



Netzoptimierendes , bidirektionales Laden von EVs

Usecases V2G: Vehicle-to-Grid

AKKODIS

 **HUBJECT**

**R
P
TU** Rheinland-Pfälzische
Technische Universität
Kaiserslautern
Landau

**Es
geht!**

gefördert durch



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

(expleo)

Think bold, act reliable

stadtwerk
haßfurt

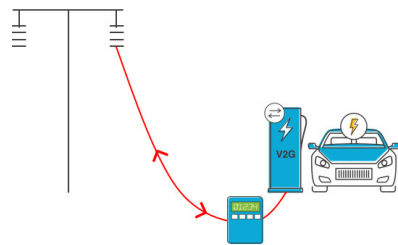
Version



Die folgenden Folien befinden sich noch im Bearbeitungsstand. Als Grundlage dienen die Recherchen des Konsortiums, die zusammen erstellten Userstories und die Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement“

Abgrenzung

Im Gegensatz zum Forschungsprojekt BDL konzentriert sich **DeRIVE** ausschließlich auf die Funktionalität **V2G** mit erhöhter Ladeleistung und einer ausgeprägten zentralisierten Steuerung der Netzteilnehmer. Es bildet damit einen Teil des Smart Charging.



Aufbau im Projekt DeRIVE *



Aufbau im Projekt Bidirektionales Lademanagement *

Netzdienlichkeit

Definition



„Netzdienlich sind einzelne oder mehrere elektrische Anlagen (Erzeuger, Verbraucher oder Speicher), welche dazu beitragen, Netzkosten [...] zu verringern. Dies kann durch Kenntnis, Plan- oder Steuerbarkeit der Anlagen durch den Netzbetreiber und/oder einen Beitrag zur Vergleichmäßigung der Netzlast erreicht werden. Hierzu ist je nach Netzsituation ein kontextabhängiges Verhalten notwendig. Ferner darf kein zusätzlicher Netzausbau in derselben bzw. anderen Netzebenen verursacht werden. Generell muss die Anlage netzverträglich sein.“*

Ladeverfahren



Die Ladeverfahren von Elektrofahrzeugen lassen sich folgend unterteilen:

Ungesteuertes Laden: Das Elektrofahrzeug wird direkt nach der Ankunft an einer Ladestation aufgeladen.

Gesteuertes Laden: Das Elektrofahrzeug kann den Ladevorgang innerhalb seiner Flexibilitätsgrenzen verschieben.

Bidirektionales Laden: Das Elektrofahrzeug kann im Rahmen seiner Flexibilität jederzeit an einer Ladestation laden und entladen.

Einteilung der Usecases

Flexibilitäten wie Erzeugungsanlagen und Speicher ermöglichen es dem Netz (Grid) verschiedene Probleme zu lösen:

marktdienliche Flexibilität: Nutzung von Flexibilität zur Optimierung der Energiebeschaffungskosten bzw. zum Erzielen von Gewinnen.

systemdienliche Flexibilität: Nutzung von Flexibilität zur Sicherung der Systemstabilität (Frequenz- und Spannungshaltung, Betriebsführung) nach § 13 EnWG.

netzdienliche Flexibilität: Nutzung der Flexibilität durch Netzbetreiber zur Vermeidung kritischer Netzzustände (Engpassbehebung) nach § 14a EnWG.

Das Projekt **DeRIVE** zielt auf die Nutzung der aktuell höchsten Evolutionsstufe, dem **bidirektionalen Laden** ab. Es fokussiert sich auf die **netzstützenden Usecases** der Gruppe Vehicle to Grid (**V2G**, Fahrzeug zu Netz).

Nutzerperspektive

Zielgruppe




Die Adressaten werden durch bidirektionale DC Ladesäulen im **öffentlich zugänglichen Bereichen** (incl. Parkhäuser) erreicht. Die Abstellscenarien sehen wie folgt aus:

Kurzzeitparken: nur für kurze Zeit mit einer öffentlichen Ladesäule verbunden 

Pendler: über einen mittleren Zeitraum mit einer öffentlichen Ladesäule verbunden 

Flottenfahrzeuge: ungenutzte Firmenwagen sind an eine Ladesäule angeschlossen 

Langzeitparken: über einen langen Zeitraum mit einer öffentlichen Ladesäule verbunden 

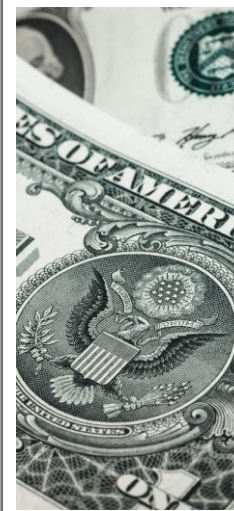
Motivation der Nutzer



Das System zeigt nur sein volles Potential, wenn **Fahrzeuge bei Stillstand immer angeschlossen** werden und so die nötige Kapazität bereitstellen. In 2050 könnte so auf eine prognostizierte Speicherkapazität von 3,097 GWh* zurückgegriffen werden.

Letztendlich vertraut der Kunde auf ein funktionierendes System: Er darf in der Nutzung seines Fahrzeuges **nicht eingeschränkt werden** und dieses muss zur gewünschter Abfahrtszeit eine ausreichende Reichweite aufweisen. Zusätzlich möchte er mir V2G Funktionalität Einnahmen erzielen und **seine Betriebskosten senken**. Dem gegenüber steht aktuell jedoch die erhöhte Beanspruchung der Ladeelektronik und die erhöhte **Batterialterung**, welche im Projekt DeRIVE untersucht werden.

Kosten



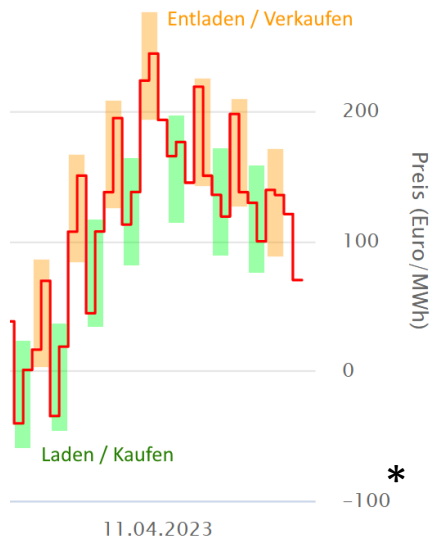
Durch die Nutzung öffentlicher Ladesäulen fallen für den Nutzer **kaum mehr Kosten** an. Sein Fahrzeug muss nur die BDL Fähigkeit nach ISO15118-20 unterstützen. Die Kosten für Anschaffung, Installation, Messtechnik und Anmeldung beim Netzbetreiber verteilen sich auf die anderen Marktteilnehmer. Die Akzeptanz ist damit als deutlich höher gegenüber der Integration der aktuell noch teureren BDL Technik im Heimnetz.**

*Kern, T.; Kigle, S.: Modeling and evaluating bidirectionally chargeable electric vehicles in the future European energy system, Energy Reports ICACER 2022 conference proceedings, 2022.

** z.B. Anschaffungskosten einer BDL Wallbox ca. 5.700€ über den Kosten einer normalen Wallbox, nach Forschungsstelle für Energiewirtschaft: BDL Mehrkosten - Steckbrief

Handel am Spotmarkt / Base-Peak-Spread Trading

Beschreibung



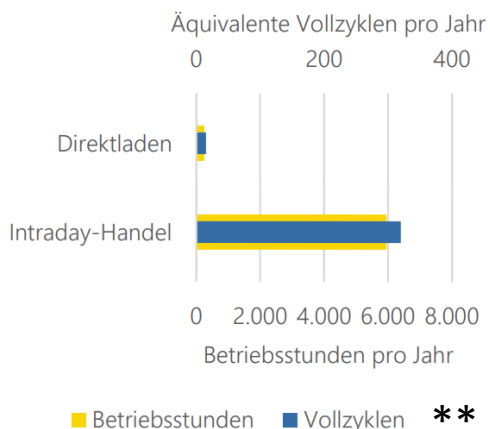
Strom wird sehr kurzfristig an der Börse gehandelt. An diesem **Spotmarkt** wird **Day-Ahead und Intraday-Handel** betrieben. Am Day-Ahead Markt wird die gewünschte Menge am Vortrag bis 12 Uhr für einen Zeitraum von einer Stunde eingekauft, bis 15 Uhr erfolgt die Intraday-Auktion für eine Lieferdauer von 15 min und danach der kontinuierliche Intraday-Handel.

Die aufgerufenen Preise schwanken dabei in Abhängigkeit der aktuellen Last im Netz und den zur Verfügung stehenden Erzeugungsanlagen. Batteriespeicher können diese **Preisdifferenzen ausnutzen**.

Basierend auf dem aufgerufenen Strompreis kann so das **Laden und Entladen der Batterie optimiert** werden. Durch den späteren **Verkauf von günstig geladener Energie zu einem höheren Kurswert** (Arbitrage-Geschäft) entsteht ein Gewinn. Ebenso wird dem Energiesystem **Flexibilität** bereitgestellt. Das Ertragspotential steigt mit der Batteriekapazität und der Ladeleistung des angeschlossenen Fahrzeuges. Ebenso steigt es mit der **Volatilität** der Preise am Spotmarkt.

Der Zeitpunkt und das Ansteckverhalten ist dabei unerheblich, da Laden und Entladen im Intraday-Handel ständig aufeinander folgen können.

Technische Herausforderungen



Für maximale Erträge wird das ständige Laden und Entladen **mit voller Leistung** durchgeführt. Die Belastung der Batterie und Leistungselektronik steigt so erheblich** im Gegensatz zu der Belastung durch das Fahren. Es müssen demnach Maßnahmen zur Minderung der Energiemenge (z.B. minimale Preisdifferenz) und **Adaption des BMS** getroffen werden. Am Spotmarkt liegt die Größe der gehandelten Energiemenge bei mindestens 100KW, diese muss durch einen Aggregator am Markt angeboten werden

regulatorische Herausforderungen



Mobile Speicher wie BDL-Fahrzeuge sind in der aktuellen Fassung der AbLaV und StromNEV nicht gesondert erfasst und unterliegen damit einer **doppelten Steuerbelastung und erhöhten Konzessionsabgabe**. Eine wirtschaftliche Durchführung ist daher nur möglich, wenn eine Gleichstellung zu Groß- und Stationärspeichern bzw. eine vollständige Befreiung von Abgaben und Umlagen erfolgt.

* Abbildung nach Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Börsenstrompreise | Energy-Charts, https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE (11.04.2023).

** nahezu tägliche Belastung einer 100kWh Batterie / Ladeleistung 11kW / nach Forschungsstelle für Energiewirtschaft: BDL Use Case zeitliche Arbitrage

Primärregelleistung / frequency containment reserve

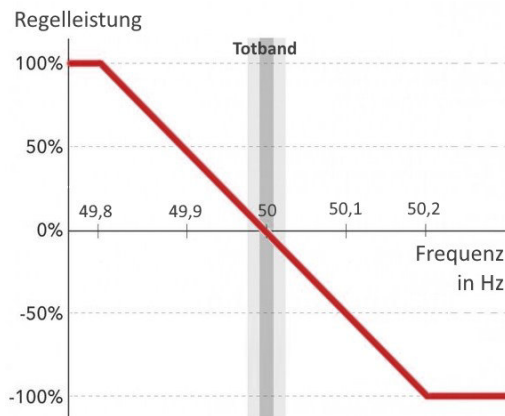
Beschreibung



Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern zur **Sicherstellung der Netzfrequenz** innerhalb einer Regelzone benötigt. In Abhängigkeit von u. a. der Aktivierungszeit wird in Deutschland zwischen Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve unterschieden*. Aufgrund der steigenden Nachfrage und der schnellen Reaktion von (mobilen) Batteriespeichern wie Elektrofahrzeuge kann durch **gesteuertes Be- und Entladen eine Primärregelleistung** erbracht werden. Hierbei wird beim Abruf von negativer Regelleistung (hohe Netzfrequenz) die Ladeleistung erhöht und beim Abruf von positiver Regelleistung (sinkende Netzfrequenz) die Ladeleistung reduziert bzw. aus den Batterien ins Netz zurückgespeist.

Die **Vergütung** der Regelleistungserbringung erfolgt durch eine Ausschreibung für einen Zeitraum von 4 Stunden durch die Übertragungsnetzbetreiber. Je nach ausgeschriebenem Preis kann so ein Gewinn erzielt werden. Zur Sicherstellung des Lastausgleiches muss die Anlage im betroffenen Teil des Übertragungsnetzes stehen. Durch die Maßnahme entsteht jedoch ein Widerspruch zur lokalen Netzdienstleistung.

Technische Herausforderungen



Die Primärregelleistung wird bei Bedarf in **Etappen von 15 min** erbracht. So ist nur ein geringer Einfluss auf den Speicher absehbar. Auf dem Markt für Primärregelleistung ist eine **Mindestlosgröße** von 1MW bereitzustellen, einzelne Fahrzeuge müssen daher durch einen Aggregator zusammengefasst werden, welche dessen klassischen PRL-Pool ergänzen. Jede teilnehmende Anlage muss über eine genaue **Messeinrichtung zur Netzfrequenz** verfügen und seine Leistung innerhalb von 30s bereitstellen können.

regulatorische Herausforderungen



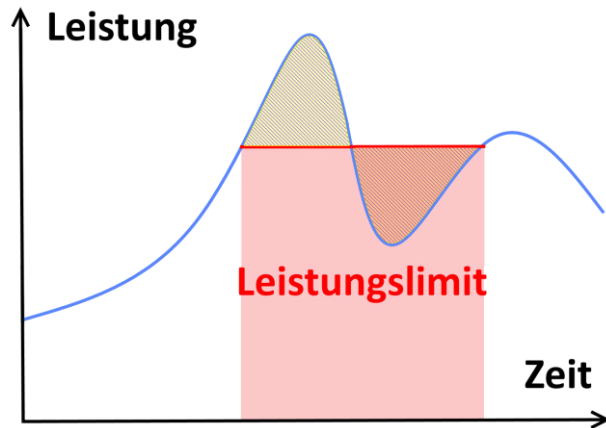
Die **Präqualifikations**-Bedingungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber wurden in 2022** angepasst, sodass auch mobile Batteriespeicher am Regelleistungsmarkt teilhaben können. Zur Nachweiserbringung muss über ein **SMGW** im 15 min Takt abgerechnet werden. Für beide Punkte ist der zu erbringende Aufwand vergleichsweise hoch.

* regelleistung.net: Markt für Regelreserve in Deutschland, <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-information> (13.04.2023).

** Consentec; Fraunhofer ISI, S. U.: Batteriespeicher in Netzen, 2022.

lokale Netzdienstleistung §14a

Beschreibung



Die steigende Stromnachfrage im Wärme- und Verkehrssektors sorgt für immer **größere Lastspitzen** im Verteilernetz. Dies zeichnet sich durch eine Transformatorauslastung >100%, Leitungsauslastung > 100 % und Spannungshöhe aus. Die Spitzenlast tritt dabei nur zu bestimmten Tageszeiten auf und variiert in ihrer Ausprägung. Bisher wird durch eine Spitzenlastglättung die **Stromnachfrage** aus den Netzlastspitzen in die **Netzlasttäler verschoben** und damit temporäre lokale Netzengpässe durch die Netzbetreiber vermieden. Auch Elektrofahrzeuge können lokaler Flexibilität für den Verteilnetzbetreiber bereitstellen. Die bidirektionalen Fahrzeuge **laden/entladen basierend auf einem Signal** des Netzbetreibers. *

Der Erlös entsteht durch einen verminderten Netzausbaubedarf und wird über **verminderte (variable) Netzentgelte** durch den Netzbetreiber vergütet.

Technische Herausforderungen



Zur Erbringung lokaler §14a-Netzdienstleistungen ist derzeit eine **separate Messung** sowie eine Einzelansteuerung der jeweiligen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nötig. Die Lasten werden bisher in **definierten Zeitfenstern über Rundsteuertechnik** oder Zeitschaltuhren geschaltet. Dies kann aber auch durch SMGWs zeitlich und leistungsflexibel erfolgen. Dabei kann es jedoch nach dem Einspeisen des BDL Fahrzeuges zu **Nachholeffekten** durch den zusätzlichen Ladebedarf kommen und so weitere Lastspitzen entstehen.

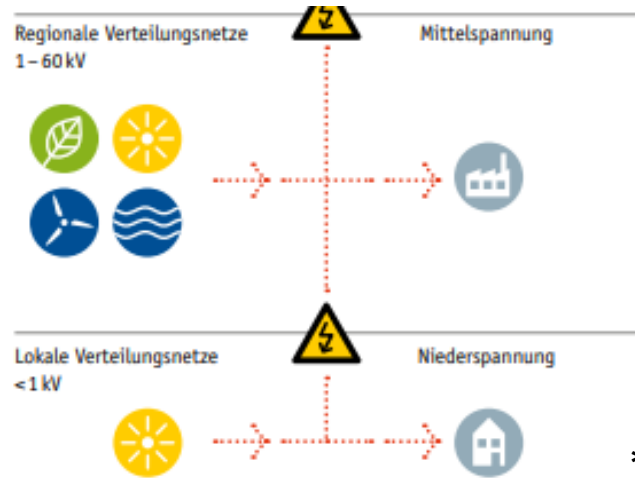
regulatorische Herausforderungen



Bisher umfassen lokale Netzdienstleistungen nur die Reduzierung von Lasten, das **Einspeisen** von Energie und netzentlastende **Zuschaltung** einer Last finden **bislang keine Anwendung**. Möglich wäre dies auf Basis von § 14c EnWG. Ebenfalls sollten Zeitpunkt und Umfang der möglichen Leistungsvorgabe nachvollziehbar sowie mit ausreichenden Vorlaufzeit kommuniziert werden, um die Flexibilität optimal zu nutzen. Das verminderte Netzentgelt sollte um einen **marktbasierten Ansatz ergänzt** werden, um die Attraktivität zu erhöhen

lokaler Verteilernetzausgleich / Lastmanagement

Beschreibung



In Anknüpfung an die lokale Netzdienstleistung §14a gibt es weitere Netzbestandteile, die nicht überlastet werden dürfen. Das lokale Verteilernetz besteht aus einer **Vielzahl von Transformatoren**, die den Strom von der Hochspannungsebene auf die Niederspannungsebene heruntertransformieren, um ihn zu den Verbrauchern zu transportieren. Wenn der Strombedarf in einem bestimmten Gebiet höher ist als die Kapazität des zugehörigen Transformators, kann es zu einer **Überlastung des Transformators** kommen. Folgen wären ein **Stromausfall** oder einer Verringerung der Spannung, die zu einem Ausfall von elektrischen Geräten führen kann.

Um Netzausbaukosten zu vermeiden, kann der Netzbetreiber nun auf schaltbare Lasten oder Speicher im betroffenen Gebiet zurückgreifen. So kann ein lokales **BDL-Fahrzeug** im kritischen Fall seine **Leistung reduzieren** bzw. **Strom** in den Knoten **einspeisen**.

Technische Herausforderungen



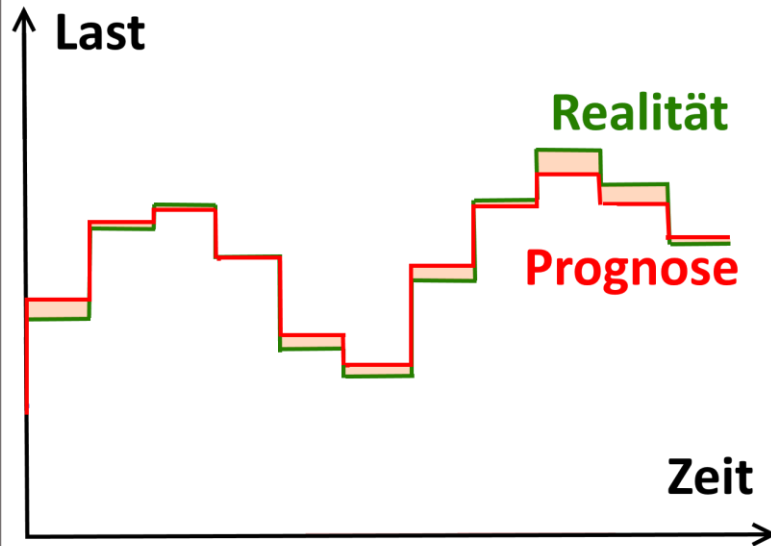
Die Netze weisen einen stark unterschiedlichen Stand in der Messtechnik an den Transformatoren innerhalb der Verteilernetze auf. So existieren mit **Messtechnik in Echtzeit** überwachte Transformatoren, andere besitzen nur Schutzschalter. Die Auslastung ist demnach nur teilweise und in manchen Netzabschnitten nicht bestimmbar. Durch das Aufrüsten der Messtechnik und das Hinzufügen einer **Schnittstelle** könnten zukünftig auch Fahrzeuge eingebunden werden. Durch ein Steuersignal und dem anschließend gezielten Einspeisen eines Fahrzeuges können Knoten entlastet und Ausfälle verhindert werden.

regulatorische Herausforderungen

Eine solche Optimierung muss in höherer Frequenz erfolgen als die bisher benannten Ansätze. Nur so kann schnell reagiert werden. Die feinteile Aufgliederung des Netzes setzt ein korrektes Modell voraus. Eine Vergütung ähnlich der Senkung der Netzentgelt im Usecase der lokalen Netzdienlichkeit ist denkbar.

Netznutzungsoptimierung

Beschreibung



Jeder Stromversorger muss die von ihm an den Verbraucher **weitergegebenen Strom zuvor beschaffen**, beispielsweise über eigene Erzeugungsanlagen, über Direkteinkauf bei Stromerzeugern oder langfristige Lieferverträge. Um die benötigte Menge zur richtigen Zeit bereitzustellen, werden **Prognosen über die anfallende Last** erstellt. Diese basieren auf den Lastdaten des Vorjahres der SLP-Kunden und der eigenen Lastprognose der RLM-Kunden.** Differenzen zwischen realer Last und Prognose werden bisher über den Handel **an der Strombörse beschafft** oder abgegeben. Hohe Abweichungen können so zu **finanziellen Nachteilen** führen. Ein Ausgleich ist über Großspeicher oder verteilte mobile Speicher wie Elektrofahrzeuge möglich. So lädt das Fahrzeug bei einem Überschuss an Strom (z.B. hohe Einspeisung von Solarenergie durch Kunden) und gibt geladenen Strom bei einem Mangel wieder ab. Ebenso macht die Flexibilität eine **Kurzzeit-Zwischenspeicherung** von EE-Strommengen aus PV- oder Windkraftanlagen möglich und kann bei angepasster Planung den Einsatz von fossilen Kraftwerken z.B. in den Nachtstunden und die CO₂-Emissionen reduzieren.*

Technische Herausforderungen



Einen solchen Service Nutzen Energieversorger und Netzbetreiber bisher nur mit eigenen Speichern. Es fehlt bisher eine Schnittstelle des Energieversorgers zur Ladesäule, um den Stromfluss steuern zu können. Dies könnte beispielsweise über das SMGW möglich sein, um die Leistung im Zeitraum von 15 min anzupassen.

regulatorische Herausforderungen



Die vom Fahrzeug geladene und eingespeiste Strommenge muss durch ein intelligentes Messsystem im 15 min Takt saldiert, übermittelt und abgerechnet werden. Ebenfalls fehlt für dieses System bisher **jede Form der Vergütung**, da der Verlust des Stromversorgers abhängig vom Preis an der Strombörse ist. Eine direkte Vermarktung der Flexibilität an den RLM-Kunden wäre denkbar, ist aber nicht zwingend netzdienlich.

* EnBW: So funktioniert die Strombeschaffung, <https://www.enbw.com/blog/wohnen/energie-sparen/so-funktioniert-die-strombeschaffung/> (13.04.2023).

** SLP-Kunden: Kleingewerbe und Haushalte mit standardisiertem Lastprofil; RLM-Kunden: Großkunden mit registrierender Leistungsmessung / eigener Vorhersage

Redispatch

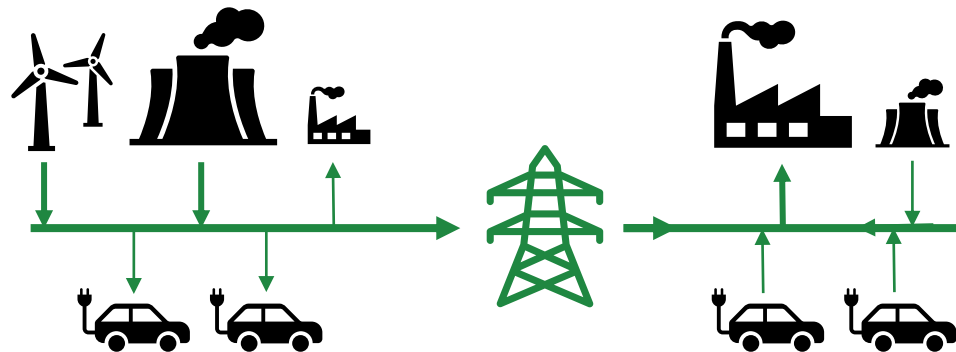
Beschreibung



Redispatch bezeichnet den **Eingriff in den marktbasierten Plan** der Erzeugungsanlagen und Speicher durch Netzbetreiber, um **Netzüberlastung** im Übertragungs-/Verteilnetz vorzubeugen (präventiv) oder **Leistungsüberlastungen** zu beheben (kurativ). Entgegen der Leistungsflussrichtung wird dazu der Überschuss reduziert und um den gleichen Betrag die Einspeisung hinter dem Engpass hochgefahren. Ebenso können steuerbare Verbraucher zu und abgeschaltet werden. Die Maßnahmen hat so keine Auswirkungen auf die Systembilanz und der Einsatz von Regelleistung ist nicht erforderlich. Durch das Nutzen von Erzeugungsanlagen mit höheren variablen Kosten entstehen durch den Redispatch **Mehrkosten**, welche der Übertragungsnetzbetreiber vergütet.*

Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien und dem Wegfall konventioneller Grundlastkraftwerke steigt der Bedarf an Redispatch und reagierenden Erzeugungsanlagen. So z.B. Batteriespeicher bidirektionaler Fahrzeuge, welche **vor dem Engpass laden und hinter dem Engpass einspeisen**.

Technische Herausforderungen



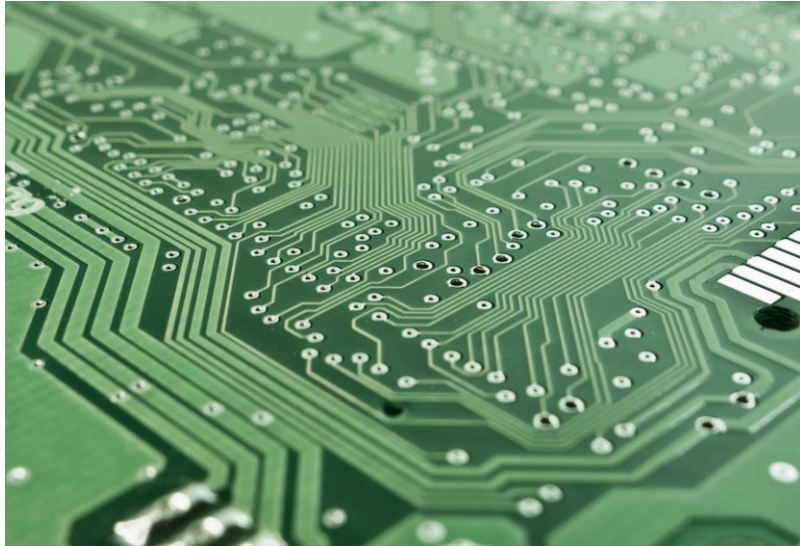
Der Redispatch bietet die Möglichkeit, die **Leistung regional zu verschieben**. Dabei wird der Speicher in den Abrufzeiten mit maximaler Leistung belastet. Die maximale Leistung kann jedoch durch die Verschiebung auf eine Vielzahl von Fahrzeugen abgesenkt werden.

regulatorische Herausforderungen

„Redispatch 2.0“ ermöglicht seit 2021 Speicher mit einer **Leistung ab 100 KW**, Elektrofahrzeugen und kleinteilige Anlagen bleiben bisher aber ungenutzt. Ebenso stellt die kostenbasierte Vergütung nur **wenig Anreiz** für die freiwillige und bürokratisch aufwendige Teilnahme. Ebenso fehlt ein **einheitliches System** für kleine Anlagen, um am Redispatch teilzunehmen.

Blindleistungskompensation

Beschreibung



Blindleistungskompensation (BLK) ist ein Verfahren zur **Verbesserung der Leistungsfaktoren** im Stromnetz. Die Blindleistung verursacht Strom- und Spannungsverzerrungen im Netz. Die Verantwortung für die Blindleistungskompensation im Stromnetz liegt bei den Netzbetreibern. Ein Eingriff ist notwendig, wenn mehrere Verbraucher eine **hohe Menge an Blindleistung** erzeugen und keine Kompensationsmaßnahmen durchführen. In solchen Fällen muss der Netzbetreiber selbst Kompensationsvorrichtungen installieren, um das Netz zu stabilisieren und Überlastungen zu vermeiden. *

Batteriespeicher von Elektrofahrzeugen können sowohl für die **Erzeugung als auch für die Absorption von Blindleistung** eingesetzt werden. Die benötigte Blindleistung wird dabei vom Netzbetreiber vorgegeben. Sie sind dabei flexibel und kontrolliert einsetzbar. Entscheidend ist der Standort des Fahrzeuges, um die Blindleistung an der Quelle zu verringern und das Netz zu entlasten.

Technische Herausforderungen

Es ist zu ermitteln, welche Energiemenge bei der Kompensation übertragen werden muss und ob die Maßnahme über Batteriespeicher **wirtschaftlicher als traditionelle Methoden** wie Kondensatoren oder Spulen sind. Ebenso kann die **Ladesäule selbst (ohne angeschlossenes Fahrzeug)** zur Kompensation beitragen, insofern der Wechselrichter mit einer Blindleistungskompensationsfunktion ausgerüstet ist.

regulatorische Herausforderungen



Entscheidend für den Einsatz zur Blindleistungskompensation ist der **Standort** und die Leistung der Ladesäule. Die Vergütung ist in Form einer Einspeisevergütung oder analog der Regelenergie denkbar. In diesem Szenario kann die Flexibilität auch an den Verursacher / Unternehmen direkt vermarktet werden.

Schwarzstart

Beschreibung



Der Schwarzstart ist ein Verfahren zur **Wiederinbetriebnahme eines Stromnetzes nach einem totalen Stromausfall** oder einer Störung, bei der das Netz vollständig heruntergefahren wurde. Das Netz wird **schrittweise wieder in Betrieb** genommen. Dazu dienen zunächst lokal installierte Batteriespeicher und Notstromgeneratoren. Zunächst werden bestimmte Teile des Netzwerks wie beispielsweise wichtige Kraftwerke, Schaltanlagen und Übertragungslinien mit Strom versorgt. Sobald ein Teil des Netzes wiederhergestellt ist, können andere Teile durch den schrittweisen Einsatz von Generatoren und Übertragungsleitungen mit Strom versorgt werden.*

Dezentrale Batteriespeicher wie Elektrofahrzeuge können als eine Art "**lokale Stromquelle**" dienen, um das Netz in einem bestimmten Bereich wiederzubeleben. Sie können Energie liefern, um lokale Lasten zu versorgen, die ansonsten ohne Strom wären, und somit die **externe Stromversorgung reduzieren** oder sogar ersetzen. Dies reduziert den Aufwand der Wiederinbetriebnahme des Netzes und **beschleunigt den Prozess**.

Technische Herausforderungen



Die Ladesäulen müssen für diesen speziellen Fall entsprechend angepasst sein, um auf **Anweisung des Netzbetreibers Strom einzuspeisen**. Dieser Fall tritt sehr selten auf, die **Belastung für die Batterie ist also äußerst gering**. Auch kann in diesem Fall zum Wiederaufbau des Stromnetzes der minimal gesetzte SoC unterschritten werden. Die potentiell große Menge an verfügbarer Leistung kann aber in Zukunft **essentiell für einen Wiederaufbau des Stromnetzes** sein.

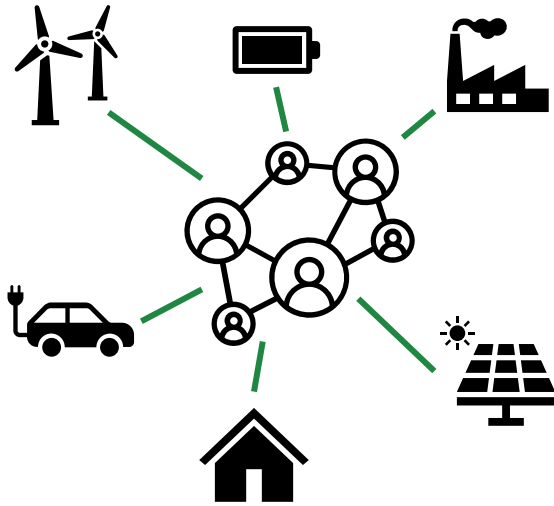
regulatorische Herausforderungen

Die Vergütung der Vorhaltung von Leistung von Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern für die Teilnahme an einem Schwarzstart-Prozess existiert bisher nicht. Es ist eine **pauschale Vergütung** für das Vorhalten der Fähigkeit denkbar.

* Next Kraftwerke GmbH: Was sind Schwarzstart und Schwarzstartfähigkeit?, in <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/schwarzstart>

Energy Communities / Peer2Peer Trading

Beschreibung



Eine Energy Community (EC) ist ein **Zusammenschluss** von Akteuren, die ihre **Energieerzeugung, -nutzung** und -speicherung koordinieren, um die Energiewende voranzutreiben und ihre Energiekosten zu senken. Durch den gemeinsamen Einsatz von erneuerbaren Energiequellen wie Solar- und Windenergie, Stromspeichern und Energieeffizienzmaßnahmen können Energy Communities die lokale Energieversorgung verbessern und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen reduzieren.

BDL Fahrzeuge der Mitglieder einer Energy Community werden klassischerweise an einer Wallbox angeschlossen. Dabei nutzen sie ein eigenes Stromnetz mit eigenem Bilanzkreis. Es ist aber auch eine Community über das öffentliche Netz möglich, so kann auch die öffentliche Ladesäule eingebunden werden. Die Batterie wirkt dabei als **Speicher für überschüssige Energie aus den Erzeugungsanlagen** und gibt sie im Bedarfsfall wieder ab. Der Mehrwert entsteht durch den **optimierten Verbrauch der eigenen erneuerbaren Energien**.

Dieses Prinzip ermöglicht auch die Teilnahme an einer **Cloud Energy Community**, das Fahrzeug kann so als Speicher für die virtuelle Gemeinschaft zur Verfügung stehen.

Technische Herausforderungen



Da eine Ladesäule durch viele Nutzer verwendet wird, jedoch nicht alle an einer Energy Community teilnehmen, ist die **Abrechnung erschwert**. Über ein Smart Meter muss die Energiemenge erfasst und geteilt werden. Ebenso muss ein weiteres **Backend der Energy Community** den Be- und Endladeprozess an der Ladesäule steuern. Ebenso könnten die Interessen einer Energy Community im Gegensatz zur Netzdienlichkeit stehen.

regulatorische Herausforderungen

Da sich die Ladesäule im öffentlichen Bereich befindet, fallen **Netzentgelte für dessen Nutzung** an. In einer Energy Community werden die Kosten oft anteilig der Erzeugung und des Verbrauchs berechnet, eine **Vergütung zur Stromspeicherung** muss in der Gruppe entwickelt werden. Ebenso muss ein **finanzieller Anreiz für den Betreiber** der Ladesäule geschaffen werden, um diese für Peer2Peer Geschäfte freizugeben. Dies wäre über ein Entgelt für die Dauer der Belegung der Ladesäule möglich.

Vorteile von V2G

Steakholder



Umwelt: Durch die Lastglättung und gewonnene Flexibilität können erneuerbare Energien optimal ausgenutzt werden, was den CO2 Ausstoß minimiert. Ebenfalls müssen die Erzeugungsanlagen nicht mehr abgeschaltet werden, was Kosten senkt.



Energieanbieter / Netzbetreiber: Im Netzbetrieb können durch den Ausgleich der Last und die Möglichkeit zum lokalen Engpassmanagement Netzausbaukosten verringert bzw. der Netzausbau ersetzt werden. Ebenso können Maßnahmen zur Netzqualität einfach und kostengünstig vorgehalten werden. Der Energieanbieter kann mithilfe der verteilten Speicherkapazität den Einkauf von fehlender Energie am Spotmarkt vermeiden.



Nutzer: Der Nutzer kann durch verminderte Entgelte die Betriebskosten seines Fahrzeuges senken und durch den Handel mit Energie Erträge erzielen.

im Gegensatz zu V2H



V2G Usecases bieten durch die höhere abgegebene Leistung einen **höheren Gesamtwirkungsgrad** und erzeugen so weniger Verluste. Ebenso fallen für den Nutzer **keine eigenen Ausbaukosten** für Netzanschluss oder Ladesäule an, sein Fahrzeug muss nur die Funktion des bidirektionalen Ladens unterstützen. Der Ladesäulenbetreiber kommt für alle Kosten der Installation, Instandhaltung und den Betrieb auf. Ebenfalls kann eine öffentliche Ladesäule eine **höhere Auslastung** erreichen. So bietet V2G ein höheres Ertragspotential.

In den meisten Fällen der Heimanwendung wird Solarenergie als günstige Möglichkeit zum Beladen des Elektrofahrzeuges verwendet. Hier konkurrieren jedoch mehrere Verbraucher (Wärmepumpe, Heimspeicher, BEV) um die günstige Energie und verhindern die Ausschöpfung des Potentials der Fahrzeugbatterie. Auch können mangels fehlendem Eigenheim, fehlender eigener Ladesäule oder den hohen Kosten der geregelten BDL-Technik nicht alle Fahrzeugbesitzer V2H Usecases nutzen. Dies ist insbesondere in dicht besiedelten Städten und Wohngebieten von Vorteil.

Technik



In der Entwicklung bidirektionaler Fahrzeuge und der damit verbundenen Usecases muss zwangsweise eine zukünftige Situation mit vielen BDL Fahrzeugen betrachtet werden. In einer solchen Prognose steigt auch die Anzahl von Heimspeichern (10% der Häuser in 2050) und steuerbaren Verbrauchern wie Wärmepumpen (60% der Häuser in 2050) stark an.*

Demnach **konkurrieren in Zukunft steuerbarer Anlagen** wie Heimspeicher, BDL-Fahrzeuge und Wärmepumpen um günstige Strompreise und führen vor allem im V2H zu einer Lastglättung. Eine ähnliche Auswirkung wird sich durch eine Vielzahl von gesteuerten Anlagen im ganzen Netz zeigen, wobei der Ausbau erneuerbarer Energien dies zwangsweise fordert.

Ebenso ist die Auswirkung der verschiedenen Usecases mit hoher (Ent-) Ladeleistung auf die Fahrzeugbatterie und deren **Alterung** zu überprüfen. Ein zu schnelles altern der Batterie würde in Summe die Erträge senken.

Auch die Überwachungstechnik der Ladesäule, das SMGW, muss für die Usecases zwangsweise verbaut werden. Hierbei ist zu prüfen, in wie weit die Daten mit der aktuellen Generation in ausreichender Menge und Geschwindigkeit übertragen werden können.

Nutzer

Die allein durch den **Nutzer bereitgestellte Kapazität** ist entscheidend. Dies betrifft sowohl das Ansteckverhalten und somit die Zeitdauer, die das Fahrzeug dem Netz zur Verfügung steht, als auch das vom Besitzer festgelegte Kapazitätsband, in dem die Batterie genutzt werden darf. Bisher werden Elektrofahrzeuge oft erst bei einem SoC < 50% angeschlossen und die Sicherheitsreserve sehr hoch gesetzt. Das Potential muss demnach durch **Motivation der Besitzer** und weitere Anreize gefördert werden. Dazu muss auch der finanzielle Mehrwert von BDL für den Nutzer genau ermittelt werden. In diesem Bezug ist anzumerken, dass durch die eine Vielzahl von Akteuren in der Zukunft eine **extreme Dynamisierung der Preise** entstehen kann.

Regularien

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. Mit den kommenden Anpassung der Regularien und Vergütung muss jedoch eine differenzierte Abrechnung je nach Usecase erfolgen, um keine Vermischung zu erzeugen (z.B. eigenen günstigen Solarstrom am Spotmarkt mit geringen Steuern und Abgaben verkaufen).

*Ostermann, A.; Schulze, Y.; Reinhard, J.; Müller, M.: Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe



Kontakt

Gesamtprojektleitung
Forschungsvorhaben DeRIVE

Niklas EHRlich

R&D Project Manager Akkodis Research Germany

E Niklas.EHRLICH@akkodis.com

T +49 151 7463 2309

AKKA Industry Consulting GmbH | Taunusstr. 31+37 | 80807 München | Germany

www.akkodis.com