Fraunhofer IEE

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, IEE

NUTZEREINBINDUNG ZUR ENTLASTUNG VON VERTEILNETZEN IN KÄLTEPERIODEN

Erkenntnisse aus dem Förderprojekt Rückwirkungen von Elektromobilität bei Extremtemperaturen in Verteilnetzen

August 2026

Inhalt

1 Position 3
2 Allgemeine Problemstellung 3
3 Evidenzbasis und zentrale Erkenntnisse 3
3.1 Empirische Grundlage und Nutzerverhalten 3
3.2 Netztechnische Wirkung von Steuerung und V2G 4
3.3 Reichweite und Grenzen der Flexibilität 5
4 Implikationen und Handlungsempfehlungen 5
4.1 Nutzer 6
4.2 Aggregator 6
4.3 Netzbetreiber 6
4.4 Regulierung 6
4.5 Konkrete Handlungsempfehlungen 7
5 Handlungsfelder und Diskussionsfragen 7

1 Position

Die Ergebnisse des Forschungsprojekts Rückwirkungen von Elektromobilität bei Extremtemperaturen in Verteilnetzen zeigen: Elektromobilität kann auch unter Extremtemperaturen netzdienlich integriert werden, wenn Ladeprozesse intelligent gesteuert und bidirektionale Flexibilitäten gezielt eingesetzt werden. Das reduziert Netzengpässe und verbessert die Betriebsführung im Verteilnetz. Besonders relevant ist dabei die Überlagerung mehrerer elektrischer Lasten in Wohngebieten: Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen können in kritischen Zeitfenstern gleichzeitig hohe Leistungen abrufen.

2 Allgemeine Problemstellung

Der wachsende Bestand an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen verändert die Laststruktur in den Verteilnetzen. Besonders in Wohngebieten können sich der Ladebedarf von Elektrofahrzeugen, der Heizbedarf elektrischer Wärmepumpen und die allgemeine Haushaltslast zeitlich überlagern. Dadurch entstehen lokale Spitzen, die Transformatoren und Leitungen belasten und in kritischen Situationen die verfügbaren Netzreserven überschreiten können.

Der Klimawandel führt langfristig zu wärmeren Temperaturen und tendenziell weniger großräumigen Kälteereignissen. Dennoch können auch künftig lange Kältephasen auftreten, insbesondere lokal. Gerade dann steigt der Heizbedarf von Wärmepumpen, während auch Elektrofahrzeuge bei niedrigen Temperaturen mehr Energie für Heizung und Betrieb benötigen. Hohe Gleichzeitigkeiten können dadurch zu kritischen Netzlasten führen. Für die Netzplanung und den Netzbetrieb reicht es deshalb nicht aus, nur Durchschnittstemperaturen oder Jahresmittelwerte für das Laden von Elektrofahrzeugen zu betrachten.

3 Evidenzbasis und zentrale Erkenntnisse

3.1 Empirische Grundlage und Nutzerverhalten

Die Untersuchung verbindet Klimazeitreihen, Mobilitäts- und Haushaltsdaten mit einer deutschlandweiten Befragung von über 16.000 Haushaltsentscheidern. Die Befragung erfasst unter anderem, wie Mindestreichweite, Ansteckdauer und Vergütung die Bereitschaft zur Bereitstellung von Flexibilität beeinflussen. Die Auswertung zeigt ein heterogenes Bild: Rund 35 % der Beobachtungen entfallen auf eine Gruppe, die grundsätzlich systemdienliches Laden über eine Fernsteuerung (V2G-Vertrag) ablehnt, während rund 19 % einer Gruppe mit genereller Bereitschaft zur Teilnahme zuzuordnen sind. Die übrigen rund 46 % liegen dazwischen und machen ihre Entscheidung von den konkreten Vertragsbedingungen abhängig.

Für die Umsetzung lassen sich zwei Gruppen besonders deutlich unterscheiden. Bei einem Teil der grundsätzlich aufgeschlossenen Haushalte, insbesondere unter Early Adoptern, müsste V2G technisch und organisatorisch ermöglicht werden, zunächst ggf. auch in herstellerspezifischen Ökosystemen. Dafür sollten einzelne Fahrzeughersteller, Ladeeinrichtungs- und Energiemanagementanbieter ihre Steuerungsketten eng abstimmen, gemeinsam testen und verlässliche End-to-End-Prozesse für V2G sicherstellen. Der Smart-Meter-Rollout, standardisierte Kommunikationswege und interoperable Fahrzeuge, Ladeeinrichtungen und Energiemanagementsysteme können dieses kurzfristig erschließbare Potenzial nutzbar machen.

Bei der größeren Gruppe mit stärker vertragsabhängiger Akzeptanz reichen technische Möglichkeiten allein dagegen nicht aus. Hier werden Strompreise, Netzentgelte, Vergütungen und garantierte Komfortbedingungen entscheidend dafür sein, ob Fahrzeuge tatsächlich angeschlossen bleiben und Flexibilität bereitstellen. An der Stelle rückt dann die Interoperabilität von Fahrzeugen, Ladeinfrastruktur und Energiemanagementsystemen in den Vordergrund.

Auch bei den Vertragsmerkmalen gibt es unterschiedliche Schwerpunkte. Für einige Haushalte ist eine kurze verpflichtende Ansteckdauer besonders wichtig, andere reagieren stärker auf die Vergütung für die Bereitstellung von Flexibilität. Wieder andere legen besonderen Wert auf eine garantierte Mindestreichweite. Im Basismodell liegt die durchschnittlich erforderliche monatliche Vergütung für die Wahl eines V2G-Vertrags bei rund 320 Euro. Die Beträge sind als hypothetische Zahlungsbereitschaften aus dem Experiment zu verstehen und nicht als allgemeingültige Förder- oder Marktpreise. Die Zuordnung der Zahlungsbereitschaften beziehungsweise der *willingness to accept* erfolgte nach dem Urban-Twin-Modell.[1]

3.2 Netztechnische Wirkung von Steuerung und V2G

Als Untersuchungsfall wurden unterschiedliche Netzgebiete mit hoher Durchdringung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen betrachtet: ein ländliches Gebiet mit 75 Ortsnetzstationen und rund 12.000 Haushalten sowie fünf charakteristische städtische Ortsnetze. Im Mittelpunkt standen kritische Winterperioden, in denen Haushaltslasten, Elektromobilität und elektrische Wärmeversorgung zeitlich zusammenfallen können. Verglichen wurden jeweils ein ungesteuerter Referenzfall und ein Fall mit netzdienlich optimierten Lade- und Rückspeisevorgängen der V2G-fähigen Fahrzeuge.

Durch gesteuertes Laden können Leistungsspitzen in kritischen Zeitfenstern wirksam geglättet werden. Bidirektionales Laden erweitert den Handlungsraum der Netzbetriebsführung, insbesondere bei lokalen Engpässen. In einem untersuchten Ortsnetz sank die maximale Transformatorauslastung von rund 82 % auf 59 % und die maximale Leitungsauslastung von rund 119 % auf 81 %.

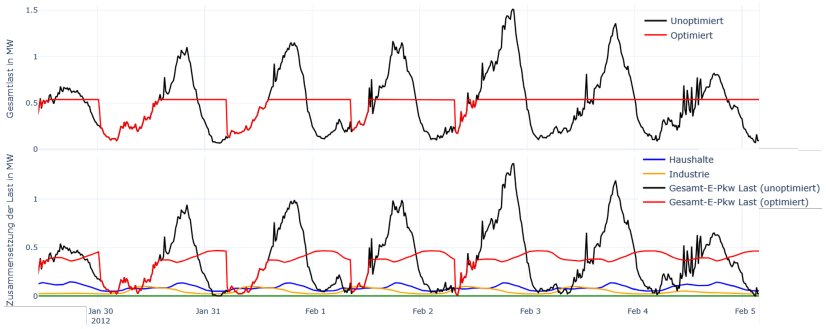


Abbildung 1 Netzlast im untersuchten Innenstadtnetz mit zentraler Wärmeversorgung während einer Winterwoche.

Bei zentraler Wärmeversorgung zeigt das untersuchte Innenstadtnetz, dass V2G vor allem die Lastspitzen der EV in Kombination mit der Haushaltslast glättet. Fahrzeuge werden in Zeiträume mit geringerer Netzbelastung geladen und können in kritischen Zeitfenstern Ladeleistung reduzieren oder Energie zurückspeisen.

[1] Weitere Informationen zum Urban-Twin-Modell: iee.fraunhofer.de/urbantwin.

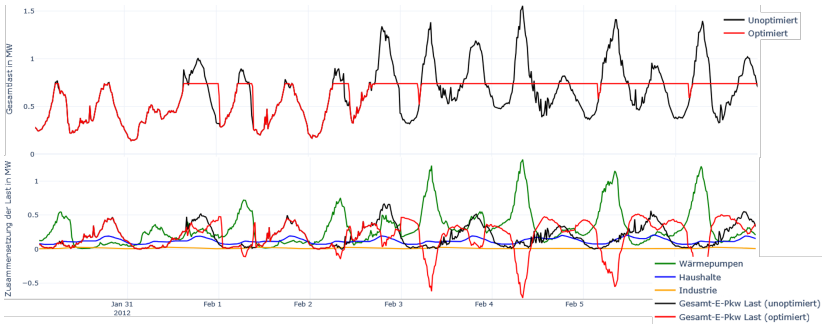


Abbildung 2 Netzlast im untersuchten vorstädtischen Netz mit dezentraler Wärmeversorgung und Wärmepumpen während einer Winterwoche.

Bei dezentralen Wärmepumpen geht die Flexibilität darüber hinaus: V2G kann einen Teil der zusätzlichen Wärmepumpenlast kompensieren und insbesondere die ausgeprägte Morgenspitze abmildern. Entscheidend ist, wie viele Fahrzeuge zu diesem Zeitpunkt noch angesteckt und damit tatsächlich steuerbar sind. Die betrachteten Betriebsweisen zeigen zudem, dass eine ungünstige, weitgehend ungesteuerte Wärmepumpenbetriebsweise deutlich höhere Spitzen und teilweise mehr als doppelt so hohe Wärmepumpenlasten wie die Durchschnittsvariante erzeugen kann. Ein hoher Anreiz ist deshalb erforderlich, damit ausreichend Haushalte teilnehmen und die Fahrzeuge gerade in den kritischen Morgenstunden verfügbar bleiben.

Bei der maximalen Transformatorauslastung lagen die in den untersuchten Netzgebieten ermittelten Reduktionen je nach tatsächlicher Haushaltsbeteiligung in einer Größenordnung von rund 16 % bei geringer bis zu 52,9 % bei hoher Teilnahme. In einem besonders günstigen Ortsnetzbeispiel sank die maximale Auslastung von rund 82 % auf 59 %, also um etwa 23 Prozentpunkte. Auch die Leitungsbelastung wurde deutlich reduziert: In der aggregierten Auswertung gingen die Fälle mit Leitungsüberlastung um etwa 60 % zurück; im Ortsnetzbeispiel sank die maximale Leitungsauslastung von rund 119 % auf 81 %, also um etwa 38 Prozentpunkte. Die Spannweite verdeutlicht, dass die Entlastung von Transformatoren und Leitungen nicht allein vom technischen V2G-Potenzial, sondern wesentlich von der Zahl und Verfügbarkeit der teilnehmenden Fahrzeuge abhängt.

3.3 Reichweite und Grenzen der Flexibilität

V2G reduziert vor allem leistungsflussbedingte Engpässe; Spannungsprobleme werden dagegen nur teilweise entschärft. Die Ergebnisse beruhen auf szenariobasierten Netzsimulationen und zeigen Potenziale unter den jeweils zugrunde gelegten technischen und verhaltensbezogenen Annahmen.

4 Implikationen und Handlungsempfehlungen

Das Projekt liefert eine belastbare Grundlage für priorisierte Netzausbauentscheidungen, gezielte Flexibilitätsstrategien und eine regulatorisch anschlussfähige Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens. Die Ergebnisse werden aus vier miteinander verbundenen Stakeholder-Perspektiven eingeordnet:

4.1 Nutzer

Für Nutzerinnen und Nutzer sind transparente Vertragsbedingungen, eine ausreichende garantierte Reichweite und eine angemessene Vergütung entscheidend. Die Teilnahmebereitschaft hängt außerdem davon ab, wie stark Ladezeiten und Fahrzeugverfügbarkeit im Alltag eingeschränkt werden. Erste Rückmeldungen aus der Praxis zeigen, dass Einfachheit und Komfort eine zentrale Rolle spielen: Nutzerinnen und Nutzer wollen die Flexibilität bereitstellen, ohne sich intensiv mit der Steuerung beschäftigen zu müssen.

4.2 Aggregator

Aggregatoren bündeln die Flexibilität vieler Fahrzeuge und übersetzen sie in netz- oder marktnahe Dienstleistungen. Dafür benötigen sie verlässliche Kommunikationswege, interoperable Lade- und Energiemanagementsysteme sowie Vertragsmodelle, die eine ausreichende und planbare Ladeverfügbarkeit ermöglichen.

4.3 Netzbetreiber

Für Netzbetreiber stellt V2G insbesondere bei lokalen Betriebsmittelüberlastungen und hoher Ladepunktdurchdringung eine kosteneffiziente ergänzende Option dar. In der Netzplanung sollte V2G deshalb gezielt dort berücksichtigt werden, wo ein konventioneller Ausbau verzögert, reduziert oder sinnvoll ergänzt werden kann.

4.4 Regulierung

Der Regulierung obliegt es, die Rahmenbedingungen zu schaffen, damit die im Projekt ermittelten Effizienzgewinne zum Tragen kommen können. Dies betrifft die Dokumentation und Abrechnung bidirektionaler Energieflüsse, die Entgelte der Netznutzung sowie die übergeordnete Koordination von Netzen und Märkten.

Bidirektionale Energieflüsse abrechenbar machen, um teilnahmebereite Nutzergruppen zu erreichen

Für V2G braucht es intelligente Messsysteme, standardisierte Kommunikation, interoperable Technik und transparente Abrechnungsmodelle. MiSpeL kann die Abrechnung bidirektionaler Energieflüsse vereinfachen, etwa über ein Messkonzept im Anschluss an bestehende Prozesse für steuerbare Verbrauchseinrichtungen. Damit wird insbesondere die Nutzergruppe erreichbar, die grundsätzlich zur Teilnahme bereit ist und vor allem auf einfache technische und organisatorische Umsetzung angewiesen ist.

Netzdienliche Anreize über Netzentgelte setzen, um vertragsabhängige Nutzergruppen zu aktivieren

Für stärker vertragsabhängige Nutzergruppen müssen wirtschaftliche Signale netzdienliches Verhalten unterstützen. §14a Modul 3 ermöglicht zeitvariable Netzentgelte für private Letztverbraucher mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Da diese Entgelte quartalsweise festgelegt werden, handelt es sich dabei jedoch nicht um dynamische Netzentgelte im Sinne von AgNes. Dynamische Entgelte für Speicher und Erzeuger sind nach aktuellem Stand erst für die 2030er-Jahre vorgesehen. Für V2G ist entscheidend, dass regionale oder zeitvariable Signale lokale Engpässe abbilden und bei Bedarf abschwächen oder aufheben können.

Markt- und Netzsignale verbindlich koordinieren, um verfügbare Nutzerflexibilität (auch) netzdienlich einzusetzen

Die netzdienliche Steuerung muss lokale Engpässe und die tatsächliche Fahrzeugverfügbarkeit der teilnehmenden Nutzerinnen und Nutzer berücksichtigen. Regionale oder nationale Strompreissignale können sonst in eine andere Richtung wirken als das lokale Verteilnetzsignal, etwa wenn sie gerade während einer lokalen Wärmepumpen- oder Elektromobilitätsspitze zum Laden anreizen. Als präventive Alternative kommen Lasthüllkurven infrage, die beispielsweise bei der Einrichtung der Wallbox eine Ladebegrenzung für kritische Zeiträume wie 17 bis 20 Uhr festlegen und perspektivisch vorausschauend per Day-Ahead-Signal angepasst werden könnten. Für eine verlässliche Entlastung braucht es daher klare Prioritäten und koordinierte Signale zwischen Marktoptimierung und Netzbetrieb.

4.5 Konkrete Handlungsempfehlungen

Aus **Nutzersicht** ist es relevant, dass transparente, leicht verständliche Vertragsmodelle entwickelt werden. Sie sollten Mindestreichweite, Mindestansteckdauer, Vergütung und die tatsächlichen Eingriffsmöglichkeiten klar ausweisen und unterschiedliche Alltagssituationen berücksichtigen. So können zunächst Early Adopter gewonnen und anschließend auch weniger technikaffine Haushalte erreicht werden.

Um ein **Marktumfeld** zu schaffen, in dem Skalierung sich gewinnbringend auswirken kann, sollten Aggregatoren und Anbieter standardisierte, herstellerübergreifende Zugänge zur Flexibilität schaffen. Fahrzeuge, Ladeeinrichtungen, Heimenergiemanagementsysteme und Backend-Plattformen müssen interoperabel zusammenarbeiten. Einheitliche Vertrags- und Kommunikationsstrukturen erleichtern den Marktzugang und verhindern, dass proprietäre Insellösungen die Verbreitung von V2G begrenzen.

Damit Netze vornehmlich dort ausgebaut werden, wo es nötig ist, muss ein **verbindlicher Rahmen** entwickelt werden, wie V2G in der Netzplanung zu berücksichtigen und im Betrieb umzusetzen ist. Verhaltensbasierte Teilnahme- und Ansteckmodelle sollten dabei pauschale Teilnahmequoten ersetzen. Kälteperioden mit gleichzeitig hoher Wärmepumpen- und Elektromobilitätslast müssen weiterhin als relevante Planungsfälle berücksichtigt werden.

5 Handlungsfelder und Diskussionsfragen

Ein kurzfristiges Handlungsfeld ist, das technisch bereits erschließbare Potenzial unter Early Adoptern nutzbar zu machen. Verfahren wie MiSpeL können die notwendige Abrechnung unterstützen.

Für Verteilnetzbetreiber besteht weiterer Bedarf, Verfahren zur Berechnung und Berücksichtigung von V2G in der Netzplanung und im Netzbetrieb zu entwickeln. Dabei sollte geklärt werden, unter welchen lokalen Bedingungen V2G Netzausbau gezielt vermeiden, verschieben oder ergänzen kann.

Bei den Netzentgelten ist zu berücksichtigen, dass die Mehrwerte durch AgNes nach aktuellem Stand auf die Niederspannung begrenzt sind. Da die vorliegenden Untersuchungen ebenfalls auf Niederspannungsnetze fokussieren, sollte weiterer Forschungsbedarf für andere Netzebenen und deren Zusammenspiel mit lokalen Flexibilitäten adressiert werden.

Über Fraunhofer IEE

Forschung für Energiewende und Klimaschutz

Dem Klimawandel etwas entgegenzusetzen ist eine gesellschaftliche Verpflichtung und zugleich eine der größten wirtschaftlichen Chancen.
Mit unserem Ansatz »Smart Energy Systems« forschen wir am Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE seit über 35 Jahren für eine Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien - national und international.
Wir entwickeln Lösungen für technische und wirtschaftliche Herausforderungen, um die Versorgung zu sichern, die Kosten weiter zu senken, die Digitalisierung in der Energiewirtschaft voranzubringen und neue Geschäftsmodelle in der Energiewende zu ermöglichen.

Personal und Erträge

- ca. 470 Mitarbeitende
- rund 40 Mio. Euro pro Jahr

Kontakt

Michael von Bonin

Expert Researcher: Integration & Flexibilisierung E-Fahrzeuge

michael.von.bonin@iee.fraunhofer.de

Adresse

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
Joseph-Beuys-Straße 8
34117 Kassel

Telefon: +49 561 7294-0

www.iee.fraunhofer.de

Über Regulatory Assistance Project (RAP)

Das Regulatory Assistance Project (RAP) ist ein unabhängiger und überparteilicher Think-Tank für eine nachhaltige, weitestgehend dekarbonisierte und kosteneffiziente Energieversorgung. RAP berät Regulierungsbehörden und Non-Profit-Organisationen des Energiesektors, nicht jedoch kommerzielle Unternehmen. Die Arbeit wird überwiegend durch unabhängige Stiftungen finanziert.
RAP wurde von ehemaligen Regulierern in den USA gegründet und arbeitet heute mit rund 50 Personen weltweit. Das Team berät Entscheidungsträger in den Energiemärkten China, Europa, Indien und den USA bei Regulierung, Positionierung und Argumentation.

Kontakt

Andreas Jahn

ajahn@raponline.org

Adresse

Regulatory Assistance Project
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
D – 10178 Berlin
Germany

www.raponline.org