



Forschungsprojekt
„Bidirektionales Lademanagement – BDL“

**Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Elektro-
fahrzeugen mit bidirektionalem Lademanagement**

Ein BDL-Positionspapier zu Vehicle-to-Grid-Anwendungen

(Januar 2022)

bayernwerk

bayernwerk
netz

BMW
GROUP

FFE

KEO

KOSTAL

LVN

PPC
Power Plus Communications

SOLARWATT®
powering a better tomorrow

Tennet

TRANSNET BW

Impressum

Kontakt und Rückfragen:

info@bdl-projekt.de

Zitiervorschlag:

Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Elektrofahrzeugen mit bidirektionalem Lademanagement. BDL-Positionspapier zu Vehicle-to-Grid-Anwendungen (2022)

Gender-Hinweis:

Das vorliegende Positionspapier wurde in einer gendergerechten Sprache verfasst. Wenn an wenigen Stellen zur besseren Lesbarkeit die männliche Form verwendet wird, sind ebenfalls alle Personen unabhängig von ihrem Geschlecht gemeint.

Das Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement – BDL“ wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert (Förderkennzeichen: 01MV18004).

Kurzfassung

Bidirektionale Elektrofahrzeuge können durch ihre Fähigkeit zur Rückspeisung der in ihren Batterien gespeicherten elektrischen Energie einen aktiven Beitrag zur Flexibilisierung unseres Stromversorgungssystems leisten. Damit die energiewirtschaftlichen Potenziale der mobilen Batteriespeicher auch tatsächlich nutzbar gemacht werden können, ist jedoch ein intelligentes Zusammenspiel von Elektrofahrzeugen, Ladeinfrastruktur und Energiesystem notwendig. In dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz geförderten Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement – BDL“ wird daher ein solcher Ansatz für eine ganzheitliche und vor allem an den Bedürfnissen der Nutzerinnen und Nutzer orientierte Integration von bidirektionalen Elektrofahrzeugen in das Energiesystem in einem Pilotbetrieb mit 50 rückspeisefähigen BMW i3 entwickelt und anhand verschiedener Use Cases erprobt.

Um den energiewirtschaftlichen Mehrwert von zukünftig Millionen einzelner mobiler Stromspeicher auch tatsächlich in vollem Umfang nutzbar machen zu können, muss neben der technischen Weiterentwicklung der Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur, vor allem auch der regulatorische Rahmen an die Anforderungen der neuen Flexibilitätsoptionen angepasst werden. Innerhalb des BDL-Projekts werden daher die regulatorischen Hürden für eine praktische Umsetzung der einzelnen energiewirtschaftlichen Anwendungsfälle des bidirektionalen Lademanagements aufgezeigt und mögliche Lösungsansätze zur Beseitigung dieser Hürden ausgearbeitet. Nachdem Ende 2020 ein erstes Positionspapier zur Vehicle-to-Home-Anwendungen vorgelegt wurde, werden im vorliegenden Positionspapier *Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus Elektrofahrzeugen mit bidirektionalem Lademanagement* regulatorische Hürden und Lösungsansätze für Anwendungen aus dem Bereich Vehicle-to-Grid betrachtet.

Die wesentlichen Ergebnisse für die im BDL-Projekt in Umsetzung befindlichen und daher in diesem Positionspapier näher betrachteten Use Cases Primärregelleistung sowie für das Engpassmanagement Redispatch-Dienstleistungen bzw. lokale Netzdienstleistungen entsprechend §14a EnWG sind nachfolgend dargestellt.

Zentrale Ergebnisse und Empfehlungen sowie wesentliche Adressaten der Empfehlungen

1	Die Präqualifikations-Bedingungen für Regelleistung sind im Hinblick auf die systemimmanenten Eigenschaften der Elektromobilität weiterzuentwickeln und sollten perspektivisch eine automatisierte Präqualifikation und dateneffiziente Nachweiserbringung ermöglichen.	ÜNB's
2	Ergänzend zu den bestehenden gesetzlichen Vorgaben sollte ein anreizbasierter Ansatz zur freiwilligen Bereitstellung von Redispatch-Dienstleistungen aus dezentralen Anlagen eingeführt werden, für die keine verpflichtende Teilnahme am Redispatch 2.0 vorgesehen ist.	BMWK, BNetzA
3	Die bestehenden §14a-Regelungen im EnWG zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sollten um die verpflichtende Steuerbarkeit am Netzanschluss ergänzt werden, wobei eine netzdienliche Steuerung durch eine zeitlich begrenzte vorab vereinbarte maximale Leistungsvorgabe (i. d. R. mit ausreichender Vorlaufzeit) umgesetzt werden sollte.	BMWK
4	Zur Vermeidung von Doppelbelastungen für den aus dem Netz entnommenen und wieder zurückgespeisten Strom sollten bidirektionale Ladeeinrichtung im deutschen Ordnungsrahmen als Speichereinheit definiert und damit stationären Stromspeichern (insbesondere Pumpspeichern und Batteriespeichern) gleichgesetzt werden.	BMWK
5	Sowohl im BSI-Stufenmodell als auch in den IT-technischen Anforderungen der Präqualifikations-Bedingungen sollte sichergestellt werden, dass die zukünftig vorhandene iMSys-Infrastruktur für eine Erbringung von Systemdienstleistungen vollumfänglich genutzt werden kann.	BMWK, BSI

Use Case Primärregelleistung

Technisch gesehen können Elektrofahrzeuge bereits heute ihre Flexibilitätspotenziale als Regelreserve nutzen. Allerdings erlauben die Präqualifikations-Bedingungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber derzeit noch keine Teilnahme mobiler Batteriespeicher am Regelleistungsmarkt. Mit Abschluss der aktuell laufenden Überarbeitung der PQ-Bedingungen sollte dies ab dem Jahr 2022 jedoch möglich sein. Längerfristig wird für eine effiziente Bereitstellung von Regelleistung aus Elektrofahrzeugen und anderen kleinteiligen dezentralen Anlagen die Schaffung automatisierter PQ-Prozesse notwendig sein, da mit den aktuell weitgehend manuellen Prozessen die Präqualifikation einer sehr großen Anzahl an Anlagen von den Marktteilnehmern operativ nicht abgewickelt werden kann. Zusätzlich müssen perspektivisch Verfahren zur Nachweiserbringung entwickelt werden, die zu einer signifikanten Reduzierung der vorzuhaltenden und auszutauschenden Datenmengen führen.

Use Case Redispatch

Auch wenn durch die Regelungen des „Redispatch 2.0“ ab Oktober 2021 deutlich mehr Anlagen in den Redispatch-Prozess einbezogen werden, bleiben die Flexibilitätspotenziale von Elektrofahrzeugen und anderen kleinteiligen Anlagen im aktuellen Regulierungsrahmen meist für das Engpassmanagement ungenutzt. Daher sollte ergänzend zu den bestehenden gesetzlichen Vorgaben ein anreizbasierter Ansatz für die freiwillige und unbürokratische Bereitstellung von Redispatch-Dienstleistungen aus jenen dezentralen Erzeugungsanlagen, Speichersystemen und Verbrauchern eingeführt werden, für die keine verpflichtende Teilnahme am kostenbasierten Redispatch 2.0 vorgesehen ist. Durch ein solches ergänzendes anreizbasiertes System würden nicht nur das zum Engpassmanagement verfügbare Flexibilitätspotenzial erweitert werden, sondern es könnte auch die im *Clean Energy Package* vorgesehenen aktive Rolle der Verbraucherinnen und Verbraucher auf das Engpassmanagement ausgedehnt werden.

Use Case lokale Netzdienstleistungen

Nachdem der Referentenentwurf zum Steuerbare-Verbrauchseinrichtung-Gesetzes Anfang des Jahres 2021 kurzfristig zurückgezogen wurde, sind die bisherigen §14a EnWG-Regelungen zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung weiterhin gültig. Bei der somit noch anstehenden Novellierung der gesetzlichen Regelungen zur Erbringung lokaler Netzdienstleistungen sollte daher u. a. berücksichtigt werden, dass zur netzdienlichen Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber ergänzend zur direkten Steuerung von Einzelanlagen die Möglichkeit zur Vorgabe einer zeitlich begrenzten und im Vorhinein vereinbarten maximalen Leistung (positiv oder negativ) am Netzanschlusspunkt verpflichtend vorgesehen wird. Zeitpunkt und Umfang der möglichen Leistungsvorgabe sind dabei transparent und nachvollziehbar sowie mit einer insbesondere für das Bilanzkreismanagement sowie die Vermarktung der noch verbleibenden Flexibilität ausreichenden Vorlaufzeit an die Marktteilnehmer zu kommunizieren. Zusätzlich muss sichergestellt werden, dass bei einem akuten Engpassfall die Leistungsvorgabe auch ad hoc erfolgen kann. Dabei sollten die gesetzlichen Änderungen durch eine Roadmap begleitet werden, damit die betroffenen Akteure frühzeitig Planungssicherheit erhalten und die notwendige Akzeptanz bei den Kundinnen und Kunden geschaffen werden kann.

Use Case-übergreifende Aspekte

Bidirektionale Ladestationen bzw. Elektrofahrzeuge müssen für den aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom auch dann die vollen Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte entrichten, wenn dieser zu einem späteren Zeitpunkt als Systemdienstleistung wieder in das Netz zurückgespeist wird. Zur Vermeidung der damit zusammenhängenden Doppelbelastungen sollten Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge im deutschen Ordnungsrahmen als Speichereinheit definiert und damit stationären Stromspeichern gleichgesetzt werden.

Auch wenn der flächendeckende Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) bereits begonnen hat, bestehen in Bezug auf deren konkrete Nutzung für die Erbringung von Systemdienstleistungen noch regulatorische und organisatorische Unsicherheiten. Neben der notwendigen Berücksichtigung von Primärregelleistung (FCR) als Energieanwendungsfall im BSI-Stufenmodell sind insbesondere die IT-technischen Anforderungen der PQ-Bedingungen so weiterzuentwickeln, dass künftig die vorhandene iMSys-Infrastruktur für eine Erbringung von Regelreserve vollumfänglich genutzt werden kann und kein zusätzlicher IT-technischer Aufwand notwendig ist. Unabhängig davon muss sichergestellt werden, dass bis Abschluss des iMSys-Rollout die zur Nachweiserbringung benötigten Daten mit bereits vorhandenen Messgeräten und Kommunikationskanälen bereitgestellt werden können.

Inhalt

1	Hintergrundinformationen zu BDL-Konsortium und -Use Cases.....	1
1	Systemdienstleistungen im Überblick	2
1.1	Regelleistung	3
1.2	Redispatch	4
1.3	Lokale Netzdienstleistungen	5
2	Use Case Primärregelung.....	6
2.1	Aktueller regulatorischer Rahmen	6
2.2	Regulatorische Hürden und mögliche Lösungsansätze	8
4	Use Case Redispatch.....	9
4.1	Aktueller regulatorischer Rahmen	9
4.2	Regulatorische Hürden und mögliche Lösungsansätze.....	11
5	Use Case lokale Netzdienstleistungen.....	12
5.1	Aktueller regulatorischer Rahmen	12
5.2	Regulatorische Hürden und Lösungsansätze	12
6	Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte bei der Erbringung von Systemdienstleistungen.....	14
6.1	Aktueller regulatorischer Rahmen	14
6.2	Regulatorische Hürden und Lösungsansätze	16
7	Steuerung, Kommunikation und Messwerterfassung zur Erbringung von Systemdienstleistungen.....	18
7.1	Aktueller regulatorischer Rahmen	18
7.2	Regulatorische Hürden und Lösungsansätze	19
8	Fazit und Ausblick	21







1 Hintergrundinformationen zu BDL-Konsortium und -Use Cases

Im Gegensatz zu Elektrofahrzeugen mit unidirektionaler Ladeinfrastruktur können Elektrofahrzeugen mit bidirektionaler Ladeinfrastruktur die in ihren Batterien als Gleichstrom gespeicherte elektrische Energie wieder in Wechselstrom wandeln und bspw. Verbraucher im selben Gebäude mit Strom versorgen (sog. Vehicle-to-Home, V2H) oder in das Stromnetz zurückspeisen und als mobiler Batteriespeicher in den Strom- und Systemdienstleistungsmärkten agieren (sog. Vehicle-to-Grid, V2G). Im zukünftigen Energiesystem können bidirektionale Elektrofahrzeuge durch ein intelligentes Zusammenspiel von Elektrofahrzeugen, Ladeinfrastruktur und Energiesystem damit einen aktiven Beitrag zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems leisten und eine wichtige Rolle zur Gewährleistung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit übernehmen.


In dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz geförderten Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement – BDL“ wird ein solches ganzheitliches, nutzerorientiertes Angebot zur Integration von bidirektionalen Elektrofahrzeugen in das Energiesystem entwickelt und erprobt. Im Rahmen des Projekts werden hierzu unterschiedliche Anwendungsfälle identifiziert und bewertet sowie in einem Pilotbetrieb mit 50 rückspeisefähigen BMW i3s demonstriert. Neben der BMW AG als Konsortialführer besteht das Projektkonsortium 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 sind zusätzlich die Bayernwerk AG, IAV GmbH, illwerke vkw AG, E.ON Group Innovation GmbH, LEW Verteilnetz GmbH, rhenag Rheinische Energie AG, Stadtwerke München GmbH, SOLARWATT GmbH, TransnetBW GmbH, Uniper SE sowie Viessmann Werke GmbH & Co. KG in das Projekt eingebunden. Diese breite Aufstellung des BDL-Konsortiums sowie der FfE-Verbundprojektpartner ermöglicht einen Erfahrungsaustausch über die gesamte energiewirtschaftliche und e-automobile Wertschöpfungskette und damit die Entwicklung von branchenübergreifend akzeptierten Lösungen.

Die im BDL-Projekt berücksichtigten Anwendungsfälle (Use Cases) für ein bidirektionales Lademanagement orientieren sich an den Bedürfnissen der Fahrzeugnutzerinnen und -nutzer bzw. dem energiewirtschaftlichen Mehrwert der bidirektionalen Fahrzeug- und Ladeinfrastruktur. Hierzu werden die unterschiedlichen Anwendungsfälle in die Cluster Vehicle-to-Home und Vehicle-to-Grid sowie zusätzlich Vehicle-to-Business gegliedert (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1: Use Cases im BDL-Projekt (orange umrandet Use Cases im Positionspapier)

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

Quelle: BDL

In den Clustern Vehicle-to-Home und Vehicle-to-Business sind die Anwendungsfälle in den Gebäuden bzw. auf den Grundstücken der Nutzerinnen und Nutzer hinter den Messeinrichtungen am Verknüpfungspunkt mit dem öffentlichen Netz eingeordnet. Der Cluster Vehicle-to-Grid umfasst demgegenüber alle Use Cases, die Netzdienstleistungen, den Energiemarkt oder Systemdienstleistungen betreffen.

Eine wesentliche Voraussetzung der im BDL-Projekt umgesetzten Use Cases ist die Möglichkeit der Nutzung sicherer, interoperabler und standardisierter Kommunikationstechnologien. Neben OCPP (Open Charge Point Protocol), zur Kommunikation zwischen Wallbox und Betreiberbackend kommen im BDL-Projekt EEBUS als Applikationsprotokoll zur Kommunikation über das Smart Meter Gateway und intelligente Messsystem (iMSys), für die lokale Kommunikation zum Einsatz.

Neben der Nutzung dieser kommerziell bereits verfügbaren Kommunikationstechnologien basieren die BDL-Use Cases grundsätzlich auf den aktuellen regulatorischen und gesetzlichen Vorgaben in Bezug auf ein bidirektionales Lademanagement von Elektrofahrzeugen. Insofern übernimmt das BDL-Projekt auch die Rolle eines „Reallabors“, in dem die aktuellen gesetzlichen und verordnungsrechtlichen Entwicklungen in der Praxis umgesetzt und aus BDL-Perspektive getestet und bewertet werden. Dabei ist ein permanenter proaktiver Austausch über die im BDL-Projekt gewonnen Erkenntnisse mit relevanten Stakeholdern integrativer Projektbestandteil. Hierfür werden im Rahmen des Projekts u. a. auch Use Case-spezifische Positionspapiere erstellt, in welchen regulatorische Hürden und mögliche Lösungsvorschläge dargestellt werden, die für eine effiziente und rechtssichere Umsetzung der jeweiligen Use Cases in der Praxis notwendig wären.

Nachdem in einem ersten Positionspapier die Use Cases aus dem Cluster Vehicle-to-Home bewertet wurden, werden im vorliegenden Positionspapier die Use Cases Primärregelung und Redispatch sowie lokale Netzdienstleistungen aus dem Cluster Vehicle-to-Grid betrachtet. Hierzu werden in Kapitel 2 nach einem kurzen Überblick über Systemdienstleistungen die Systemdienstleistungen Regelleistung und Redispatch sowie lokale Netzdienstleistungen detaillierter dargestellt. Auf die Use Case-spezifischen Produktspezifikationen und Prozesse sowie regulatorischen Hürden und vom BDL-Konsortium vorgeschlagenen Lösungsmöglichkeiten wird anschließend in den Kapiteln 2 (Primärregelung), 3 (Redispatch) und 4 (lokale Netzdienstleistungen) näher eingegangen. Die weiteren Use Case-übergreifenden regulatorischen Herausforderungen für eine Erbringung von Systemdienstleistungen aus bidirektionalen Elektrofahrzeugen werden in Kapitel 6 (Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte bei der Erbringung von Systemdienstleistungen) und Kapitel 7 (Steuerung, Kommunikation und Messwerterfassung zur Erbringung von Systemdienstleistungen) behandelt. Abschließend wird in Kapitel 8 ein zusammenfassendes Fazit gezogen sowie ein Ausblick auf die weiteren Aktivitäten im BDL-Projekt gegeben.

1 Systemdienstleistungen im Überblick

Um eine hohe Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit bei Stromübertragung und -verteilung zu gewährleisten, müssen Netzbetreiber fortlaufend Maßnahmen ergreifen, um Frequenz, Spannung und Belastung der Netzbetriebsmittel innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten bzw. nach Störungen wieder in den Normalbereich zurückzuführen. Diese für die Funktionstüchtigkeit der Stromversorgung unbedingt erforderlichen Leistungen werden als Systemdienstleistungen bezeichnet. Die dazu notwendigen Produkte werden aus Erzeugungsanlagen, Speicher sowie steuerbaren Verbrauchern bereitgestellt. Die Übertragungs- und z. T. auch Verteilnetzbetreiber nutzen diese Produkte und erbringen durch deren bedarfsgerechten Einsatz die Systemdienstleistungen. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die nach ihren Funktionen in vier unterschiedliche Arten differenzierten Systemdienstleistungen.

Tabelle 1: Einordnung von Systemdienstleistungen

	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Versorgungswiederaufbau	Betriebsführung
Funktion	<ul style="list-style-type: none"> • Halten der Frequenz im zulässigen Bereich 	<ul style="list-style-type: none"> • Halten der Spannung im zulässigen Bereich • Begrenzung des Spannungseinbruchs bei einem Kurzschluss 	<ul style="list-style-type: none"> • Wiederherstellung der Versorgung nach (Groß-)Störungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Koordination des Netz- und Systembetriebes
Produkte / Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> • Momentanreserve (Inertia) • Regelleistung • Abschaltbare Lasten • Frequenzabhängiger Lastabwurf • Wirkleistungsanpassung bei Über-/Unterfrequenz 	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung von Blindleistung • Spannungsbedingter Redispatch • Spannungsbedingter Lastabwurf • Bereitstellung von Kurzschlussleistung • Spannungsregelung 	<ul style="list-style-type: none"> • Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung • Koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last • Schwarzstartfähigkeit von Erzeugern 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzanalyse, Monitoring • Engpassmanagement (u.a. Redispatch, lokale Netzdienstleistungen) • Einspeisemanagement • Koordination der Erbringung von SDL Netzebenen übergreifend
Heutige Erbringer (Auswahl)	<ul style="list-style-type: none"> • Konventionelle Kraftwerke einschl. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke • Flexible steuerbare Lasten • Regelleistungspools (u.a. mit EE-Anlagen, BHKWs und steuerbaren Lasten) 	<ul style="list-style-type: none"> • Konventionelle Kraftwerke einschl. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke • Netzbetriebsmittel (z.B. Kompensationsanlagen, Phasenschieber) • EE-Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzleitwarten in Verbindung mit schwarzstartfähigen konventionellen Kraftwerken einschl. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzleitwarten in Zusammenspiel mit Netzbetriebsmitteln und konventionellen Kraftwerken einschl. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken

Quelle: Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Berlin, 2014.

Im BDL-Projekt werden als Use Cases die Erbringung von Primärregelleistung und Redispatch-Dienstleistungen sowie lokalen Netzdienstleistungen durch ein bidirektionales Lademanagement von Elektrofahrzeugen erprobt. Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend die Systemdienstleistungen Regelleistung und Redispatch sowie lokale Netzdienstleistungen detaillierter dargestellt.

1.1 Regelleistung

Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern als „letzte Instanz“ zur Sicherstellung eines permanenten Gleichgewichtes zwischen ein- und ausgespeister elektrischer Energie innerhalb der jeweiligen Regelzone benötigt. Ist eine Regelzone dabei überdeckt (d. h. die Summe der Einspeisungen ist größer als die Summe der Auspeisungen) wird negative Regelleistung abgerufen und damit Regelenenergie vom Übertragungsnetzbetreiber an Anbieter geliefert, die hierzu entweder die Erzeugung eines Kraftwerks reduzieren oder den Verbrauch erhöhen. Umgekehrt wird bei einer Unterdeckung der Regelzone durch den Abruf positiver Regelleistung (d. h. Lieferung Regelenenergie durch den Anbieter an den Übertragungsnetzbetreiber) die Einspeisung eines Kraftwerks erhöht bzw. die Stromaufnahme eines steuerbaren Verbrauchers reduziert. Regelleistung kann dabei grundsätzlich auch durch eine Steuerung der Lade- und Entladeleistung der Batterien von Elektrofahrzeugen erbracht werden. Hierbei wird beim Abruf von negativer Regelleistung die Ladeleistung erhöht und beim Abruf von positiver Regelleistung die Ladeleistung reduziert bzw. aus den Batterien ins Netz zurückgespeist. In Abhängigkeit von u. a. der Aktivierungszeit wird in Deutschland zwischen Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve unterschieden:¹

¹ Entsprechend der EU-Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb wird die Primärregelleistung als „Frequency Containment Reserve“ (FCR), die Sekundärregelleistung als „automatic Frequency Restoration Reserve“ (aFRR) und die Minutenreserve bzw. Tertiärregelleistung als „manual Frequency Restoration Reserve“ (mFRR) bezeichnet.

- **Primärregelleistung (PRL):** Aufgabe der Primärregelung ist die schnelle Stabilisierung der Netzfrequenz bei Auftreten von Leistungsungleichgewichten als Gemeinschaftsaufgabe aller systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber des ENTSO-E Synchronverbundes Continental Europe. Die PRL muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert sein und mindestens für 15 Minuten in voller Höhe zur Verfügung stehen. Im Synchronverbund werden heute insgesamt 3.000 MW an PRL vorgehalten. Diese wird dabei auf die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber entsprechend der Erzeugung in ihrer Regelzone aufgeteilt.
- **Sekundärregelleistung (SRL):** Die Sekundärregelung wirkt je Regelzone von zentraler Stelle automatisch durch die kontinuierliche Vorgabe eines Leistungswertes des Sekundärreglers an den Anbieter (einzelnes Kraftwerk oder Pool). Aufgabe der Sekundärregelung ist die Rückführung der Übergabeleistungen zwischen den einzelnen Regelzonen auf die vereinbarten Werte und damit Rückführung der Frequenz auf ihren Sollwert. Somit wird auch gewährleistet, dass die aktivierte PRL wieder zur Verfügung steht. Die SRL muss spätestens nach 30 Sekunden einsetzen und innerhalb von 5 Minuten in voller Höhe verfügbar sein.
- **Minutenreserve (MRL):** Die Aktivierung von MRL im Rahmen der Tertiärregelung erfolgt durch manuelle oder automatisierte Eingriffe in die Kraftwerkserzeugung – der Abruf bei den Anbietern durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt jedoch automatisiert. Aufgabe der Tertiärregelung ist die Bereitstellung einer ausreichenden gesamten Leistungsreserve sowie ein Beitrag zur Wiederherstellung der Sekundärregelreserve. Sie muss innerhalb von 15 Minuten in voller Höhe verfügbar sein.

Insgesamt ist der Regelleistungsmarkt mengenmäßig vergleichsweise klein; die mit Stand April 2021 von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern kontrahierte Regelleistung liegt bei 562 MW für Primärregelleistung sowie im Mittel etwa 3.300 MW an positiver und 2.600 MW an negativer Sekundär- und Tertiärregelleistung.² Auch wenn im operativen Netzbetrieb nur selten ein vollständiger Abruf der gesamten vorgehaltenen Regelleistung erfolgt, muss die benötigte Regelleistung von den Anbietern als Sicherheitsreserve für einen stabilen Netzbetrieb permanent vorgehalten werden. Dabei ist durch den Ausbau der regelzonen- bzw. grenzüberschreitenden Kooperationen zur Beschaffung und zum Einsatz von Regelleistung der Abruf von Regelleistung innerhalb in den vergangenen Jahren trotz des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien relativ konstant geblieben. So lag bspw. der Abruf an Sekundärregelenergie und Minutenreserve im Jahr 2020 bei in Summe 1.600 GWh an positiver und 2.000 GWh an negativer Regelenergie. Dies entspricht etwa 0,5% des gesamtdeutschen Stromverbrauchs.

1.2 Redispatch

Auf Grund der oft langwierigen Genehmigungsverfahren kann der parallel zum Ausbau der erneuerbaren Energien erforderliche Netzausbau meist nicht Schritt halten, wodurch immer häufiger Engpässe in den betroffenen Netzregionen entstehen. Zur Beseitigung der Netzengpässe stehen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern netzbezogene (insbesondere Netzsaltungen) sowie die für den Kraftwerkeinsatz relevanten marktbezogenen Maßnahmen (im Wesentlichen Redispatch und Countertrading) zur Verfügung:

- **Redispatch** bezeichnet den Eingriff in den marktbasieren Fahrplan der Erzeugungseinheiten und Speicher zur Verlagerung der Einspeisungen, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden. Durch die Senkung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer Kraftwerke bei gleichzeitiger Erhöhung der Einspeiseleistung

² Die in Deutschland ausgeschriebene Primärregelleistung wird pro-rata aus a) dem Anteil der jährlichen Stromerzeugung in der Regelzone der APG an der Stromerzeugung im synchronen Netzverbund der Regional Group Central Europe (RGCE) und b) der gesamten in der RGCE vorgehaltenen Primärregelleistung von ± 3.000 MW abgeleitet. Die für Deutschland vorzuhaltende Menge an Sekundär- und Tertiärregelleistung wird von den deutschen ÜNBs in Abhängigkeit von der Verbrauchs- und Erzeugungsstruktur für jede 4-Stundenzeitscheibe bestimmt und kann dadurch erheblich schwanken (vgl. www.regelleistung.net).

eines oder mehrerer anderer Kraftwerke außerhalb der Engpassregion bleibt in Summe die gesamte Einspeiseleistung unverändert.

- **Countertrading** dient ebenfalls dem Ziel, drohende Netzengpässe durch Veränderungen der ursprünglich geplanten Kraftwerksfahrweise zu vermeiden oder zu beseitigen. Im Unterschied zum Redispatch handelt es sich beim Countertrading aber um Handelsgeschäfte, für die auf Seiten der Kraftwerksbetreiber kein Kontrahierungszwang besteht.

Sowohl beim Redispatch als auch Countertrading entstehen Mehrkosten gegenüber dem geplanten Kraftwerkseinsatz, da in der Regel die Stromerzeugung aus Kraftwerken mit niedrigeren variablen Kosten durch Kraftwerke mit höheren variablen Kosten ersetzt wird. Bspw. wurden im Jahr 2019 insgesamt knapp 7 TWh an konventioneller Erzeugung von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern „verschoben“ und hierfür 291 Mio. € an die betroffenen Kraftwerksbetreiber vergütet bzw. für Countertrading-Maßnahmen aufgewendet. Zusätzlich wurden im Rahmen des Einspeisemanagements rd. 6,5 TWh an potenzieller Erzeugung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen reduziert, wofür die Anlagenbetreiber knapp 710 Mio. € an Entschädigungsansprüchen geltend gemacht haben.³

1.3 Lokale Netzdienstleistungen

Durch die zunehmende Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors wird die Stromnachfrage insbesondere auf Ebene der Verteilnetze in den kommenden Jahren deutlich steigen. Um den damit einhergehenden möglichen Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene auf ein gesamtvolkswirtschaftlich sinnvolles Maß begrenzen zu können, soll durch eine sog. Spitzenlastglättung ein Teil der (zusätzlichen) Stromnachfrage aus den Netzlastspitzen in die Netzlasttäler verschoben und damit temporäre lokale Netzengpässe durch die Netzbetreiber vermieden werden können (vgl. Abbildung 2).

Abbildung 2: Prinzip der Spitzenlastglättung bei Limitierung der Bezugsleistung am Netzanschlusspunkt



Quelle: FFE

Die Spitzenlast tritt dabei nur zu bestimmten Tageszeiten auf und variiert in ihrer Ausprägung. Lokale Netzdienstleistungen aus flexiblen Verbrauchseinrichtungen im Bereich der Niederspannung ermöglichen es, Spitzenlasten in Zeiten geringer Last zu verschieben, wodurch eine effiziente Netzbewirtschaftung erreicht werden kann. Neben beispielsweise Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen werden zukünftig vor allem auch Ladeeinrichtungen von Elektrofahrzeugen als flexible Verbrauchseinrichtungen eine Verschiebung der Last zur Erbringung von lokalen Netzdienstleistungen ermöglichen. Für

³ vgl. regelmäßige Berichte der Bundesnetzagentur zu netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz (http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html;jsessionid=BC236D3E947E533A8160441FC21C6009)

den durchschnittlichen Nutzer eines Elektrofahrzeugs wird die Erbringung einer lokalen Netzdienstleistung in der Regel keine Einschränkungen für das individuelle Mobilitätsverhalten nach sich ziehen, da die am Netzanschlusspunkt wirkenden Einschränkungen für die Ladung der Fahrzeugbatterie im Verhältnis zu den durchschnittlichen Standzeiten eines Fahrzeuges gering sind. Umgekehrt wird die Bereitstellung lokaler Netzdienstleistungen durch die Regelungen in §14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) finanziell entschädigt. Lieferanten und Letztverbraucher entrichten verminderte Netzentgelte an den Verteilnetzbetreiber, wenn sich eine steuerbare Verbrauchseinrichtung von diesem netzdienlich steuern lässt. In Abhängigkeit von der Höhe der reduzierten Netzentgelte sowie des Jahresstromverbrauchs lassen sich dadurch jährliche Einsparungen zwischen rd. 40 und 120 € je Ladepunkt erreichen.

Bei der Erbringung lokaler Netzdienstleistungen durch eine zeitliche Verschiebung des Ladevorgangs unterscheiden sich bidirektionale Elektrofahrzeuge grundsätzlich nicht von unidirektionalen Elektrofahrzeugen. Allerdings können bidirektionale Elektrofahrzeuge während einer Leistungseinschränkung am Netzverknüpfungspunkt durch eine Rückspeisung in das Gebäude andere steuerbare Verbrauchseinrichtungen (bspw. Wärmepumpe) oder das Gebäude selbst mit Strom versorgen und damit bei einer lokalen Optimierung der Bereitstellung von lokalen Netzdienstleistungen durch ein HEMS zusätzliche Freiheitsgrade ermöglichen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass es dabei zu Nachholeffekten durch den zusätzlichen Ladebedarf kommt und damit Lastspitzen zu einem anderen Zeitpunkt auftreten können.

2 Use Case Primärregelleistung

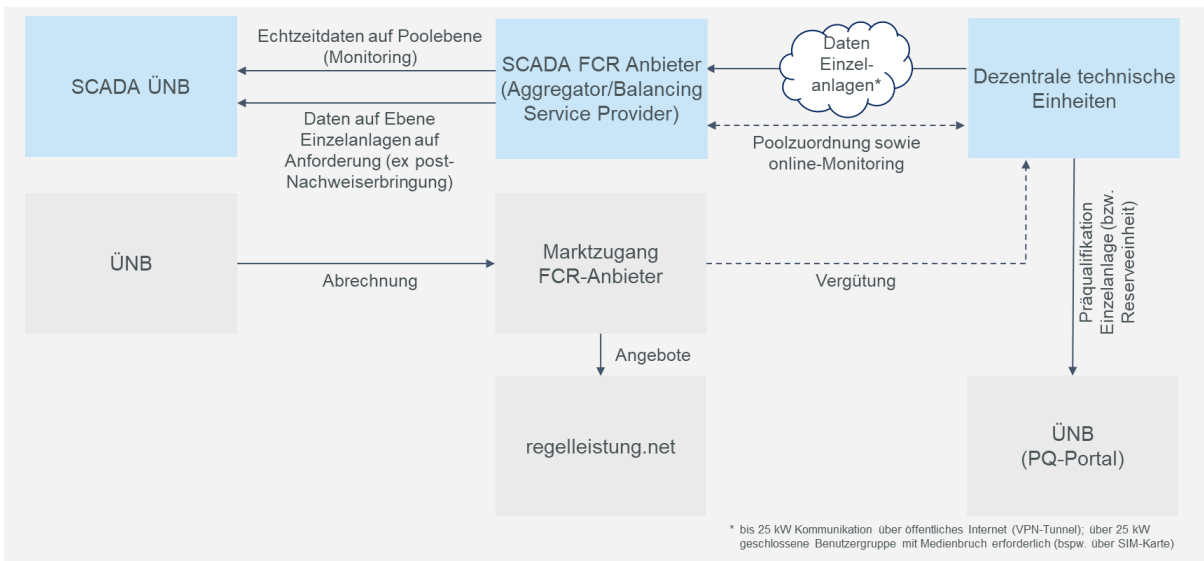
2.1 Aktueller regulatorischer Rahmen

Primärregelleistung wird – so wie die Regelreservearten Sekundärregelleistung und Minutenreserve – von den Übertragungsnetzbetreibern über ein öffentliches und grundsätzlich für alle Marktteilnehmer offenes Ausschreibungsverfahren beschafft. Für die Erbringung der Regelreserve gibt es dabei keine Größenbeschränkung in Bezug auf die Teilnahme einzelner technischer Einheiten. Allerdings ist für die Angebote eine Mindestlosgröße von 1 MW festgelegt, so dass kleinteilige Flexibilitätsoptionen und damit auch Elektrofahrzeuge bzw. Ladestationen durch einen Aggregator gepoolt werden müssen, um Regelreserve erbringen zu können. In Abbildung 3 ist der vereinfachte Prozess zur Erbringung von Primärregelleistung aus dezentralen technischen Einheiten dargestellt.

- **Präqualifikation:** Technische Einheiten bzw. die Anbieter von Regelleistung müssen eine Präqualifikation (PQ) für jede Regelleistungsart durchlaufen, um die Erfüllung der technischen und organisatorischen Kriterien für die Erbringung von Regelleistung bestätigen zu lassen. Die Rahmenbedingungen und Voraussetzungen für eine PQ sind in dem von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Präqualifikationsbedingungen ("PQ-Bedingungen") beschrieben⁴. Die zur PQ notwendigen Dokumente und Nachweise sind dabei für jede zu präqualifizierende technische Einheit (TE), Regelreserveeinheit (RE) oder Regelreservegruppe (RG) über das sog. PQ-Portal an den verantwortlichen Anschluss-ÜNB zu übermitteln. U. a. sind dies die Stammdaten in Form des Maschinendatenblatts, eine Bestätigung des Anschlussnetzbetreibers sowie des Bilanzkreisverantwortlichen und Stromlieferanten sowie eine Selbstbestätigung des Regelreserveanbieters.

⁴ vgl. <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>

Abbildung 3: Vereinfachter Prozess zur Erbringung von Primärregelleistung aus dezentralen technischen Einheiten



Quelle: TenneT TSO GmbH

- **Ausschreibung:** Sobald die präqualifizierte Leistung die jeweilige Mindestangebotsgröße für eine Regelreserveart überschreitet, schließt der Anschluss-ÜNB mit dem Reserveanbieter einen Rahmenvertrag, der Voraussetzung für die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren für Regelreserve ist. Angebote für Primärregelleistung (PRL) können am jeweiligen Vortag (d-1) über die ÜNB-weite Plattform **regelleistung.net** abgegeben werden. Für PRL erfolgt die Ausschreibung derzeit in 4 h-Zeitscheiben mit einer Mindestlosgröße von +/-1 MW. PRL ist dabei im Gegensatz zur Sekundärregelleistung und Minutenreserve ein symmetrisches Leistungsprodukt, d. h. die Angebotslegung bezieht sich auf eine Erbringung sowohl in positiver (Wirkleistungserhöhung am Verknüpfungspunkt mit dem öffentlichen Netz) als auch negative Richtung (Wirkleistungsreduzierung), wobei nur die Leistung und nicht die erbrachten Energiemengen vergütet werden.
- **Operative Erbringung:** Die bezuschlagte Primärregelleistung muss in Abhängigkeit von der Abweichung der Netzfrequenz von der Sollfrequenz von 50 Hz aus dem Pool des Regelreserveanbieter bzw. Aggregator erbracht werden. Die Zusammensetzung des Pools muss ex ante bis 15 Minuten vor Beginn einer jeden 15 Minuten Zeitscheibe bekannt sein und darf anschließend nicht mehr verändert werden. Eine Erbringung von positiver und negativer PRL kann dabei aus unterschiedlichen TEs, REs bzw. RGs erfolgen. Auch kann die Erbringung sowohl anteilig von allen oder nur einem Teil der einem Pool zugeordneten Anlagen erfolgen, sofern der gesamte Pool auf Frequenzabweichung zwischen 0 und +/-200 mHz linear reagiert. Eine dezentrale Frequenzmessung mit einer Genauigkeit von 10 mHz ist für jede TE vorgeschrieben, auch wenn die Steuerung der einzelnen Anlagen im Normalbetrieb über eine zentrale Frequenzmessung erfolgt.
- **Datenaustausch und Nachweiserbringung:** Technische Einheiten unter 25 kW Leistung können über das öffentliche Internet mit verschlüsseltem VPN an das Anbieter-Leitsystem angebunden werden, wobei die Poolgröße auf maximal 2 MW beschränkt ist. Die Verfügbarkeit der Anbindung der einzelnen TEs an das Anbieter-Leitsystem muss mindestens 95% betragen. Zwischen dem Anbieter-Leitsystem und dem Leitsystem des Anschluss-ÜNB ist hingegen eine redundante Anbindung (Haupt- und Redundanzsystem) erforderlich. Für das online-Monitoring auf Poolebene sowie die ex post-Validierung der erbrachten Regelreserve auf Ebene der einzelnen TE müssen die in den PQ-Bedingungen definierten Bewegungsdaten (Echtzeit- und Offline-Daten) in sekundlicher Auflösung

aufgezeichnet werden. Die Daten auf Poolebene sind als Echtzeitdaten⁵ online vom Leitsystem des Anbieters an das ÜNB-Leitsystem zu übermitteln. Die sekundlichen Daten auf TE-Ebene (Offline-Daten) sind maximal alle 60 Sekunden an das Anbieter-Leitsystem zu übermitteln und nach Anforderung durch den ÜNB bspw. als csv-Datei diesem bereitzustellen. Die offline-Daten müssen vom Anbieter mindestens 2 Monate archiviert werden.

Aus systemischer Sicht unterscheidet sich eine stationäre Batterie nicht von einem mit dem Netz verbundenen Elektrofahrzeugen mit bidirektionaler Ladetechnologie. Ein wesentlicher Unterschied besteht jedoch darin, dass zwischen einem Netzanschluss bzw. der Messlokation (Ladestation) und einer Batterie (Fahrzeug) nicht notwendigerweise eine permanente elektrische Verbindung besteht und sich damit die Kombination aus Netzanschluss und Batterie im Gegensatz zu stationären Batteriespeichern grundsätzlich ändern kann. Die eingeschränkte Verfügbarkeit einzelner Elektrofahrzeuge zur Erbringung von Primärregelleistung hat dabei keine unmittelbare PQ-Relevanz, sondern muss vom Poolmanagement des Aggregators beherrscht werden können (bspw. durch eine ausreichende Anzahl an Backup-Elektrofahrzeugen im Pool oder Besicherung mit anderen Technologien). Die geforderte Verfügbarkeit ist im Erbringungskonzept durch den Anbieter entsprechend nachzuweisen, der für die Schnittstellen zu den einzelnen Elektrofahrzeugen die Verantwortung trägt.

2.2 Regulatorische Hürden und mögliche Lösungsansätze

Technisch gesehen können Elektrofahrzeuge bereits heute ihre Flexibilitätspotenziale als Regelreserve nutzen. Allerdings wurde bisher nur ein „quasi-stationäres“ Elektrofahrzeug in der Regelzone von Amprion im Jahr 2018 für den Primärregelleistungsmarkt entsprechend den Vorgaben für stationäre Batteriespeicher präqualifiziert. Für die Präqualifikation einzelner Elektrofahrzeuge bzw. eines Pools an Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Regelleistung im Allgemeinen bzw. Primärregelleistung im Speziellen existieren bisher hingegen noch keine offiziellen für Elektrofahrzeuge spezifischen Vorgaben der deutschen ÜNBs.

Vor dem Hintergrund der in den kommenden Jahren erwarteten dynamischen Entwicklung der Zulassungszahlen von Elektrofahrzeugen kann die Erbringung von FCR aus Elektrofahrzeugen jedoch nicht nur aus (wirtschaftlicher) Sicht der Marktteilnehmer, sondern auch aus Systemsicht eine sinnvolle Erweiterung des Anbieterkreises im deutschen Regelleistungsmarkt darstellen. Daher haben die Übertragungsnetzbetreiber mit der Ausarbeitung einer – im weiteren Verlauf noch zu konsultierenden und von der BNetzA zu genehmigenden – Weiterentwicklung der PQ-Bedingungen begonnen, um damit die Voraussetzungen für einen Zugang von Elektrofahrzeugen zum Markt für Primärregelleistung schaffen zu können.⁶

Aus Sicht des BDL-Konsortiums sollten zur Beseitigung der bestehenden regulatorischen Hürden dabei insbesondere die nachfolgenden Punkte als Ergänzungen bzw. Erweiterungen der PQ-Bedingungen in Bezug auf die Präqualifikation von Elektrofahrzeugen für eine Erbringung von Primärregelleistung berücksichtigt werden.

- Bei der Definition der Technischen Einheit sollte die (variable) **Kombination aus Ladestation und Elektrofahrzeug gemeinsam und nicht Ladestation und Elektrofahrzeug getrennt die PQ-Bedingungen erfüllen** müssen. Frequenzmessung, Leistungssteuerung, sekundliche Messwerterfassung sowie Daten- und Kommunikationsanbindung sollen entsprechend über das Elektrofahrzeug oder die Ladestation realisiert werden können. In jedem Fall ist jedoch aus Kostengründen zu vermeiden, dass die technischen Voraussetzungen für eine PQ redundant in Ladestation und Elektrofahrzeug vorhanden sein müssen.

⁵ Bei gepoolter Regelreserve vom Anbieter berechnete Ersatzwerte.

⁶ Die bestehenden PQ-Bedingungen werden dabei so weiterentwickelt, dass es eine Präqualifikation von Elektrofahrzeugen zur Primärregelleistungserbringung zu keiner Besserstellung von Elektrofahrzeugen gegenüber anderen Marktteilnehmern, wie bspw. stationären Haushaltsbatteriespeichern, führt. Insofern wird nur an jenen Stellen eine Differenzierung in den PQ-Bedingungen für mobile Stromspeicher erfolgen, wo dies auf Grund der für Elektrofahrzeuge spezifischen Besonderheiten erforderlich ist.

- Die aktuell manuell durchgeführte Präqualifikation einzelner TEs, REs oder RGs lässt sich zur PQ von mehreren 1.000 oder 10.000 identer bzw. praktisch identer Elektrofahrzeugen nicht praktikabel umsetzen. Insofern stellt die **Schaffung weitgehend automatisierte PQ-Prozesse** eine wesentliche Voraussetzung zur effizienten Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dezentralen Anlagen im kW-Bereich dar (d. h. Typen-PQ, die eine „plug and play“ Übermittlung der Stammdaten sowie notwendigen Bestätigungen erlaubt).
- Bis Abschluss eines großflächigen iMSys-Rollout sollten für eine einfache und kosteneffiziente Nachweiserbringung die benötigten sekundlichen **Daten mit bereits vorhandenen Messgeräten und Kommunikationskanälen bereitgestellt** werden können (bspw. Messwerte aus Wechselrichter), sofern diese den Qualitätsvorgaben der PQ-Bedingungen entsprechen.
- Für die Erbringung von Primärregelleistung sollte **auf eine verpflichtende registrierende Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt verzichtet** werden, wenn eine solche nicht aus anderen Gründen notwendig ist (bspw. iMSys bei Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh oder 15-Minuten Lastgangmessung zur Erbringung von Sekundärregelleistung, Minutenreserve oder lokalen Netzdienstleistungen). Bei einer Erbringung von Primärregelleistung erfolgt kein Ausgleich von Energiemengen zwischen Bilanzkreisen, d. h. es ist keine eichrechtskonforme Messung im 15 Minutenraster zur Nachweiserbringung bzw. zum Bilanzausgleich notwendig.
- Da Elektrofahrzeuge im Gegensatz zu stationären TEs jederzeit und vor allem aus Sicht des Aggregators ungeplant vom Netz getrennt werden können, sollte zum Ersatz der vom Netz getrennten Elektrofahrzeuge eine **Änderung der Poolzusammensetzung auch innerhalb einer Viertelstunde möglich sein**. Alternativ sollte eine Übererfüllung der Anforderung gemäß der P(f)-Kennlinie in einer Form zugelassen werden, die es Anbietern ermöglicht ungeplante „Ausfälle“ vorausschauend durch eine Übererfüllung kompensieren zu können.
- Bei einer Erbringung von Primärregelleistung aus einer Vielzahl einzelner TEs wird von den Anbietern zur Nachweiserbringung eine sehr große Datenmenge vorzuhalten und auf Anforderungen durch den Anschluss-ÜNB an diesen zu übermitteln sein. Insofern sollte ein **Verfahren entwickelt werden, das zu einer signifikanten Reduzierung der zur Nachweiserbringung vorzuhaltenden und auszutauschenden Datenmengen führt**. Dies kann bspw. in einem ersten Schritt dadurch erreicht werden, in dem die Aufzeichnung der Offline-Daten nicht alle 1-4 Sekunden, sondern nur bei Änderungen der Messgröße erfolgen muss. Auch sollten die Frequenzmessdaten nur zentral aufgezeichnet werden bzw. nur dann dezentral in sekundlicher Auflösung, wenn die Anbindung zwischen TE, RE oder RG und dem Anbieterleitsystem unterbrochen ist. Im Weiteren sollte die Vorhaltezeit der Offline-Daten von aktuell 2 Monate auf bspw. 2 Wochen reduziert werden. Auch sollte perspektivisch ein Verfahren entwickelt werden, dass eine automatisierte und vor allem eigenständige Nachweiserbringung auf Ebene der einzelnen TEs bzw. REs/RGs ermöglicht. In einem solchen Fall würde von den Regelleistung erbringenden dezentralen Anlagen nur noch eine Bestätigung über die mit den PQ-Bedingungen konforme Erbringung an den Anschluss-ÜNB übermittelt werden. Dies setzt allerdings einen vertrauenswürdigen und manipulationssicheren Hard- und Software-Umgebung voraus, die bspw. über eine Blockchain-Lösung, wie der im BDL-Projekt erprobten *Equigy-Crowd Balancing Platform*, umgesetzt werden könnte.

3 Use Case Redispatch

3.1 Aktueller regulatorischer Rahmen

Während heute nur Kraftwerke und (Pump-)Speicherkraftwerke mit einer installierten Leistung von über 10 MW ihre Erzeugung bzw. ihren Bezug bei Netzengpässen auf Anweisung des Netzbetreibers verpflichtend anpassen müssen, wird sich mit der Umsetzung des NABEG 2.0 (Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes) zum 1. Oktober 2021 das Redispatch-Regime in Deutschland grundlegend ändern.

Neben den bisher bereits erfassten Erzeugungsanlagen und Speichern werden im zukünftigen Redispatch 2.0 alle Erzeugungs- und Speicheranlagen mit einer Nennleistung von mehr als 100 kW⁷ in einen planwertbasierten Redispatch-Prozess einbezogen werden. Dabei werden im Unterschied zu den bisher getrennt erfolgenden Einspeisemanagement-Maßnahmen auch Erneuerbare Energien- und KWK-Anlagen in den Redispatch-Prozess mit einem bilanziellen sowie finanziellen Ausgleich einbezogen. Nicht erfasst werden von Redispatch 2.0 steuerbare Verbraucher außerhalb der von der Abschaltverordnung erfassten industriellen Lasten sowie Erzeugungs- und Speicheranlagen unter 100 kW. Die Ladestationen für Elektrofahrzeuge bzw. die Elektrofahrzeuge selbst werden demnach, so wie bspw. Wärmepumpen und Batteriespeicher in Haushalten, nicht von den Regelungen des Redispatch 2.0 erfasst. In Tabelle 2 ist der regulatorische Redispatch-Rahmen zusammenfassend dargestellt, der mit Umsetzung der Regelungen des NABEG 2.0 zur Anwendung kommen wird.

Tabelle 2: Regulatorischer Redispatch-Rahmen nach Umsetzung NABEG 2.0 zum 1.10.2021

	> 10 MW	5 MW - 10 MW	100 kW - 5 MW	< 100 kW
Konventionelle Erzeuger	Bisheriger Redispatch	Erweiterung durch NABEG	Erweiterung durch NABEG	Erweiterung durch NABEG*
Erneuerbare Energien-Anlagen	Erweiterung durch NABEG	Erweiterung durch NABEG	Erweiterung durch NABEG	Erweiterung durch NABEG*
KWK-Anlagen	Erweiterung durch NABEG	Erweiterung durch NABEG	Erweiterung durch NABEG	nicht erfasst
Elektrische Speicher (Batterien etc.)	Bisheriger Redispatch	Erweiterung durch NABEG	Erweiterung durch NABEG	nicht erfasst
Elektrofahrzeuge / Ladestationen	n. a.	n. a.	n. a.	nicht erfasst
Elektrische Wärmeanwendung (Wärmepumpe etc.)	n. a.	n. a.	n. a.	nicht erfasst
Demand Side Management	AbLaV**	AbLaV**	nicht erfasst	nicht erfasst

Quelle: TenneT TSO GmbH (* von NABEG 2.0 erfasst, wenn jederzeit durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar; **Verordnung zu abschaltbaren Lasten über die Bereitstellung von sofort abschaltbaren Lasten und schnell abschaltbaren Lasten in der Industrie zur Stabilisierung der Übertragungsnetze)

Gemäß §13a EnWG erhalten Erzeugungsanlagen und Speicher bei einer Anpassung der Wirkleistungs- und Blindleistungseinspeisung bzw. des Wirkleistungsbezugs eine angemessene Vergütung. Angemessen im Sinne des Gesetzes bedeutet, dass der Betreiber der Anlage durch eine Redispatch-Maßnahme wirtschaftlich weder besser noch schlechter als ohne die Maßnahme gestellt wird. Die Vergütung für Redispatch-Maßnahmen ist also rein kostenbasiert, ohne Möglichkeit einen wirtschaftlichen Vorteil durch die Erbringung einer Redispatch-Dienstleistung erzielen zu können.⁸ Anzumerken ist in diesem Zusammenhang, dass eingesparte Aufwendungen auf Seiten eines Anlagenbetreibers den

⁷ Obwohl auch Anlagen zwischen 30 und 100 kW, insofern diese durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind, durch die NABEG-Novelle miteinbezogen werden können, hat die BNetzA in ihrem Beschluss vom 06.11.2020 den Anwendungsbereich ihrer Festlegung auf Anlagen ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW beschränkt. Als Begründung diente hierbei die relativ gesehen geringe Leistung im Vergleich zur Anzahl der Anlagen: ca. 165.000 oder 64 % der Anlagen ab 30 kW, diese aber nur wenig Leistung aufweisen (ca. 8.6 MW oder 4 % der Leistung aller Anlagen ab 30 kW). (vgl. BK6-20-059, S. 11).

⁸ Die Vergütung umfasst insbesondere Auslagen für 1) die Anpassung der Einspeisung (bspw. Brennstoff- und CO₂-Zertifikatekosten) oder den Bezug, 2) den anteiligen Werteverbrauch der Anlage, 3) die entgangene Erlösmöglichkeiten, sofern diese die Aufwendungen nach 1) und 2) übersteigen sowie 4) die Herstellung der Betriebsbereitschaft.

Aufwendungen gegenzurechnen sind, d. h. bei einer Reduzierung der Einspeiseleitung erfolgt in der Regel eine Erstattung der eingesparten Kosten durch den Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber.

3.2 Regulatorische Hürden und mögliche Lösungsansätze

Die mit der Energiewende einhergehende zunehmende Dezentralisierung unseres Stromversorgungssystems wird sich nicht nur auf die Erzeugungsseite beschränken, sondern insbesondere auch die Speicherung sowie den unmittelbaren Vor-Ort-Verbrauch der erzeugten bzw. gespeicherten elektrischen Energie in zum Teil neuen Anwendungsbereichen einschließen, wie etwa E-Fahrzeuge und Wärmepumpen (Stichwort Sektorkopplung). Auch wenn durch das Redispatch 2.0 deutlich mehr Anlagen in den Redispatch-Prozess einbezogen werden, bleiben die Flexibilitätspotenziale dieser neu entstehenden Millionen einzelner dezentrale Flexibilitätsoptionen in der Regel unberücksichtigt bzw. können nur auf freiwilliger Basis für Maßnahmen zum Engpassmanagement eingesetzt werden. Allerdings fehlt im existierenden Regulierungsrahmen mit einem kostenbasierten Redispatch-Regime der wirtschaftliche Anreiz für kleinteilige Flexibilitäten zur freiwilligen Teilnahme. Aber auch aus Sicht der Netzbetreiber sind kleinteilige Flexibilitäten mit einem kostenbasierten Redispatch kaum nutzbar, da die Kostenbasis häufig nicht (fundiert) bestimmt werden kann bzw. der (anlagenscharfe) Abrechnungsaufwand sehr hoch ist. Daher sollte ergänzend zu den bestehenden gesetzlichen Vorgaben ein anreizbasierter Ansatz für die Bereitstellung von Redispatch-Dienstleistungen aus jenen dezentralen Erzeugungsanlagen, Speichersystemen und Verbrauchern eingeführt werden, für die keine verpflichtende Teilnahme am Engpassmanagement gemäß NABEG 2.0 vorgesehen ist.

In einem solchen hybriden Redispatch-System würde sich die Merit Order der auf einen Engpass wirkenden Redispatch-Potenziale aus den kostenbasierten Potenzialen der verpflichtend teilnehmenden Erzeuger/Speicher sowie den anreizbasierten Potenzialen der freiwillig teilnehmenden Flexibilitäten zusammensetzen. Ein anreizbasiertes Angebot würde nur dann abgerufen werden, wenn dieses eine kostengünstigere Wirkung auf einen Engpass hat als ein kostenbasiertes „Angebot“. Dabei werden sowohl die Kosten/Preise der Flexibilität als auch deren physikalische Wirkung auf den Engpass berücksichtigt, um einen Engpass mit den aus Systemsicht geringsten Gesamtkosten beheben zu können. Sollten die anreizbasierten Angebote insgesamt teurer als die kostenbasierten Redispatch-Potenziale sein, werden diese nicht abgerufen und bleiben unberücksichtigt.

Ein hybrides Redispatch-System würde jedoch nicht nur einen wirtschaftlichen Anreiz für dezentrale Flexibilitätsoptionen schaffen sich aktiv am Engpassmanagement zu beteiligen, sondern auch der im *EU Clean Energy Package* definierten neuen Rolle der Verbraucherinnen und Verbraucher entsprechen. Flexible Verbraucherinnen und Verbraucher sollen zukünftig als aktive Kundinnen und Kunden an den Energiemärkten teilnehmen können, um das Potenzial von Millionen flexibler und dezentraler Verbraucher, Erzeuger und Speicher für unterschiedliche Anwendungsbereiche nutzbar zu machen. Entsprechend sieht das *Clean Energy Package* auch für das Engpassmanagement eine marktbasierende Nutzung aller flexibel steuerbaren Erzeugungs- und Speichereinrichtungen sowie Lasten vor, um das gesamte Flexibilitätspotenzial für Redispatch nutzen zu können.⁹

Ein ergänzendes anreizbasiertes Redispatch-Modell für Flexibilitätsoptionen außerhalb der Redispatch 2.0-Systematik würde also nicht nur die Nutzung von Elektrofahrzeugen und anderen dezentralen Flexibilitäten zur Engpassbehebung ermöglichen, sondern insbesondere auch der im *Clean Energy Package* vorgegebenen aktiven Rolle der Verbraucherinnen und Verbraucher im Energiesystem entsprechen.

⁹ Ausnahmen von einem nicht marktbasierenden Redispatch sind möglich, wenn keine marktbasierende Alternative verfügbar ist, b) alle verfügbaren marktbasierenden Ressourcen eingesetzt wurden, die Zahl der geeigneten Anlagen zu gering ist um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen oder durch einen marktbasierenden Redispatch ein regelmäßiges strategisches Bietverhalten herbeigeführt würde (vgl. EU 2019/943 Artikel 13(3) der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung vom 5. Juni 2019).

4 Use Case lokale Netzdienstleistungen

4.1 Aktueller regulatorischer Rahmen

Lokale Netzdienstleistung in den Niederspannungsnetzen sind zum aktuellen Zeitpunkt im Kontext des §14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zu betrachten. Lieferanten und Letztverbraucher in Niederspannungsnetzen erhalten ein vermindertes Netzentgelt vom Verteilnetzbetreiber, wenn im Gegenzug dieser eine steuerbare Verbrauchseinrichtung (z. B. Ladepunkt) netzdienlich steuern kann. Diese Steuerung ist derzeit auf eine Einzelanlage bezogen, weshalb grundsätzlich ein separater Zählpunkt für die steuerbaren Verbraucher benötigt wird, um den für ein vermindertes Netzentgelt heranzuziehenden Stromverbrauch messtechnisch erfassen zu können.¹⁰

Im aktuellen §14a EnWG ist jedoch bereits ein Zusatz enthalten, der eine Konkretisierung des Rahmens für die Reduzierung von Netzentgelten, die vertragliche Ausgestaltung sowie Steuerungshandlungen verlangt. Mit der Veröffentlichung des Referentenentwurfes zum Steuerbare-Verbrauchseinrichtung-Gesetzes (SteuVerG) hat das BMWK im Januar 2021 ein Konzept hierzu vorgelegt. Die Regelungen hätten neben Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Stromspeicher vor allem auch Ladepunkte für Elektrofahrzeuge betroffen. Allerdings wurde der Referentenentwurf vom BMWK unter Verweis auf eine fehlende Billigung des Ministers kurzfristig wieder zurückgezogen. Entsprechend bleiben die bisherigen §14a EnWG-Regelungen zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung bis auf Weiteres gültig. Zur Umsetzung von §14a haben Verteilnetzbetreiber bisher in der Regel Zeitfenster definiert, in denen diese die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über z. B. Rundsteuertechnik oder Zeitschaltuhren schalten können. Die Bayernwerk Netz GmbH stellt hier beispielsweise der Kundin bzw. dem Kunden einen Funkrundsteuerempfänger bereit. Die Umsetzung des Steuersignals kann in Abhängigkeit von den technischen Spezifikationen der Wallbox mittels Direktverdrahtung, lokalem Controller oder Relais realisiert werden. Hierbei muss bspw. im Bayernwerk Netzgebiet die Leistung im Schaltfall um mindestens 50 % reduziert werden. In den Netzgebieten anderer Netzbetreiber wird die Einschränkung über andere Leistungsstufen bzw. -reduktionen erzielt.

4.2 Regulatorische Hürden und Lösungsansätze

Zur Erbringung lokaler §14a-Netzdienstleistungen ist derzeit eine separate Messung sowie eine Einzelansteuerung der jeweiligen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nötig. Somit kann ein aktiver Endkunde, der durch bspw. bidirektionale Ladeeinrichtung, Wärmepumpe, Speicher und PV-Anlage die Stromerzeugung und den Stromverbrauch grundsätzlich anpassen kann, die Flexibilitätspotentiale nicht vollständig zur Verfügung stellen. Weiterhin ist die Steuerungstechnologie der Zeitschaltuhr und Funkrundsteuerempfänger, welche an Einzelanlagen verbaut werden, neben der Notwendigkeit für einen eigenen Zählpunkt ein weiterer Faktor, der die Kosten für die Umsetzung einer Steuerung zur Erbringung lokaler Netzdienstleistungen erhöhen kann.

Mit intelligenten Messsystemen kann die zeitlich unflexible Steuerung durch Rundsteuertechnik und Schaltuhren, durch eine dynamische Steuerung abgelöst werden. Dabei müssen durch die Novellierung des §14a klare Vorteile und somit Anreize sowohl für den Verteilnetzbetreiber als auch für den Endkunden geschaffen werden. Generell ist in diesem Zusammenhang davon auszugehen, dass netzseitige Eingriffe tendenziell selten und zeitlich begrenzt erfolgen werden und somit in der Regel neben lokalen §14a-Netzdienstleistungen zusätzlich die Erbringung weiterer Systemdienstleistungen bzw. ein markt-dienlicher Einsatz der Kleinstanlagen möglich ist.¹¹ Anderenfalls wären Zielkonflikte bei der zusätzlichen Nutzung der Flexibilität von Elektrofahrzeugen in den Systemdienstleistungs- und Energiemärkten nicht

¹⁰ Ein zusätzlicher separater Zählpunkt für eine Ladeeinrichtung ist nicht erforderlich, wenn bspw. in einem Haushalt bereits ein separater Zählpunkt für eine steuerbare Wärmepumpe existiert. In einem solchen Fall kann die Ladeeinrichtung/Wallbox am Zähler der Wärmepumpe angeschlossen werden, wenn diese über ein separates Signal gesteuert werden kann.

¹¹ Die netzdienliche Steuerung dient der Vermeidung von Netzausbau. Der Umfang der Einschränkung wird vertraglich festgehalten. Somit hat der Endkunde Sicherheit bzgl. des Umfangs der (vergüteten) Einschränkung. Der VNB kann diese Flexibilität in der Planung berücksichtigen und kann bei ausreichend Flexibilität die günstigere Netzausbaualternative nutzen, bzw. einen Ausbau verzögern/vermeiden. Die netzdienliche Steuerung nach §14a kann damit auch als Netzausbaualternative verstanden werden.

auszuschließen. Unabhängig davon, bleiben Unsicherheiten in Bezug auf die technischen sowie organisatorischen Kommunikations- und Steuerungsanforderungen bestehen, solange eine finale Rechtsverordnung zur weiteren Ausgestaltung des §14a EnWG jedoch fehlt. Aus Sicht des BDL-Projektes sollten daher die folgenden Punkte bei der anstehenden Novellierung von §14a berücksichtigt werden:

- Zukünftig soll dort wo möglich, ergänzend zur direkten Steuerung von Einzelanlagen eine verpflichtende Vorgabe von einem **zeitlich begrenzten vorab vereinbarten maximalen Leistungsbezug am Netzanschlusspunkt** zur netzdienlichen Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber gesetzlich vorgesehen werden. Eine entsprechende **Mindestleistung** (d. h. unbedingte Leistung)¹² soll **zu jedem Zeitpunkt verfügbar** sein, um den typischen Haushaltsverbrauch zu decken.
- Weiterhin soll zukünftig die Möglichkeit geschaffen werden, dass bei einem **lokalen Überschuss von Erzeugung erneuerbarer Energien** auch die **bewusste und netzentlastende Zuschaltung von Verbrauchseinrichtungen ermöglicht** wird, wie es für Speicherheizungen heute schon möglich ist. Dies kann weitere **Vermarktungsmöglichkeiten eröffnen**, welche v. a. für Verbraucher mit bidirektionaler Lademöglichkeit bzw. Elektroauto eine zusätzliche **steigende Akzeptanz** einer Novellierung des §14a EnWG durch **aktive Partizipation** inkl. monetärer Anreize darstellen kann.
- Es muss dabei sichergestellt werden, dass bei einem **akuten Engpassfall die Leistungsvorgabe (positiv und negativ) auch ad hoc** erfolgen kann. Im Branchendialog ist hierzu eine Roadmap zu erarbeiten, wie der **Umstieg von einer statischen hin zu einer bedarfsorientierten Leistungsvorgabe** umgesetzt werden kann. Damit einhergehend sollte eine verpflichtende Bereitstellung der Steuerbarkeit am Netzanschluss ab einer zu definierenden Leistungsabnahme regulatorisch umgesetzt werden.
- Eine **Überdimensionierung der Stromnetze** soll **vermieden** werden. Das Werkzeug **der Spitzenglättung** bietet hier eine Lösungsvariante. Der **Netzausbau** soll jedoch weiterhin im **erforderlichen Maße** erfolgen (bspw. bedingt durch EE-Ausbau oder vom Netzkunden bezahlter unbedingter Leistung).
- Der **Zeitpunkt und Umfang** einer möglichen **Leistungsvorgabe** sollen **transparent und nachvollziehbar** sowie mit einer ausreichenden Vorlaufzeit an den **Letztverbraucher und Markt** (z.B. Lieferant, Aggregator) **kommuniziert** werden, sodass Letztverbraucher und Markt rechtzeitig reagieren können. Eine **stufenweise Weiterentwicklung der Informationsbereitstellung** ist empfehlenswert. Zu Beginn kann z. B. eine solche Information vertraglich fixiert sein (statische Zeitfenster) und erst mit der fortschreitenden Digitalisierung des Niederspannungsnetzes einer Vorabankündigung näherkommen.
- Das Modell einer an ein vermindertes Netzentgelt gekoppelten Anreizwirkung, sollte perspektivisch durch einen marktbasieren Ansatz abgelöst werden. **Letztverbraucher** würden dadurch die **Entscheidungsmöglichkeit** erhalten, den aus ihrer Sicht anlegbaren „Wert“ der jederzeit verfügbaren Leistung (**unbedingte Leistung**) individuell festzulegen. Dabei müsste jedoch sichergestellt werden, dass ein Sockelbetrag für alle Netzkundinnen und -kunden unabhängig von ihrer individuellen **Zahlungsbereitschaft** zu denselben Konditionen verfügbar ist, um insbesondere das Risiko für Energiearmut vermeiden zu können.
- Zudem soll eine **Roadmap** zur Umsetzung einer Novellierung der **lokalen Netzdienstleistung (vgl. beschriebene Lösungsansätze)** erstellt werden, damit alle **Akteure** (z. B. Lieferant, Aggregator und Verteilnetzbetreiber) **frühzeitig Planungssicherheit** für die **Umsetzung** erhalten und von Anfang an **Akzeptanz bei Kundinnen und Kunden** geschaffen werden kann.

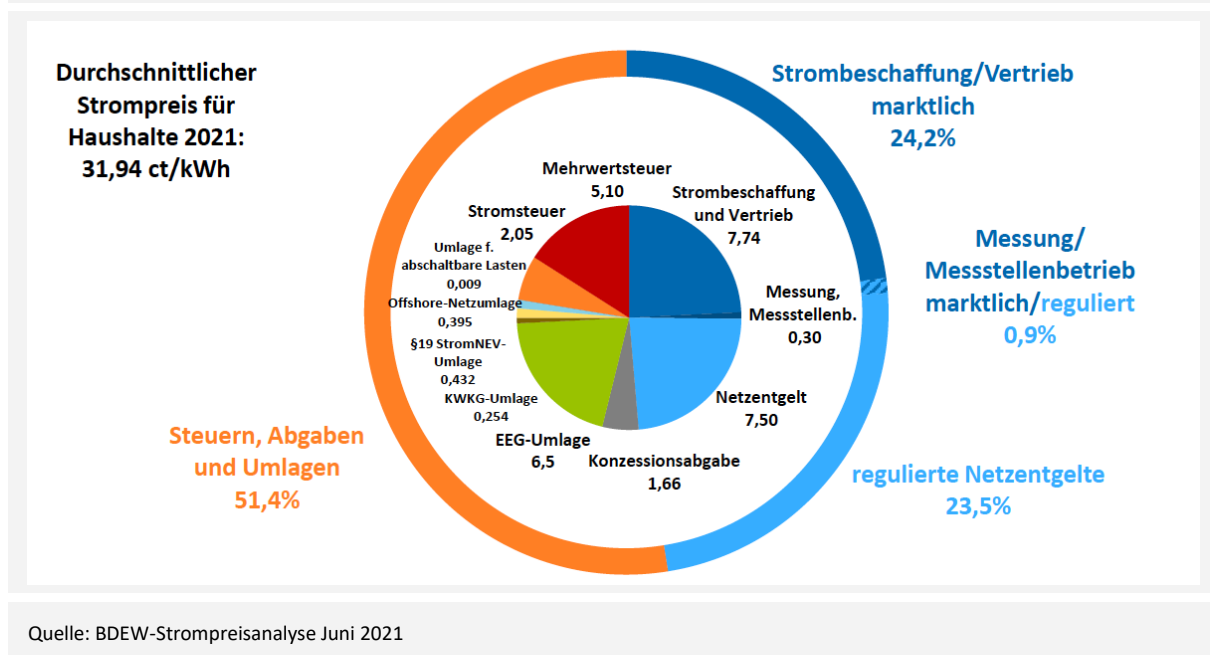
¹² Die "unbedingte Leistung" steht dem Netzanschlussnutzer immer zur Verfügung, d. h. es besteht kein Eingriffsrecht für den Netzbetreiber. Im Gegensatz dazu steht die „bedingte Leistung“ dem Netzanschlussnutzer nicht immer vollumfänglich zur Verfügung, da der Netzbetreiber zeitlich und in der Höhe eng beschränkt die bedingt zur Verfügung stehende Netzanschlussleistung wie vertraglich vereinbart reduzieren kann.

5 Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte bei der Erbringung von Systemdienstleistungen

5.1 Aktueller regulatorischer Rahmen

Im Gegensatz zu unidirektionalen Elektrofahrzeugen können Systemdienstleistungen aus bidirektionalen Elektrofahrzeugen nicht nur durch gesteuertes Laden, sondern auch durch gesteuertes Entladen der Fahrzeuge erbracht werden. Von besonderer Relevanz ist in diesem Zusammenhang, wie mit den bei einem Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu entrichtenden Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte bei einer Rückspeisung von Strom in das öffentliche Netz umgegangen wird (Stichwort „Doppelbelastung“ von Stromspeichern). Die aktuelle BDEW-Strompreisanalyse von Juni 2021 zeigt für Haushalte mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh einen durchschnittlichen Strompreis von 31,94 ct/kWh. Davon entfallen 51% auf Steuern, Abgaben und Umlagen 25% auf Netzentgelte und Messung sowie 24% auf Strombeschaffung und Vertrieb (Abbildung 4).

Abbildung 4: Durchschnittlicher Strompreis für Haushalte in Deutschland 2021 (inkl. Grundgebühren)



In Bezug auf die Frage einer möglichen Doppelbelastung für den bei der Erbringung von Systemdienstleistungen wieder in das öffentliche Netz rückgespeisten Strom ist insbesondere die Einordnung von Elektrofahrzeugen in den gesetzlichen und regulatorischen Rahmen und damit eine mögliche Differenzierung als Letztverbraucher (Entnahme von Strom aus dem öffentlichen Netz zum Laden) und Einspeiser (Entladen und Rückspeisen von Strom in das öffentliche Netz) maßgeblich. Grundsätzlich ist entsprechend der Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt und Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU eine doppelte Belastung von Speicheranlagen aktiver Kundinnen und Kunden mit Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten nicht zulässig, wobei dies auch dann gilt, wenn für Netzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen erbracht werden (Richtlinie EU 2019/944 Artikel 15 Abs. 5). Allerdings gibt es für stationäre Stromspeicher im deutschen Ordnungsrahmen noch kein konsistentes bzw. abschließendes Regulierungsregime – für Elektrofahrzeuge bzw. Ladestationen gilt dies in Bezug auf eine mögliche doppelte Entgeltspflicht beim Rückspeisen von Strom in das öffentliche Stromnetz umso mehr. Vor diesem Hintergrund ist im Folgenden der regulatorische Rahmen für stationäre Stromspeicher als

Angangspunkt für die Diskussion regulatorischer Hürden bei einer Erbringung von Systemdienstleistungen aus bidirektionalen Elektrofahrzeugen zusammenfassend dargestellt.¹³

- Das Energiewirtschaftsgesetz sieht in § 118 Abs. 6 eine vollständige **Netzentgeltbefreiung** für bis zum 04.08.2026 neu errichtete Stromspeicher für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme vor. Dabei muss der entnommene Strom unter Berücksichtigung der zeitlichen Verzögerung in dasselbe Transport- oder Verteilnetz zurückgespeist werden, aus dem dieser zuvor entnommen wurde. Die Netzentgeltbefreiung gilt dabei auch für Speicherverluste.
- Alternativ zu einer vollständigen Netzentgeltbefreiung können Stromspeicher unter bestimmten Voraussetzungen gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 und S. 2 sowie § 19 Abs. 4 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) ein **individuelles Netzentgelt** beanspruchen. Allerdings sind die Speicherverluste hiervon nicht erfasst, d. h. für diese muss das vollständige Netzentgelt entrichtet werden.¹⁴
- Gemäß § 18 StromNEV erhalten auch Stromspeicher ein Entgelt für dezentrale Einspeisung, das sog. **vermiedene Netzentgelt**. Für die Anwendung dieser Regelung ist jedoch eine grundsätzlich gesetzliche Einordnung der Einspeisung durch das Elektrofahrzeug notwendig.
- Stromspeicher sind für den aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom von der **EEG-, KWK- und Offshore-Umlage** befreit, wenn dieser mit einer zeitlichen Verzögerung wieder vollständig in das Netz eingespeist wird, aus dem der Strom bezogen wurde. Dieses Speicherprivileg umfasst dabei ausdrücklich auch mögliche Speicherverluste (vgl. § 61l EEG, § 27b KWKG und § 17f Absatz5 EnWG). Im Zusammenhang mit der EEG-Umlage ist zusätzlich zu beachten, dass eine Doppelbelastung des in einem Stromspeicher gespeicherten Stroms und anschließendem Verbrauch beim Letztverbraucher vermieden wird. Gemäß § 61l EEG kann unter bestimmten Bedingungen die EEG-Umlage auf der Einspeicherseite um die EEG-Umlage auf der Rückspeicherseite (Eigenverbrauch oder Drittbelieferung ohne Netznutzung) saldiert werden. Diese Regelung gilt auch für die KWK- und Offshore-Umlage.
- Demgegenüber besteht für die **§ 19 StromNEV- Umlage und Abschaltbare-Lasten-Umlage** sowie die **Konzessionsabgabe** kein Speicherprivileg, d. h. die Umlagen bzw. Abgabe sind für den von einem Stromspeicher aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom vollständig zu entrichten.
- Im Bereich der **Stromsteuer** gilt für stationäre Batteriespeicher eine Steuerbefreiung. In § 5 Abs. 4 StromStG wird geregelt, dass Batteriespeicher, die dazu dienen Strom vorübergehend zu speichern und anschließend in ein Versorgungsnetz wieder einzuspeisen, als Teil des Versorgungsnetzes gelten und damit keine Stromsteuerpflicht vorliegt.
- Gemäß BFH-Urteil vom 12.5.1993 (Az.: XI R 56/9) können zudem Begünstigungen im Rahmen der **Umsatzsteuer** zugunsten von Stromspeichern gewährt werden. Eine Steuerpflicht besteht demnach nicht, wenn der Strombezug des Speichers keine „Lieferung“, sondern eine „sonstige Leistung“ darstellt.

Insgesamt bestehen für die Rückspeisung aus stationären Stromspeichern in das öffentliche Netz damit eine Reihe von Privilegien zur Vermeidung einer Doppelbelastung mit den bei einem Strombezug zu entrichtenden Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten. Allerdings ist die praktische Umsetzung der Ausnahmeregelungen häufig mit einem vergleichsweise hohen Messaufwand verbunden, um eine eindeutige Abgrenzung der von einem Stromspeicher verbrauchten bzw. erzeugten Energiemengen vornehmen zu können. Dies gilt insbesondere dann, wenn am Standort des Stromspeichers

¹³ vgl. u. a. BNetzA (2021): Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt (Stand: März 2021); CMS (2021): Rechtliche bzw. regulatorische Rahmenbedingungen für Stromspeicher in Deutschland; IKEM (2019): Übersicht zu den staatlich veranlassten Strompreisbestandteilen für den Strombezug ausschließlich netzgekoppelter Stromspeicher

¹⁴ Im Gegensatz zu stationären Batteriespeichern kann für Ladestationen von Elektrofahrzeugen ein vermindertes Netzentgelt gemäß §14a EnWG in Anspruch genommen werden, wodurch auch für die Speicherverluste ein reduziertes Netzentgelt zu entrichten ist (vgl. Kapitel 4 "Use Case lokale Netzdienstleistungen").

zusätzlich eine EEG-geförderte Erzeugungsanlage vorhanden ist, so dass zur Wahrung des Ausschließlichkeitsprinzips Grünstrom (bspw. PV-Eigenverbrauchsoptimierung) von Graustrom (bspw. negative Regelleistung) messtechnisch abgegrenzt werden muss.

5.2 Regulatorische Hürden und Lösungsansätze

Für stationäre Stromspeicher und damit auch für stationäre Batteriespeicher gelten derzeit Ausnahmeregelungen von Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten für den Strom, der in das öffentliche Netz rückgespeist wird. Auf mobile Batteriespeicher und somit bidirektionale Elektrofahrzeuge sind diese aber nicht anwendbar bzw. fehlt der rechtliche Rahmen für eine praktikable Umsetzung der Ausnahmeregelungen. Entsprechend müssen bidirektionale Elektrofahrzeuge für den aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom auch dann die vollen Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte entrichten, wenn der eingespeicherte Strom als V2G-Dienstleistung (insbes. Regelleistung und Redispatch) wieder in das Netz zurückgespeist wird. Da zur Erfüllung des primären Zweckes eines bidirektionalen Elektrofahrzeugs - der Mobilität - der zurückgespeiste Strom zu einem späteren Zeitpunkt jedoch wieder nachgeladen werden muss, würden die zuvor bereits entrichteten Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten ein zweites Mal und damit doppelt anfallen.

Durch eine solche Doppelbelastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte besteht das Risiko, dass ein erheblicher Teil des Flexibilitätspotenzials bidirektionaler Elektrofahrzeuge nicht oder nur sehr eingeschränkt genutzt werden kann¹⁵, da eine Rückspeisung aus Sicht des bidirektionalen Elektrofahrzeuges mit sehr hohen Opportunitätskosten und damit sehr hohen Angebotspreisen für Systemdienstleistungen verbunden wäre. Neben den wirtschaftlichen Nachteilen für den Besitzer eines bidirektionalen Elektrofahrzeuges kann dies insbesondere auch aus volkswirtschaftlicher und Systemsicht ein erheblicher Nachteil sein, wenn Systemdienstleistungen nicht als V2G-Dienstleistungen aus den ohnedies verfügbaren Elektrofahrzeugen, sondern dafür eigens errichteten Anlagen erbracht werden müssen (bspw. Großbatteriespeicher für Primärregelleistung).

Um die vorgenannten regulatorischen Hürden zu beseitigen und eine Nutzung der Flexibilitätspotenziale von Elektrofahrzeugen für V2G-Anwendungsfälle im vollen Umfang zu ermöglichen, sollte die **Ladeeinrichtung daher im deutschen Ordnungsrahmen als Speichereinheit definiert und damit stationären Stromspeichern gleichgesetzt** werden. Die Anschlussleistung der Ladeeinrichtung bestimmt dann die maximale Be- und Entladeleistung der Elektrofahrzeuge und damit die als Systemdienstleistung grundsätzlich zur Verfügung stehende flexible Leistung. Zusätzlich wird die zur Verfügung stehende Energiemenge bzw. Speicherkapazität von den an die Ladeeinrichtung angeschlossenen Elektrofahrzeugen begrenzt. Um dieser Gleichsetzung von mobilen und stationären Speichern Rechtssicherheit zu verleihen, ist es aus Sicht des BDL-Konsortiums zwingend notwendig, eine konsistente und abschließende Verankerung von Speichern in der Gesetzgebung umzusetzen und diese dabei insbesondere zu Letztverbraucher und Erzeuger abzugrenzen.

Analog zu stationären Batteriespeichern sollten außerdem die im Zusammenhang mit V2G-Dienstleistungen stehenden **Speicherverluste** mobiler Batteriespeicher von Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten entlastet werden. Dadurch werden Strommengen, welche für netz- und systemdienliche Zwecke zwischengespeichert werden, inkl. der dabei entstehenden Speicherverluste von Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten entlastet (analog bspw. zu §116 Abs. 6 EnWG). Strommengen, welche für Mobilität sowie Vehicle-to-Home (V2H)-Anwendungsfälle aus dem Batteriespeicher entladen werden, werden demgegenüber nicht bessergestellt.

Die Entlastung von V2G-Dienstleistungen mit Rückspeisung von Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten erfordert demnach eine Abgrenzung des Strombezugs von Mobilität, V2H-Anwendungen und V2G-Dienstleistungen. Das BDL-Konsortium hat hierzu die Möglichkeit einer **Saldierung der**

¹⁵ Negative Regelleistung bzw. negativer Redispatch können aus bidirektionalen Elektrofahrzeugen durch Start eines Ladevorgangs oder eine Unterbrechung der Entladung erbracht werden. Positive Regelleistung bzw. positiver Redispatch kann demgegenüber durch Start eines Entladevorgangs oder eine Unterbrechung des Ladevorgangs erbracht werden.

an einer Ladeeinrichtung aus dem örtlichen Stromnetz entnommenen und in das öffentliche Netz wieder zurückgespeisten Strommengen intensiv diskutiert und empfiehlt den unten dargelegten Ansatz sowie weitere Lösungsansätze ergebnisoffen weiterzuverfolgen und daraus gemeinsam mit entsprechenden Fachexpertinnen und -experten der Branche einen Mechanismus zur fairen Verteilung der zu entrichtenden Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte von bidirektionalen Ladeeinrichtungen (mobile Speicher) zur Gleichstellung mit stationären Speichern zu entwickeln. Hierbei sind durch mögliche örtliche Verschiebungen durch Mobilität v. a. regionale Effekte von Bedeutung (z. B. Konzessionsabgabe der betroffenen Kommune, Netzentgelt des örtlichen Netzbetreibers). Die in diesem Papier aufgeführten Diskussionsinhalte und folgenden Beispiele sollen als Impuls für diesen Prozess dienen:

1. Ein Elektrofahrzeug bezieht aus einer Ladeeinrichtung am Wohnort 2.000 kWh/a und speist davon am Wohnort 500 kWh/a in das örtliche Stromnetz wieder zurück. In diesem Fall sind diese 500 kWh sowie die für den Lade-/Entladeprozess aufgetretenen Verluste von bspw. 75 kWh von den entsprechenden Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten befreit. Diese werden nur für 1.425 kWh verrechnet. Demgegenüber stellt der Vertrieb 2.000 kWh als Strombezug in Rechnung.

Um ein mögliches selbstopimierendes Verhalten, durch beispielsweise kostenloses Laden beim Arbeitgeber und Rückspeisung am Wohnort, zu vermeiden, sollte jedoch keine Saldierung über mehrere Ladeeinrichtungen erfolgen, d. h. ein über bspw. ein Gesamtjahr grundsätzlich möglicher negativer Bezug an einer Ladeeinrichtung darf nicht zu einer Rückerstattung von Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten führen, was im folgenden Beispiel verdeutlicht wird.¹⁶

2. Ein Elektrofahrzeug bezieht aus einer Ladeeinrichtung am Wohnort 1.000 kWh/a sowie an verschiedenen anderen Ladeeinrichtungen (z. B. öffentliche Ladeeinrichtungen) 2.000 kWh. Bei einem Beispiel 1 entsprechendem Verbrauch von 1.500 kWh speist das Elektrofahrzeug demnach 1500 kWh pro Jahr in das örtliche Stromnetz an der Ladeeinrichtung am Wohnort zurück. In diesem Fall werden bis zu 1.000 kWh von den entsprechenden Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten befreit. Für die restlichen 500 kWh sowie die aufgetretenen Lade-/Entladeverluste gibt es keine Rückerstattung, d. h. hierfür fallen an den anderen Ladeeinrichtungen die vollen Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelten an.

Eine solche Saldierung der an einer Ladeeinrichtung bezogenen und wieder in das Netz eingespeisten Strommengen kann einen kundenfreundlichen und von den beteiligten Marktakteuren vergleichsweise einfach umsetzbaren Lösung zur Vermeidung einer Doppelbelastung von aus bidirektionalen Elektrofahrzeugen in das öffentliche Netz rückgespeistem Strom darstellen. Dabei müssen jedoch Wechselwirkungen mit EEG-Anlagen (z.B. Eigenverbrauchserhöhung) sowie der damit notwendigen eindeutigen Bilanzierung und Abrechnung der Strommengen berücksichtigt werden, um bspw. eine Saldierung mit eingespeistem PV-Strom zu vermeiden. Da dies mit der hier vorgeschlagenen Saldierung nicht vollumfänglich möglich ist, sind weitere Lösungen zu entwickeln, um bidirektionale Elektrofahrzeuge gegenüber stationären Stromspeichern nicht schlechter zu stellen. Davon unabhängig müssen die energiewirtschaftlichen Gesamtprozesse auf die Anforderungen von mobilen Speichern weiterentwickelt und angepasst werden.

Abschließend anzumerken ist im Zusammenhang mit der o. a. Saldierung, dass diese keine Anreize für ein systemdienliches zeitliches Verschieben eines Ladevorgangs liefert, sondern lediglich bestehende Hürden beseitigen soll, damit stationäre Speicher und bidirektionale Ladeeinrichtungen (mobile Speicher) gleichgestellt sind. Durch Unterbrechen des Ladevorgangs kann positive Regelreserve bzw. Redispatch bereitgestellt werden. Umgekehrt kann durch Laden in einem aus Marktsicht unattraktiven Zeitfenster negative Regelreserve bzw. Redispatch bereitgestellt werden. Daher ist aus Sicht des BDL-Konsortiums neben der Vermeidung einer Doppelbelastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen sowie

¹⁶ Allenfalls ein vermiedenes Netzentgelt könnte in einem solchen Fall vergütet werden.

Netzentgelten für aus bidirektionalen Elektrofahrzeugen rückgespeisten Strom perspektivisch eine grundsätzliche Weiterentwicklung der Netz- und Abgabensystematik notwendig, um neben den Erlösen aus den Systemdienstleistungsmärkten zusätzliche Anreize für einen netz- und systemdienlichen Flexibilitätseinsatz von Elektrofahrzeugen zu schaffen. So wird bspw. in Österreich bei der Erbringung negativer Regelreserve ein deutlich reduziertes Netzentgelt in Höhe von 0,085 ct/kWh (Arbeitspreis) bzw. 1 €/kW (Leistungspreis) verrechnet. Auf Ebene der Niederspannung liegt der monetäre Vorteil für leistungsgemessene Endkunden damit zwischen etwa 2 und 4 ct/kWh.

6 Steuerung, Kommunikation und Messwerterfassung zur Erbringung von Systemdienstleistungen

6.1 Aktueller regulatorischer Rahmen

Zur Darstellung der aktuellen regulatorischen bzw. organisatorischen Anforderungen an die Steuerung und Messwerterfassung von bzw. Kommunikation mit Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen wird im Folgenden zwischen den im Rahmen des vorliegenden Positionspapiers berücksichtigten Use Cases Primärregelleistung, Redispatch und lokale Netzdienstleistungen unterschieden. Zu berücksichtigen ist dabei, dass die Anforderungen in Bezug auf die Steuerung, Kommunikation und Messwerterfassung sich grundsätzlich zwischen den V2G-Use Cases unterscheiden können.

- **Primärregelleistung:** Die IT-technischen Anforderungen in Bezug auf die Steuerung und Kommunikation technischer Einheiten durch den Regelreservenanbieter werden von den vier Übertragungsnetzbetreibern in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur als Teil der Präqualifikationsbedingungen vorgegeben und sind in dem regelmäßig aktualisierten Dokument „Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenanbieters zur Erbringung von Regelreserve“¹⁷ veröffentlicht. Grundsätzlich müssen technische Einheiten dabei mit dem Leitsystem des Reservenanbieters über eine geschlossene Benutzergruppe mit einer vom Anbieter aufgebauten Ende-zu-Ende-Verschlüsselung verbunden sein. Die technischen Einheiten selbst sind über eine serielle Schnittstelle an das Anbieterleitsystem anzubinden, wobei ein lokaler (bei der TE) oder zentraler Medienbruch (beim Leitsystem) zum Internetprotokoll zwingend erforderlich ist. Die Verfügbarkeit der Einzelverbindungen der TEs zum Anbieterleitsystem muss mindestens 95% betragen.

Für technische Einheiten unter 25 kW besteht insofern eine Ausnahme, als dass diese auch über das öffentliche Internet mit verschlüsseltem VPN an das Leitsystem des Anbieters angebunden werden können. Dabei muss zwischen den gebündelten Kleinstanlagen und dem Poolbetreiber eine serielle Schnittstelle als Medienbruch implementiert werden

- **Redispatch:** Durch das zum 1. Oktober 2021 umzusetzende Redispatch 2.0 werden zukünftig alle Erzeugungsanlagen und Speicher mit einer Leistung über 100 kW in den Redispatch-Prozess eingebunden. Die Steuerung der Anlagen erfolgt im sog. Aufforderungsfall durch den Anlagenbetreiber bzw. einem von ihm beauftragten Einsatzverantwortlichen (bspw. Direktvermarkter oder Aggregator als Dienstleister) entsprechend der Sollwert-Anweisungen des Anschlussnetzbetreibers. Im sog. Duldungsfall regelt demgegenüber der Netzbetreiber die Anlagen unmittelbar selbst über bspw. die vorhandenen Lastmanagementschnittstellen. Elektrofahrzeuge sind – wie alle Stromverbraucher – unabhängig von der Anschlussleistung der Ladestation nicht von den Regelungen des Redispatch 2.0 erfasst.
- **Lokale Netzdienstleistungen:** Die netzdienliche Steuerung von Verbrauchseinrichtungen, die über die aktuelle §14a-Regelung des EnWG ein reduziertes Netzentgelt verrechnet bekommen, erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber in der Regel über Tonfrequenz-Rundsteueranlagen oder Zeitschaltuhren. Grundsätzlich kann dabei auch die Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen als

¹⁷ <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl/it>

steuerbare Verbrauchseinrichtung eingestuft werden und damit von den Vergünstigungen nach §14a profitieren. Die Steuerung der einzelnen Ladestationen erfolgt bspw. über eine Direktverdrahtung oder über einen lokalen Controller, welche das Rundsteuersignal verarbeiten und die Leistungsreduzierung der einzelnen Ladestationen bzw. Ladepunkte veranlassen und überwachen. Eine Einzelanlagensteuerung ist hierbei nur bedingt möglich. Darüber hinaus handelt es sich um eine unidirektionale Steuerung ohne Umsetzungsbestätigung durch die Anlage.

Während die kommunikationstechnische Umsetzung zur Erbringung von Systemdienstleistungen aus dezentralen Flexibilitätsoptionen im Allgemeinen bzw. Elektrofahrzeugen im Speziellen für die einzelnen Use Cases derzeit noch vergleichsweise heterogen geregelt ist, steht mit dem intelligenten Messsystem (iMSys) eine einheitliche Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur perspektivisch flächig zur Verfügung. Durch die im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG § 29) geregelten Einbauverpflichtungen für intelligente Messsysteme bei Letztverbrauchern mit mehr als 6.000 kWh Jahresstromverbrauch, mit einer Vereinbarung über ein verringertes Netznutzungsentgelt nach § 14a EnWG und bei Anlagenbetreibern mit einer Einspeiseleistung von mehr als 7 kW_{peak} werden diese zukünftig bei vielen dezentralen Anlagen verfügbar sein. Darüber hinaus werden iMSys zukünftig auch die für eine Direktvermarktung erforderlichen Zähler mit registrierender Leistungsmessung (RLM) ersetzen, die für eine Nachweisführung der Direktvermarktungsmengen in Form bilanzierungsrelevanter 15 min-Messwerte notwendig sind. Die Endkundinnen und Endkunden bekommen mit einem iMSys also nicht nur die Möglichkeit ihren Stromverbrauch bzw. ihre Stromerzeugung viertelstundengenau monitoren zu können, sondern erhalten eine im Vergleich zu herkömmlichen RLM-Zählern deutlich kostengünstigere Möglichkeit die Flexibilität ihrer Anlagen als Systemdienstleistungen vermarkten zu können und damit zum aktiven Kunden zu werden.

Grundsätzlich werden iMSys z. T. optional zur Übermittlung von Daten und Informationen genutzt werden können (z. B. Redispatch 2.0), für eine netzdienliche Steuerung nach §14a sind iMSys hingegen verpflichtend. In Bezug auf die Steuerung und Datenübertragung zur Erbringung von Regelreserve wird die Verwendung von iMSys in den PQ-Bedingungen zwar nicht explizit ausgeschlossen, ist darin bisher aber auch nicht vorgesehen. Unabhängig davon erfolgt im BDL-Projekt sowohl die Steuerung und Kommunikation als auch Messwernerfassung über die bei den Pilotkundinnen und -kunden verbauten iMSys.

6.2 Regulatorische Hürden und Lösungsansätze

Auch wenn der flächendeckende Rollout des iMSys bereits begonnen hat, bestehen noch regulatorische Unsicherheiten in Bezug auf deren konkrete Nutzung für die Erbringung von Systemdienstleistungen und damit für die im Rahmen des vorliegenden Positionspapiers berücksichtigten V2G-Use Cases. Für die technische und konzeptionelle Umsetzung werden im Rahmen des BDL Projektes daher die folgenden Ansätze entwickelt und im Rahmen des Pilotprojekts getestet und evaluiert:

- Steuereingriffe durch den Anschlussnetzbetreiber (ANB) erfolgen entsprechend des ursprünglichen Referentenentwurfs für eine Novellierung von §14 a EnWG am Netzanschlusspunkt (voll- und teilflexibler Verbraucher¹⁸). Diese können jedoch auch anlagenscharf sein, sofern bei einem teilflexiblen Anschluss ein flexibler Verbraucher direkt an das SMGW angeschlossen ist. Hierzu wird für das BDL-Projekt ein neuer Tarif-/Steueranwendungsfall zur Limitierung der maximalen Netzbezugsleistung durch den VNB (im Piloten die Bayernwerk Netze GmbH in Kooperation mit der Power Plus Communications AG) entwickelt. Über diesen Anwendungsfall wird eine zeitlich begrenzte Limitierung der maximalen Netzanschlussleistung an das SMGW übermittelt. Dieses Signal wird vom SMGW via standardisierter EEBUS Kommunikation an das vorhandene HEMS (Home Energy

¹⁸ Der Grad der Steuerbarkeit wird, in Anlehnung an die in Diskussion befindlichen Anpassungen des § 14a EnWG, als unflexibel (keine Steuerbarkeit), teilflexibel (einzelne Anlagen steuerbar) und vollflexibel (Gesamtleistung am Netzanschlusspunkt steuerbar) definiert. (vgl. hierzu auch Gutachten Digitalisierung der Energiewende, BET, 2018, verfügbar unter: https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Barometergutachten_TopThema2_lang.pdf)

Management System) bzw. direkt an die eigentliche Flexibilitätsoption (z. B. Wallbox) übergeben und umgesetzt.

- Bei den Use Cases PRL sowie Redispatch 2.0 erfolgt die Steuerung, bzw. Aktivierung der PRL, stets teilflexibel, also anlagenscharf auf Vorgabe des ÜNB durch einen Aggregator (Redispatch) bzw. entsprechend der jeweiligen Abweichung der Frequenz von der Sollfrequenz 50,00 Hz am Netzananschlusspunkt individuell durch die Technische Einheit. Laut den „Technischen Eckpunkten für die Weiterentwicklung der Standards“ von BMWK und BSI werden netzdienliche Steuerungen, wie die Leistungssteuerung von Anlagen, perspektivisch über den CLS-Proxy-Kanal des intelligenten Messsystems realisiert. Damit können Anlagen protokolloffen von steuerberechtigten externen Marktteilnehmern (wie z. B. Verteilnetzbetreibern, Aggregatoren, o. ä.) gesteuert werden. Gleichzeitig kann das hohe Sicherheitsniveau des zertifizierten Smart Meter Gateways genutzt werden.

Eine alternative Vorgehensweise mit einer Steuerung und gleichzeitiger Protokollierung im SMGW wird als mittel- bis langfristige Möglichkeit zur netzdienlichen Steuerung gesehen und ist damit für die hier beschriebenen Use Cases zukünftig ebenfalls möglich. Diese hat den Vorteil eine dezentrale Protokollierung überhaupt erst zu ermöglichen, sowie eine sichere Nachweisführung von Steuerungseingriffen über das intelligente Messsystem zu schaffen. Technisch ebenfalls möglich wäre die Kommunikation über proprietäre Technik, wie die sog. „sekundäre WAN Schnittstelle“ der steuerbaren Einheit (z. B. Ladesäule) zum Backend des Betreibers. Diese Option ist de facto für eine netzdienliche Steuerung der Anlage jedoch nicht umsetzbar, da die hohen Sicherheitsanforderungen an das SMGW in einem solchen Fall auch von der Anlage selbst umgesetzt werden müssten. Für weitere Anwendungsfälle (Übermittlung betrieblicher Daten, Software Updates, o. ä.), kann die sekundäre WAN Schnittstelle hingegen ohne Einschränkungen genutzt werden.

Regulatorisch bedarf es aus Sicht des BDL-Projekts noch einer Detaillierung, welche Daten von energiewirtschaftlicher Relevanz sind, um zu entscheiden, wann welcher Weg der richtige ist, bzw. wie beide Wege (SMGW und sekundäre WAN-Schnittstelle) innerhalb einer Liegenschaft ohne Einbußen in Bezug auf das hohe Sicherheitsniveau des intelligenten Messsystems, ermöglicht werden können. Insbesondere gilt dies für die in diesem Positionspapier erläuterten V2G-Anwendungsfälle. Die Nutzung des CLS-Kanals als Datenkanal zwischen EMT und Netzananschlusspunkt, d. h. SMGW und dahinter liegender CLS Komponente, sowie der steuerbaren Einheit (bspw. Ladesäule) des Endkunden, sollte aus Sicht des BDL Projektes als dauerhafte Option für die Übertragung nicht-eichrechtskonformer Daten erhalten bleiben.

Effiziente(re) Prozesse für die Echtzeitabwicklung (für beispielsweise Verbindungsaufbau, Datenabruf, Steuerung und Backend-to-Backend Kommunikation) sollten in Form von standardisierter technischer Kommunikation, wie z.B. dem EEBUS Standard, etabliert und regulatorisch freigegeben werden. Nur so kann eine Vielzahl an Mehrwerten bei der zunehmenden Anzahl an steuerbaren technischen Einheiten realisiert werden. In diesem Zuge sollte darüber hinaus die technische Umsetzung der Nachweisführung im SMGW regulatorisch definiert werden.

Mit Bezug auf die Erbringung von Primärregelleistung (bzw. Regelreserve im Allgemeinen) aus kleinen dezentralen Flexibilitätsoptionen unter Nutzung der iMSys-Funktionalitäten ist aus Sicht des BDL-Projekts neben der notwendigen Berücksichtigung von Primärregelleistung (FCR) als Energieanwendungsfall (EAF) im BSI-Stufenmodell¹⁹ insbesondere eine Weiterentwicklung der Präqualifikationsbedingungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber notwendig. Hierzu hat bereits das Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesysteme in ihrer Studie „Analyse der technischen Machbarkeit der Fernsteuerbarkeit mit einem Smart Meter Gateway“²⁰ aufgezeigt, dass die iMSys-Infrastruktur vom

¹⁹ Laut aktuellem Diskussionsstand des BSI-Stufenmodells ist zwar eine Erweiterung des SMGW für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt für aFRR und mFRR (EAF 8 und EAF 9) für eine weitere Stufe (nach Stufe 3) vorgesehen, FCR wurde bisher jedoch nicht als eigenständiger EAF explizit berücksichtigt.

²⁰ Fraunhofer IEE (Hrsg.): ENavi White Paper - Analyse der technischen Machbarkeit der Fernsteuerbarkeit mit einem Smart Meter Gateway, 12/2019.

Grundsatz geeignet ist, um die Kommunikation zum Zweck der Messung und Steuerung bei Erbringung der Regelreserve zu realisieren. Im Detail stehen jedoch einzelne IT-technische Anforderungen der PQ-Bedingungen einer Einbindung kleinteiliger Flexibilitäten über iMSys in die Regelreservemärkte entgegen. Dies betrifft insbesondere die Forderung nach einem seriellen Medienbruch, der aktuell von den Regelreserveanbieter nur dadurch erreicht werden kann, in dem die Kleinanlagen gebündelt werden und eine serielle Trennung im Anbieterleitsystem vorgenommen wird. Hingegen ist eine IP-basierte Steuerung über die CLS-Schnittstelle aktuell nicht möglich, obwohl eine geschlossene Benutzergruppe, sowie ein Medienbruch (nicht seriell) als Schutzmaßnahme gegen unberechtigte Steuereingriffe der Anlagen vorhanden sind²¹. Neben der „Problematik“ des geforderten seriellen Medienbruchs ist gemäß den IT-technischen Anforderungen der PQ-Bedingungen für PRL eine ca. 2-3 sekundliche Datenübertragung zwischen Anlage und Anbietersystem (insgesamt <5 Sekunden sind für die Messdatenübertragungsstrecke Anlage-ÜNB anzustreben) notwendig²², die über iMSys derzeit nur über den CLS-Kanal und damit ohne die Möglichkeit einer dezentralen Nachweisführung auf dem iMSys realisiert werden kann.

Aus BDL-Sicht sollten daher die die IT-technischen Anforderungen der PQ-Bedingungen so weiterentwickelt werden, dass zumindest für jene Kleinstanlagen, die über das öffentliche Internet an das Backendsystem des Reserveanbieter angeschlossen sind, die vorhandene iMSys-Infrastruktur genutzt werden kann und damit für eine Erbringung von Regelreserve kein zusätzlicher IT-technischer Aufwand notwendig ist.

7 Fazit und Ausblick

Mit dem Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement – BDL“ entwickeln und erproben Unternehmen und Institutionen aus den Bereichen Automobilindustrie, Energiewirtschaft und Wissenschaft einen ganzheitlichen Ansatz zur Verknüpfung von Elektrofahrzeugen, Ladeinfrastruktur und Stromnetz. Dadurch wird Elektromobilität einerseits für die Nutzerinnen und Nutzer noch komfortabler, noch kostengünstiger und noch umweltfreundlicher werden. Andererseits wird auch ein Mehrwert für unser Energiesystem geschaffen, indem Elektrofahrzeuge nicht nur als zusätzliche Stromverbraucher betrachtet werden können, sondern diese die notwendige Flexibilisierung unseres Stromversorgungssystems aktiv unterstützen können.

Das bidirektionale Lademanagement stellt dabei die technische Voraussetzung dar, um Elektrofahrzeuge und Stromversorgungssysteme so miteinander verknüpfen zu können, dass die Speicherkapazität und Flexibilität der mobilen Batteriespeicher sowohl im Lade- als auch Entlademodus genutzt und damit Anwendungen aus dem Bereich Vehicle-to-Grid erschlossen werden können. Um den energiewirtschaftlichen Mehrwert von zukünftig Millionen einzelner mobiler Stromspeicher aber auch tatsächlich im vollen Umfang nutzbar machen zu können, muss neben den von der Industrie bereits angestoßenen technischen Weiterentwicklungen der Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur, vor allem der regulatorische Rahmen an die Anforderungen der neuen Flexibilitätsoptionen angepasst werden. Nur so werden parallel zum Ausbau der Elektromobilität auch attraktive V2G-Geschäftsmodelle für die Fahrzeugnutzerinnen und -nutzer entstehen können.

Die technische Umsetzbarkeit der Use Cases Primärregelleistung, Redispatch und lokale Netzdienstleistungen wird im Rahmen des BDL-Projekts erprobt und bei der Weiterentwicklung der bidirektionalen Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur berücksichtigt werden. Mit dem vorliegenden Positionspapier haben die Unternehmen und Institutionen aus dem BDL-Konsortium die aus ihrer Sicht bestehenden regulatorischen Hürden und mögliche Lösungsansätze zur Beseitigung dieser Hürden aufgezeigt,

²¹ PPC, devolo, Vivavis, Schleupen, TransnetBW: Whitepaper „Nutzung der iMSys für Regelreserveerbringung“, C/sells, 12/2020

²² In den IT-technischen Anforderungen sind diese harten Latenzzeiten von 2-3 Sekunden nur für PRL gefordert. Bei SRL und MRL heißt es: „vergleichbare Zeiten anzustreben“.

um aus bidirektionalen Elektrofahrzeugen Systemdienstleistungen für den Regelreservemarkt und das Engpassmanagement erbringen zu können. Es liegt nun an der Politik und am Gesetzgeber diesen Rahmen und damit faire Wettbewerbsbedingungen für mobile Batteriespeicher zeitnah zu schaffen.

Anzumerken ist in diesem Zusammenhang, dass in dem am 14.07.21 durch die EU-Kommission vorgelegte Vorschlag zur Änderung der Erneuerbaren Energie Richtlinie RED II bidirektionales Laden aufgegriffen und erstmals definiert wird. Mit Artikel 20a(4) sollen die Mitgliedsstaaten dazu verpflichtet werden, im nationalen regulatorischen Rahmen sicherzustellen, dass kleine und mobile Speichersystem, wie Elektrofahrzeuge, bei der Teilnahme an Energiemärkten nicht diskriminiert werden. Sollte dieser Entwurf verabschiedet werden, würde dies die Bundesregierung auch EU rechtlich dazu verpflichten, dies in nationales Recht umzusetzen.