Anlage der Liegenschaft liegen.

2.6 Netzentgelte, Netzumlagen, Abgaben und Steuern im Use Case Eigenverbrauchserhöhung

Aus Sicht der Teilnehmenden des Forschungsprojekts sollte keine Unterscheidung zwischen bidirektionalen und unidirektionalen Elektrofahrzeugen bei der Stromentnahme aus der elektrischen Anlage des Kunden im Hinblick auf den Umgang mit Netzentgelten, Netzumlagen, Abgaben und Steuern erfolgen. Bei der Einspeisung in die elektrische Anlage des Kunden ist zu berücksichtigen, dass Elektrofahrzeug prinzipiell aus verschiedenen Quellen geladen werden, z. B. an öffentlichen Ladesäulen, mit dem Strom von eigenen Erzeugungsanlagen oder am eigenen Netzanschlusspunkt mit Strom aus dem Netz. Ein möglicher Range Extender oder Verbrennungsmotor im Fahrzeug als Erzeugungsanlage ist nicht Teil der Betrachtung. Unabhängig von Ort/der Art des Strombezugs werden alle anfallenden, unten beschriebenen Netzentgelte, Netzumlagen, Abgaben und Steuern beim Laden entrichtet. Nach § 3 Nr. 25 EnWG gilt der Strombezug eines Ladepunktes für Elektrofahrzeuge als Letztverbrauch im Sinne des EnWG. Diese Fiktion des „Ladepunktes als Letztverbraucher“ gilt allerdings nicht für die Ermittlung der EEG-Umlage und für die Betrachtung der Stromsteuer. Hier wird weiterhin auf den Ladevorgang als Belieferung/Versorgung abgestellt.

Für das vorliegende Positionspapier werden folgende Fälle betrachtet:

1. Das Elektrofahrzeug wird über den Hausanschluss geladen
 - ➔ Stromkosten inkl. Netzentgelte, Netzumlagen, Abgaben und Steuern fallen für Kunden an
2. Das Elektrofahrzeug speist in das Heimnetz ein
 - ➔ Führt zu einer reduzierten Stromentnahme aus dem Verteilnetz und damit der in Punkt 1 genannten Stromkostenbestandteile

Der Fall, dass ein Elektrofahrzeug über den Hausanschluss in das vorgelagerte Netz rückspeist, wird in diesem Positionspapier nicht betrachtet. Dieser Fall wird aber in nachfolgenden Positionspapieren im Rahmen des BDL-Projekts behandelt und im Projekt praktisch erprobt.

Nachfolgend sollen die anfallenden Netzentgelte, Netzumlagen, Abgaben und Steuern bei einer Rückspeisung aus der Batterie des Kunden in die von ihm genutzte elektrische Anlage (das „Heimnetz“), nicht in das vorgelagerte Netz der Allgemeinen Versorgung betrachtet werden. Der Verbrauch im Heimnetz erfolgt ausschließlich durch den Kunden. Bei dem zuvor geladenen Strom kann es sich sowohl um versteuerten Strom aus dem Netz (Laden im Netz oder über den Netzanschluss des Heimnetzes) als auch um eigenerzeugten Strom handeln. Folgende Strompreisbestandteile sind zu betrachten:

- Netzentgelte, Netzumlagen und Abgaben fallen nur bei einem Bezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung an, so dass diese Kosten weder bei der Einspeicherung von eigenerzeugtem Strom in die Fahrzeugbatterie, noch bei der Rückspeisung vom Fahrzeug in die Kundenanlage relevant sind bzw. anfallen. Bei der Betrachtung stromsteuerrechtlicher Fragen sind grundsätzlich drei Aspekte auseinander zu halten: Bin ich Versorger mit entsprechenden Pflichten, brauche ich eine Erlaubnis nach dem Stromsteuergesetz und fällt Stromsteuer an. Bezogen auf den zu betrachtenden Use Case fällt Stromsteuer im Ergebnis lediglich für Bezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung im Rahmen des Haushaltstarifs an. Versorger ist insoweit der Lieferant. Die Eigenversorgung (Einspeicherung in die Batterie) ist nach § 9 Abs. 1 Nr. 3a StromStG von der Stromsteuer befreit. Da ein Speicher für die Betrachtungen nach dem Stromsteuergesetz als neutral eingestuft wird (keine Unterscheidung in Verbrauch durch Einspeicherung, Erzeugung durch Ausspeicherung und erneuten Verbrauch) gilt dies auch für den endgültigen Verbrauch der wieder „ausgespeicherten“ Energie. Der Betreiber der Solaranlage wird durch diese Eigenversorgung auch nicht zum Versorger (mit entsprechenden Pflichten und der Notwendigkeit einer Erlaubnis), da nach § 1a Abs. 5 StromStV bei der Erzeugung von Strom aus Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt nur zum Versorger wird, wer und diesen Strom „an Letztverbraucher leistet“. An einer solchen Leistung fehlt es bei der Eigenversorgung. Der Einsatz des Speichers wird bei stromsteuerlichen Betrachtung wiederum neutralisiert, so dass – stromsteuerlich – auch der finale Verbrauch des ausgespeicherten Stroms noch als Eigenverbrauch des Solarstroms angesehen wird.
- Die Pflicht zu Entrichtung der EEG-Umlage knüpft an die Versorgung von Letztverbrauchern an, wobei noch einmal darauf hinzuweisen ist, dass anders als bei der Betrachtung nach dem EnWG nicht die Versorgung des Ladepunkt als Letztverbrauch fingiert wird, sondern bzgl. des EEG der eigentliche Ladevorgang relevant ist. Wichtig: auch Eigenverbrauch ist grds. umlagepflichtig (§ 61 Abs. 1 EEG). Sofern die installierte Leistung der Erzeugungsanlage allerdings 10 kW nicht überschreitet, greift die Befreiung gem. § 61a Nr. 4 EEG („De-minimis-Regelung“) für vom Anlagenbetreiber verbrauchten, d.h. in die Batterie eingespeicherten Strom, bis zu einer Menge von 10 MWh pro Kalenderjahr und begrenzt ab der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres. Für die Prüfung nach dem EEG ist der Vorgang des Ein- und Ausspeicherns allerdings nicht neutral. Hier wird in den umlagefreien Verbrauch durch Einspeicherung und die spätere Erzeugung durch Ausspeicherung und den sich anschließenden

erneuten Verbrauch unterschieden. Die Befreiung greift für diese 2 Phase nicht, da die Batterie im Regelfall eine größere Erzeugungskapazität als 10 kW hat. Auch die Eigenversorgung wäre also in voller Höhe umlagepflichtig. Auch die für Speicher vorgesehene Privilegierung des § 61 I Abs. 1 EEG läuft bei EEG-umlagefreier Eigenversorgung in der 1. Stufe leer, da sie lediglich eine Anrechnung bereits bezahlter EEG-Umlage vorsieht (Vermeidung der Doppelbelastung).

2.7 Mögliche Effekte auf den Finanzierungsrahmen der Umlagen und Abgaben

Gleichzeitig muss auch ein Blick, auf die mit einer verstärkten Eigenbedarfsoptimierung einhergehenden Effekte bzgl. des Finanzierungsprinzips der Abgaben wie Netzentgelte oder Netzumlagen geworfen werden. Ziel einer Optimierung des Eigenbedarfs ist wie bereits aufgeführt u. a. die Senkung der individuellen Abgabebzahlungen in Form der Netzentgelte, Netzumlagen und Steuern, wobei im Gegenzug das Netz entlastet werden kann, beispielsweise durch Reduzierung von Lastspitzen. Aufgrund der Wirkungsweise des aktuellen regulatorischen und gesetzlichen Rahmens kann die individuelle Optimierung des eigenen Strombezugs im Eigenbedarfsfall zunächst zu einer Steigerung der Abgabehöhe der übrigen Netznutzer führen („Entsolidarisierungseffekt“ – u.a. § 17 Abs.2 StromNEV, § 26 KWKG i.V.m. 26a und 28 KWKG, § 1 StromStG). Dies muss jedoch nicht immer der Fall sein, beispielsweise wenn der Netzbezug lediglich verschoben wird.

Zudem können unterschiedliche Lade- und Entladeorte (z.B. bei Arbeitgeber) eine örtliche Verschiebung mit sich ziehen, da Strom durch Elektrofahrzeuge von einem Netzbetreiber in das Gebiet eines anderen Netzbetreibers transportiert werden kann. Somit kann der Strombezug durch das Laden des Elektrofahrzeugs bei dem einem Netzbetreiber steigen, während der Strombezug bei einem anderen Netzbetreiber durch den Eigenverbrauch aus dem dort befindlichen Elektrofahrzeuge reduziert wird.

Weiter bewirkt der steigende Strombedarf für die Elektromobilität eine Erhöhung der Gesamtabnahme in den Verteilnetzen und damit wiederum eine Reduzierung der Abgabenlast von allen Netznutzern.

Welchen Summeneffekt die beschriebenen Vorgänge tatsächlich haben, wird im Rahmen des Projekts untersucht. Wobei sowohl die netzseitigen, als auch die monetären Effekte in dem Forschungsprojekt betrachtet werden. An dieser Stelle soll den noch ausstehenden Untersuchungen nicht vorgegriffen werden.

3. Ausblick

Im Folgendem Kapitel werden regulatorischen Themenfelder, welche nicht Teil dieses Positionspapiers sind aufgelistet. Diese Themenfelder sollen in weiterführenden Positionspapieren behandelt werden.

- Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung; Verordnungsermächtigung (§ 14a EnWG) Die Netzbetreiber können kurative Maßnahmen sobald präventive Maßnahmen durch den Markt nicht mehr ausreichend sind, wie die Leistungsbegrenzung nach § 14 a EnWG, als letzte Instanz für die Wiederherstellung der Stabilität im lokalen Versorgungsnetz nutzen
- Weiterentwicklung der Strompreisbestandteile (u.a. variable Strompreise/dynamische Preissignale)
- Rückspeisungen in das Netz der allgemeinen Versorgung. Dies betrifft rechtliche Fragen zum Einspeisevorrang von bidirektionalen Elektrofahrzeugen. Kosten für Netzausbau bei einer Einspeisung von Elektrofahrzeugen und Regelleistungsanspruch. Sowie Meldepflichten für das Marktstammdatenregister
- Effekte des Stromtransports auf die Konzessionsabgabe
- Marktgestützte Beschaffung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen (§ 12h EnWG)
- Flexibilitätsmärkte für Kleinstflexibilitäten
- Intelligenter Betrieb von lokalen Subnetzen zur Behebung von Netzengpässen

4. Fazit

Dieses Positionspapier betrachtet den Anwendungsfall der Eigenverbrauchserhöhung im Bereich Vehicle-to-Home. Kern der Use Cases ist die Erhöhung des Eigenverbrauchs von selbsterzeugtem Strom (z. B. durch eine PV-Anlage) bzw. Reduktion des Netzbezugs durch Zwischenspeicherung des Überschussstroms in der Fahrzeugbatterie und Versorgung des Haushalts aus der Batterie des bidirektionalen Fahrzeugs. Im Folgenden werden die vorgeschlagenen regulatorischen Anpassungen kurz vorgestellt:

- Bidirektional an das öffentliche Versorgungsnetz angeschlossene Elektrofahrzeuge sind aus technischer Sicht, im Falle vom Strombezug, Lasten, im Falle der Stromspeisung, Erzeuger. Die technischen Netzanschlussbedingungen für den Betriebsfall „Energiebezug“ sind aus aktueller Sicht für Deutschland in der VDE-AR-N 4100 eindeutig und ausreichend beschrieben. Für den Betriebsfall „Energieförderung“, also das Rückspeisen aus dem Fahrzeug ins Netz, ist noch keine Regelung erfolgt. Da aus technischer Sicht für das Verhalten am Netz aber kein Unterschied besteht zwischen allgemeinen (stationären) Speichern und bidirektional betriebenen Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge sollte der Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4105 ausdrücklich auch bidirektional betriebene E-Fahrzeuge einschließen und hierfür die technischen Anforderungen der stationären Speicher übernommen werden. Im europäischen Rahmen werden von der ENTSO-E Gridcodes vorgegeben. In diesen Gridcodes werden relativ weit gefasst Rahmenbedingungen aufgestellt. In den einzelnen Ländern werden zur Einhaltung der technischen Anschlussbedingungen unabhängige Zertifizierungen gefordert. Für Hersteller ergibt sich hierdurch ein hoher Aufwand. Wünschenswert ist es folglich, die Geräteanforderungen aus den europäischen Gridcodes in Form von europäischen EN-Normen bei CENELEC zu vereinheitlichen. Aktuell sind bidirektionale Elektrofahrzeuge bzw. mobile Speicher mit unterschiedlichen Lade- und Entladeorten in der Regulatorik nicht eindeutig geregelt. Deshalb sollten, wie in diesem Papier angenommen, die Regelungen stationärer Speicher analog auch für die Ladeeinrichtungen eines bidirektionalen Elektrofahrzeugs gelten.
- Aufgrund der derzeitigen Vorgaben im EEG ist für einen Teil der Anlagen im Anwendungsfall Eigenverbrauchserhöhung eine bilanzierungsrelevante 15 min-Messwerterfassung durch registrierte Leistungsmessung (RLM) oder perspektivisch als Zählerstandgangmessung durch ein iMSys notwendig. Diese Notwendigkeit erfordert teilweise teure Messkonzepte, welche durch pauschale Regelungen zur Umlagepflicht bei Eigenverbrauch vereinfacht werden könnten (z.B. Letztverbraucherstatus Speicher). Der Einsatz eines iMSys im Vergleich zu einer RLM-Messung kann die Kosten für die Messwerterfassung erheblich reduzieren und dem Letztverbraucher mehrwertbehaftete Dienste zugänglich machen. Wünschenswert ist es folglich, den Rollout von iMSys zu beschleunigen.
- Kern des Anwendungsfalles ist auch die Vernetzung zwischen verschiedenen Komponenten. Eine Normierung von konkreten Anforderungen an die Informationsübertragung über eine Kommunikationsschnittstelle fehlt. Der EEBUS Standard sollte als Applikationsprotokoll auch im Smart Meter Gateway eingeführt werden.
- In dem Vorschlag der BNetzA zur Marktintegration ausgeförderter und neuer Prosumer-Anlagen werden drei wählbare Modelle benannt. Zum einen die Markt-Option, in welcher Eigenverbrauch ermöglicht ist und eine Überschusseinspeisung vermarktet werden kann, zum anderen die Netzbetreiber-Option, in welcher die erzeugte Energie vollumfänglich durch den Netzbetreiber abgenommen wird. Zuletzt die Lieferanten-Option, worin monetär eine Volleinspeisung erfolgt. Für den beschriebenen Anwendungsfall kann die Markt-Option als am geeignetsten eingeordnet werden, da nur in dieser Option eine Überschusseinspeisung zulässig ist und damit eine Eigenverbrauchserhöhung möglich ist. Innerhalb dieser Markt-Option wird der Vorschlag der kleinen Direktvermarktung vom Konsortium begrüßt.
- Nach dem EEG müssen neue PV-Anlagen seit 2012 entweder am Einspeisemanagement des lokalen Netzbetreibers teilnehmen oder die Leistung auf 70 % der Generatorleistung am Wechselrichter oder am Netzanschlusspunkt begrenzen. Durch diese statische Abregelung

wird nutzbare regenerative Energie nicht erzeugt. Durch eine variable Abregelung kann die Wirkleistungseinspeisung immerhin erst am Netzanschlusspunkt (auf 70 %) begrenzt werden und so ein größerer Teil des Potenzial an regenerativer Energie aus der Anlage im Haus, insbesondere durch das Beladen des Elektrofahrzeugs, genutzt werden. Um die Erzeugung aus PV zukünftig optimal auszuschöpfen und Komplexität in der Ansteuerung vieler Kleinstanlagen behind-the-meter (in der Liegenschaft) zu vermeiden, empfiehlt sich jedoch die Ausrichtung auf eine dynamische (stufenlose) Abregelung am Netzanschluss. Diese wird mit den Anpassungen des EEG (Novelle 2021) und des §14a EnWG in absehbarer Zukunft entsprechend eingeführt - es sollte sich daher frühzeitig darauf eingestellt und deren Umsetzung auf technischer wie marktwirtschaftlicher Ebene verprobt werden. Wünschenswert ist es folglich, sich bereits im V2H-, zwingend jedoch im V2G Bereich, mit der Thematik auseinanderzusetzen.

- Beim Laden des Elektrofahrzeugs kann davon ausgegangen werden, dass alle Steuern und Umlagen bezahlt werden müssen. Gemäß der derzeit geltenden Regelung im EEG fallen Anlagen ≤ 10 kW unter die „De-minimis-Regelung“. Es wird eine Anhebung der derzeit gültigen Höchstgrenze von ≤ 10 kW im Rahmen des § 61a Nr.4 EEG, auf 11 kW empfohlen, um die Umsetzung von Eigenverbrauchskonstellationen mit PV-Anlage und rückspeisefähigen Elektrofahrzeugen nach aktuellen Marktstandards sicherzustellen.
- Aktuell sind bidirektionale Elektrofahrzeuge bzw. mobile Speicher mit unterschiedlichen Lade- und Entladeorten in der Regulatorik nicht eindeutig geregelt. Deshalb sollten, wie in diesem Papier angenommen, die Regelungen stationärer Speicher analog auch für die Ladeeinrichtungen eines bidirektionalen Elektrofahrzeugs gelten

Grundsätzlich merken die Projektpartner an, dass innerhalb des geltenden regulatorischen und gesetzlichen Rahmens der Use Case in wesentlichen Teilen bereits heute umsetzbar ist, jedoch gibt es Optimierungsvorschläge und Unschärfen, welche im Positionspapier aufgezeigt wurden. Im gesetzlichen Rahmen sind bidirektionale Elektrofahrzeuge bzw. mobile Speicher nicht explizit geregelt.

5. Literatur

- [1] Fattler, Steffen; Böing, Felix; Pellinger, Christoph: Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen und deren Einfluss auf betriebsbedingte Emissionen in: IEWT 2017 - 10. Internationale Energiewirtschaftstagung Wien. Wien: TU Wien, 2017
- [2] VDE-AR-N 4100 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung). Ausgefertigt am 2019-04, Version vom 2020-04; Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2020.
- [3] VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Ausgefertigt am 2018-10-19; Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2018.
- [4] Hinweis (Konsultationsfassung) zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten - Hinweis 2019/2. Tulpenfeld 4 53113 Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019.
- [5] Hannappel, Sandra et al.: Marktintegration ausgederter und neuer Prosumer Anlagen. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2020.
- [6] Intelligentes Messsystem. Augsburg: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2020.
- [7] Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer ISE, Download von www.pv-fakten.de, Fassung vom 25.11.2020, 2020
- [8] VDE-AR-E 2829 Anwendungsregel: 2020-12 Technischer Informationsaustausch an der Schnittstelle zur Liegenschaft und den darin befindlichen Elementen der Kundenanlagen. Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2020.
- [9] Energiemanagement erfordert das Zusammenspiel zahlreicher Akteure und Branchen. In: <https://www.dke.de/de/arbeitsfelder/energy/news/vde-ar-e2829-als-grundlage-fuer-erfolgreiches-energiemanagement>. (Abruf am 2020-11-10); Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main: Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (DKE), 2020.