unIT-e²
Baustellenbericht 2022

Herausforderungen für die Mobilisierung
der digitalen Energiewende

Gefördert durch:
Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz
aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

UN|IT|E²
Reallabor für verNETZte E-Mobilität

Impressum

Herausgeber
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München

Erscheinungsdatum
März 2023

Projektleitung

Simon Köppl (FfE)
Gesamtprojektleitung
+49 89 158121 78
skoeppl@ffe.de

Michael Hinterstocker (FfE)
Gesamtprojektleitung
+49 89 158121 53
mhinterstocker@ffe.de

Elisabeth Springmann (FfE)
Stellv. Gesamtprojektleitung
+49 89 158121 28
espringmann@ffe.de

Projektpartner
Bayernwerk Netz GmbH, BMW Group, consolinno, EAM Netz GmbH, EEBUS Initiative e.V., EWE Go, EWE Netz, Flavia IT Management GmbH, Ford Werke GmbH, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Fraunhofer SIT, Kostal Industrie Elektrik GmbH, LEW, Mercedes-Benz AG, Power Plus Communications AG, Regionalmanagement Nordhessen, RWTH Aachen, Schneider Electric, Stadtwerke Düsseldorf, Stadtwerke München, Stiftung Umweltenergierecht, TenneT, The Mobility House GmbH, Thüringer Energienetze, Universität Kassel, Universität Duisburg-Essen, Universität Passau, Viessmann Climate Solutions SE, Volkswagen AG

Weitere Informationen
www.unit-e2.de

ISBN
978-3-945029-88-6

Förderkennzeichen
01MV21UN01

Inhalt

Das Projekt unIT-e² als Leitprojekt zur Integration von Elektrofahrzeugen in das Energiesystem 6

1. Stromnetze & Flexibilität: Viele Probleme oder viele Lösungen durch Elektromobilität 7

1.1 Netznutzungsentgelte im Niederspannungsnetz 7
1.2 Netzausbaubedarf durch erneuerbare Energien und Elektrifizierung 8
1.3 Vertragsverhältnisse, Marktrollen und Messkonzepte 9
1.4 Novellierung des § 14a/c EnWG: Varianten und Durchführung 10
1.5 Redispatch für kleinteilige Flexibilitätspotenziale 13
1.6 Regelleistung 13
1.7 Koordinierung von netzseitigen und marktlichen Steuerungseingriffen 14

2. Rechtliche Hürden zwischen Netz und Fahrzeug 16

2.1 Netzentgeltgestaltung und § 14a EnWG 17
2.2 Gestaltungsmöglichkeiten in Verträgen 18
2.3 Hemmnisse der Zwischenspeicherung durch staatlich induzierte Preisbestandteile 19

3. Die Steuerbarkeit der Elektromobilität in Quartier und Eigenheim 21

3.1 Lokales Netzengpassmanagement vs. Regelleistungserbringung 21
3.2 Anwendungsfälle der E-Mobilität im Quartiers- und Flottenkontext 21
3.3 Dezentrale Intelligenz im Energiesystem – Energiemanagement im Ein- und Mehrfamilienhaus 22
3.4 SMGW als zentraler Kommunikationskanal 23
3.5 Theorie vs. Praxis 23

4. Die Rolle der iMSys-Infrastruktur für die Elektromobilität und das Energiesystem 24

4.1 Ausbau der Backend-Infrastruktur im Einklang mit den SMGW-Funktionalitäten 25
4.2 Nutzung des CLS-Proxy-Kanals 25
4.3 Lokale Messwertbereitstellung 25
4.4 Weitere regulatorische Baustellen 26

5. Vom Konzept in die Massenanwendung: Standardisierung als industriepolitische Grundbedingung 28

5.1 Notwendigkeit der Standardisierung und Interoperabilität für die Digitalisierung der Energiewende 28
5.2 Standardisierung aus Zusammenarbeit von Normierung und Forschungsprojekten – ein Best Practice Beispiel 29
5.3 Zusammenspiel von proaktiven (präventiven) und reaktive (kurativen) Netzmaßnahmen 31

6. Das unIT-e²-Elektrofahrzeug: uni- und bidirektional, vernetzt, smart 32

6.1 Uni- und bidirektional vernetzt: Stufen der Netzintegration von Elektrofahrzeugen 32
6.2 Grid Codes 35
6.3 Legaldefinition Elektroauto 36

7. Der Mensch im Fokus: Wissen und Akzeptanz als Voraussetzung für eine erfolgreiche (E-)Mobilitätswende 38

7.1 Partizipation im Kontext der Energiewende – eine Begriffseinordnung 38
7.2 Die Herausforderungen der Harmonisierung einer Customer Journey im Kontext der vernetzten Elektromobilität 40
7.3 Akzeptanz und Adoption vernetzter Elektromobilität 41

Ausblick auf die weitere Projektlaufzeit 44

Literatur 46

Das Projekt unIT-e² als Leitprojekt zur Integration von Elektrofahrzeugen in das Energiesystem

Das gesamtgesellschaftliche Projekt der Energiewende stellt alle Sektoren vor Herausforderungen, um die angestrebte Klimaneutralität zu erreichen. Einen relevanten Beitrag dazu kann der Verkehrssektor durch die intelligente Integration von batterieelektrischen Fahrzeugen ins Stromnetz leisten. Aufgrund der Vielzahl an beteiligten Akteuren und Stakeholdern sind hierfür Lösungen notwendig, die über alle beteiligten Prozessschritte und Branchen akzeptiert und standardisiert werden können.

Das Konsortialprojekt unIT-e² trägt zur Entwicklung dieser Lösungen bei, indem die gesamte energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette von Erzeugung und Netzbetrieb bis hin zum Elektrofahrzeug als Verbraucher vertreten ist und diese beteiligten Partner gemeinsame Entwicklungsarbeit von der Definition von Use Cases über die Implementierung bis hin zur praktischen Erprobung im Reallabor leisten. Über die dreijährige Projektlaufzeit werden so wichtige Erfahrungen gesammelt, welche in Handlungsempfehlungen für die zukünftige Regulatorik und Standardisierung der Integration von Elektrofahrzeugen einfließen.

Nach etwa einem Jahr Projektlaufzeit konnten bereits verschiedene konkrete Herausforderungen sowie Lösungsansätze identifiziert werden. Der vorliegende Bericht fasst diese in kompakter Form zusammen, zeigt den weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf für das Projekt auf und leitet auch Anforderungen an den rechtlichen Rahmen ab. Auf Basis der dargestellten Zwischenergebnisse wird die Projektarbeit fortgesetzt, um in Zusammenarbeit zwischen Energiewirtschaft und Automobilwirtschaft die optimale Integration von Elektromobilität ins Energiesystem zu erreichen.

1. Stromnetze & Flexibilität: Viele Probleme oder viele Lösungen durch Elektromobilität

Nicola Mohringer, Jürgen Neubarth, Ulrike Schönlein, Erdem Uzun (TenneT), Jeanette Münderlein (Bayernwerk Netz), Michael Tomaszuk, Michael Westerburg (EWE NETZ), Andreas Weigand, Konrad Rogg (SWM)

1.1 Netznutzungsentgelte im Niederspannungsnetz

Michael Tomaszuk, Michael Westerburg (EWE NETZ)
Ein klimaneutrales Energiesystem erfordert die massive Integration von Verbrauchs-, Speicher-, und Erzeugungsanlagen für Wärmeversorgung, aber auch von Zuhause-Tankstellen für E-Mobilität. Der Netzbetreiber nimmt hier eine besondere Stellung ein. Er soll weiterhin einen effizienten Netzbetrieb/-ausbau sicherstellen, dabei gleichzeitig die Netzintegration dieser Anwendungsfälle maximieren. Hier kann die verlässliche Nutzbarkeit von Flexibilitäten als Garant für einen schnellen Netzanschluss („Netzanschluss-Booster“) wirken.

In Engpassphasen muss der Netzbetreiber den sicheren Vorrang haben für den Zugriff auf Flexibilitäten. Auch der Markt soll mittelfristig außerhalb der Engpassphasen diese Flexibilität nutzen können. Hierfür ist die Reduzierung der Komplexität von entscheidender Bedeutung, insbesondere bei den Messkonzepten sowie der Bepreisung und Abrechnung der Netznutzung. Das Teilprojekt Grid des Forschungsvorhabens unIT-e² hat folgende Bedarfe identifiziert:

- Simple Lösungen, die sowohl für Ein- als auch Mehrparteien-Liegenschaften tauglich sind, z. B. Gemeinschaftsanlagen mit Flexibilitätsbereitstellung in Tiefgaragen/Außengelände.
- Stufige Einführung der Flexibilitätsbereitstellung und -nutzung. In Stufe 1: Netzdienliche Nutzung von Flexibilität aufgrund der Dringlichkeit und des Optimierungspotenzials beim Hochlauf der E-Mobilität („Netzanschluss-Booster“). Dies wird auch flankiert durch ein Ausrollen der sicheren Kommunikationstechnologie. In Stufe 2: Hinzunahme weiterer Stakeholder in die Nutzung der Flexibilitäten durch Aktivierung der in dieser Stufe vorliegenden Koordinierungsfunktion.

Weiterhin sieht die Gruppe aus unIT-e² im Bereich der Netzentgelte vor allem die nachfolgenden Optimierungsmöglichkeiten, die signifikant zum Komplexitätsabbau und/oder zu höherer Akzeptanz ihren Beitrag leisten.

Reduktion der Komplexität der Netzentgeltsystematik empfohlen

- Verzicht auf Freiwilligkeit bei der die Teilnahme an netzdienlicher Steuerung für steuerbare Verbrauchsanlagen → Nur damit können die Flexibilitäten in der Netzplanung signifikant berücksichtigt werden.
- Wir begrüßen den Vorschlag im Festlegungsverfahren der BK6-22-300 zu §14a EnWG, welcher einen Verzicht auf den Pflichteinbau eines separaten Zählers in Einparteien-Liegenschaften vorsieht → Erhebliche Kostenersparnis in Bestandsgebäuden (z. B. durch Vermeidung des „Zählerschrankumbaus“). Die Messkonzepte und Abrechnung funktionieren auch mit einem Zähler.
- Verzicht auf das „Herauskaufen“ (Opt-Out) → Das führt zur erheblicher Komplexität sowohl in der Vertragsausgestaltung zwischen Endkunden und Energielieferant als auch zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer (Immobilieneigentümer)/Anschlussnutzer. Netzentgelte können nicht im selben Maße wie die verursachten Kosten durch eine Opt-Out-Möglichkeit hochgesetzt und somit von der Allgemeinheit kompensiert werden.
- Kundengerechte (über alle Kundengruppen gedachte) Preise für alle ohne zusätzliche Anreize für die Teilnahme an den Flexibilitätsbereitstellung schaffen → sobald die Teilnahme an der netzdienlichen Steuerung verpflichtend wird, werden keine Anreize über reduzierte Netzentgelte mehr erforderlich sein. Dies schafft die Grundlage für eine sozialverträgliche Netzintegration der E-Mobilität und schafft mehr Akzeptanz.
- Verzicht auf zeitvariable Netzentgelte → Diese führen zur erheblichen Komplexitätssteigerung bei geringer Steuerungswirkung. Netzentgelte machen nur einen Bruchteil des Energiepreises aus. Jede Änderung führt nur zu einer Umverteilung und nicht zu einem Entfall derselben. Wenn die Kundengruppe mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen entlastet wird, muss die andere Kundengruppe mit nur klassischem Strombezug (ohne E-Fahrzeug und Wärmepumpe) mehrbelastet werden.
- Optional könnte die Netzentgeltsystematik auf Leistungsentgelte oder ganz auf pauschale Netzentgelte umgestellt werden, ähnlich wie in der Telekommunikationsbranche.

Zeitvariable Netzentgelte stellen kein geeignetes Mittel zur Verbrauchssteuerung dar

1.2 Netzausbaubedarf im Verteilnetz durch erneuerbare Energien und Elektrifizierung

Jeanette Münderlein (Bayernwerk Netz), Andreas Weigand, Konrad Rogg (SWM)

Um Verbrauchern schnell grünen Strom mittels PV-Anlagen zur Verfügung stellen zu können, müssen diese schnell ans Netz angeschlossen werden. Hierfür ist es notwendig, auf der einen Seite Genehmigungsprozesse, wie etwa durch regierungsbezirkübergreifende einheitliche Formulare, zu beschleunigen. Auf der anderen Seite ist darauf hinzuweisen, dass der Netzausbau deutlich länger dauert als der Zubau an erneuerbaren Energieanlagen. Um dem entgegenzuwirken, sollte auf eine vorausschauende und Wachstumsoptionen eröffnende Flächenausweisung (kommunaler Ansatz) für zügigen Netzausbau gesetzt werden. Weiterhin ist neben dem Ausbau die Ertüchtigung des bestehenden Netzes hin zu einem digitalisierten klimaneutralen Verteilnetz essenziell. Allein im ländlichen Netzgebiet ist mit einer Verfünffachung der Netzgenehmigungsverfahren und mit einer Verdreifachung des heutigen Bestands innerhalb der nächsten 10 Jahre zu rechnen. Wie sich in den Diskussionen zwischen den einzelnen Netzbetreibern, die im Rahmen des unIT-e² Projekts geführt werden, gezeigt hat, sind diese Zahlen nicht gleichwertig auf städtische Netzgebiete zu übertragen. Ein Zubau von erneuerbaren Energien ist häufig durch nur eingeschränkt mögliche bauliche Maßnahmen nicht in dem Umfang möglich, wie es die verstärkte lokale Nachfrage durch beispielsweise Ladeinfrastruktur und Geräte zur Beheizung notwendig machen würde.

Beschleunigung der Genehmigungsprozesse ist essenziell für Netzausbau im ländlichen Raum

Die Gruppe identifizierte die künftige Herausforderung für Stromnetze im urbanen Raum tendenziell im Zubau von stromgeführten Wärmeanlagen und Elektromobilität. Hier stehen vor allem Liegenschaften mit einer hohen Anzahl von Ladepunkten, z. B. Tiefgaragen und Parkhäuser, im Fokus. Während in einem ersten Schritt ausreichend Leistung zur Verfügung steht, müssen in einem nächsten Schritt Anpassungen an der Netzinfrastruktur oder dem Trafo durchgeführt werden. Durch nicht angemeldete Energiemanagementsysteme („Blackout Prävention“ mit Orientierung am Maximalwert des Hausanschlusses) könnte es zu einer Überlastung des Trafos kommen. Durch standardisierte, mit dem Netzbetreiber kommunizierende Energiemanagementsysteme könnte eine Leistungsoptimierung im Rahmen des Anschlussvertrags erfolgen.

Eine Leistungsoptimierung kann dabei in Abhängigkeit der örtlichen Gegebenheiten den Netzausbau vermeiden (beispielsweise in Einfamilienhaussiedlungen) oder verzögern (in Innenstadtrandlagen). Insbesondere in Großstädten müssen netzseitige Baumaßnahmen wie z. B. Kabeltausch, Trafotausch oder -zubau auf ein Minimum begrenzt werden, da diese oft Koordinationsaufwand mit anderen Sparten bzw. Infrastrukturmaßnahmen und öffentlichen Behörden erfordern. Wegen der Vielzahl an Baumaßnahmen ist darüber hinaus mit kleinen Bauabschnitten zu rechnen, den Netzausbau stark verlangsamen.

Hoher Koordinationsaufwand bei Baumaßnahmen in städtischen Netzen

1.3 Vertragsverhältnisse und Marktrollen

Jeanette Münderlein (Bayernwerk Netz), Michael Tomaszuk, Michael Westerburg (EWE NETZ)

Vertragsverhältnisse

Zu unterscheiden sind die ggf. vertraglich genannte Netzanschlussleistung und die durch den Netzbetreiber festgelegte durchschnittliche planerische Anschlussleistung unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit. In der planerischen Anschlussleistung wurden die bisher bekannten haushaltstypischen Verbrauchseinrichtungen und deren Gleichzeitigkeiten berücksichtigt. Vor dem Hintergrund der zunehmenden Durchdringung von signifikanten Lasten, die in der Netzplanung bisher nicht berücksichtigt worden sind und deren Prognostizierung herausfordernd ist, sind zukünftige Netzanschlussleistungen (Anschlussverträge) anzupassen bzw. bestehende neu zu bewerten.

Netzanschlussleistungen sind durch veränderte Gleichzeitigkeitsfaktoren neu zu bewerten

Neue „künstlich hohe“ Gleichzeitigkeitsfaktoren für flexible Verbrauchseinrichtungen könnte die Vermarktung durch Aggregatoren hervorbringen. Um volkswirtschaftlich unnötig hohe Netzentgelte zu vermeiden, sollten Netze nicht darauf ausgelegt werden. Anstelle dessen sollte auf eine verlässlich verfügbare netzdienliche Steuerbarkeit zurückgegriffen werden können („flexible Netzanschlüsse“). Ein künftig festgelegter maximaler Leistungswert im Netzanschlussvertrag sollte daher immer als „bis zu“-Wert deklariert sein. D. h., dem Anschlussnehmer und folglich dem Anschlussnutzer wird im Fall eines Engpasses der maximale Anschlussleistungswert auf einen Basiswert heruntergeregelt werden können. Die netzdienliche Erschließung der Flexibilitäten („digitaler Netzanschluss“) würde auch die Kommunikationsbasis für eine marktliche Nutzung ebnen.

Marktrollen

Die sich abzeichnende zunehmende Ausweitung der Einbauverpflichtung von intelligenten Messsystemen bedeutet den Umbau bestehender und oftmals stark veralteter Elektroinstallationen. Auch angesichts des zunehmenden Fachkräftemangels sollten erweiterte Maßnahmen in Betracht gezogen werden. Ein signifikantes Ziel auf diesem Weg sollte die Vereinfachung der Messkonzepte darstellen. Dabei sollte auch bei dem Thema Marktrollen

Einzähler-Lösung zur Vereinfachung der Messkonzepte

die Komplexität abgebaut werden. Hier sollte geprüft werden, ob z. B. der wettbewerbliche Messstellenbetreiber für die Zukunft eine volkswirtschaftlich optimale Lösung darstellt.

1.4 Novellierung des § 14a EnWG: Varianten und Durchführung

Michael Tomaszuk, Michael Westerburg (EWE NETZ), Andreas Weigand, Konrad Rogg (SWM)
Die Wärme- und Verkehrswende bedeutet eine signifikante und sektorenübergreifende Änderung der Versorgungsaufgabe der Stromnetze. Die Leistungsbedarfe in den Niederspannungsnetzen werden sich durch den Hochlauf von Verbrauchseinrichtungen mit signifikanter Last, wie z. B. Heim-Ladeeinrichtungen und Wärmepumpen, massiv erhöhen. Bedeutend sind allein die bisherigen Planungswerte für einzelne Haushalte im vorgelagerten Stromnetz nicht die einzelnen vertraglich zugesicherten Netzanschlusswerte der Haushalte selbst. Diese Planungswerte wurden auf Basis der bisherigen klassischen Haushaltslasten und deren Gleichzeitigkeiten festgelegt und dementsprechend sind die heutigen Niederspannungsnetze ausgelegt. Der nun notwendige Netzausbau wird dem Hochlauf neuer elektrischer Verbraucher auch bei bester vorausschauender und digitalisierter Planung nicht rechtzeitig folgen können. Unter heutigen Regelungen müssen Anschlussbegehren ggf. abgelehnt bzw. verzögert werden. Wartezeiten beim Netzanschlussprozess und gefährdete Akzeptanz von Elektromobilität und elektrischer Wärmewende wären die Folge. „Nadelöhr“ sind nicht nur die Anzahl der Ladeeinrichtungen, sondern auch die zunehmend gleichzeitigen Ladevorgänge („Gleichzeitigkeit“).

Steuerbarkeit der Ladevorgänge notwendig zur Integration von Ladeinfrastruktur im Niederspannungsnetz

Um dennoch allen Kundenwünschen, z. B. nach einem schnellen Netzanschluss, nachkommen zu können, braucht es Instrumente, mit denen Netze effizienter ausgelastet werden und die Netzsicherheit jederzeit gewährleistet ist. Erste Ansätze, um dies zu ermöglichen, werden im Eckpunktepapier zu §14a EnWG der BK6-22-300 vorgeschlagen.

- Die Steuerbarkeit muss zur Berücksichtigung in der Netzplanung verlässlich planbar sein, was durch die verpflichtende Teilnahme aller flexiblen Verbraucher am §14a EnWG möglich gemacht wird.
- Nicht jeder ad-hoc-Steuereingriff darf einen verpflichtenden Netzausbau zur Folge haben. Dies würde zu einem Ausbau von unnötigen Übertragungskapazitäten führen, welche wiederum hohe Netzausbaukosten verursachen. Ziel muss die intelligente Steuerung und Digitalisierung des Netzbetriebs sein. Deren Umsetzung darf die Festlegung nicht verzögern, hier wären Übergangslösungen anzuwenden.
- Wir begrüßen den ersten Konsultationsvorschlag zu §14a EnWG, denn nur mit einer schnellen Neuregelung der netzdienlichen Steuerbarkeit wird der Hochlauf der flexiblen Verbrauchseinrichtungen nicht gefährdet.

Stufenweise Umsetzung der Steuerung von flexiblen Anlagen gemeinsam definieren und gesetzlich verankern

Die Einführung einer netzdienlichen und marktseitigen Steuerung von flexiblen Anlagen muss aufgrund der Dringlichkeit und Komplexität im Sinne einer Roadmap in Stufen erfolgen.

Stufenweiser Prozess zu marktlichen Anreizen

In Stufe 1 erfolgt die netzdienliche Steuerung flexibler Anlagen in der Niederspannung durch den Netzbetreiber, um eine schnelle Integration zu ermöglichen. Stufe 1 rollt damit auch die sichere Kommunikationsinfrastruktur über die Smart-Meter-Gateway (SMGW)-Architektur aus.

In einer zweiten Stufe sollen weitere Marktteilnehmer mit präventiven oder marktlichen Instrumenten koordiniert Teil der Steuerung werden. In dieser Phase können beispielsweise basierend auf Netzauslastungsprognosen dem Kunden marktliche Anreize im Sinne der optimalen Auslastung angeboten werden.

Verankerung einer Koordinierungsfunktion (KOF) im gesetzlichen Rahmen

Kommunikation mit Kundenanlage über Koordinierungsfunktion

Nur wenn alle Steuersignale über eine Koordinierungsstelle laufen, kann die Transparenz über alle Flexibilitätsbedarfe sichergestellt werden. Dies ist Voraussetzung dafür, dass netzkritische Zustände rechtzeitig erkannt und sicher verhindert werden können. Daher dürfen marktliche Steuersignale nur in Abstimmung mit der KOF direkt in die Kundenanlage kommuniziert werden.

In der zweiten Ausbaustufe der Steuerung flexibler Anlagen über das intelligente Messsystem werden weitere Marktteilnehmer mit Hilfe einer KOF zur Steuerung befähigt. Eine genaue Rollenbeschreibung der KOF und der Marktprozesse liegt noch nicht vor. Die zentrale Funktion der KOF ist die Priorisierung der Zugriffe, so dass in konkurrierenden Situationen ein Eingriff des Anschlussnetzbetreibers verlässlich an die Kundenanlage kommuniziert wird, um netzkritische Situationen zuverlässig vermeiden zu können. Auf diese Weise ist die vor Ort eingebaute Steuerungseinheit von mehreren Akteuren / Rollen nutzbar.

Soll mithilfe von Vorschauprozessen ein optimales Ergebnis für Markt und Netzbetreiber erzielt werden, ist eine Koordinierung auf VNB-Ebene notwendig. Im Projekt wird dazu im UAP 1.5.7 der KOALA (Koordinierungs- und Allokationsalgorithmus) entwickelt. Nach aktuellem Diskussionsstand würden Marktakteure ihren Flexibilitätseinsatz auf der Kupferplatte (frei von physikalischen Einschränkungen) planen und diese Planung über den KOALA an die Netzbetreiber übermitteln. Diese würden mit den Fahrplänen und eigenen Daten die Netzauswirkungen bewerten. Würden dabei Engpässe detektiert, setzen die Netzbetreiber eine Höchstbeschränkung auf die Gruppe Flexibilitäten, die sensitiv auf den Engpass einwirken. Danach muss mithilfe marktlicher Modelle eine Fahrplananpassung erfolgen, sodass die verfügbare Netzkapazität optimal ausgenutzt werden kann.

Eingriffsdauern

Eingriffsdauern angepasst an Anlagentyp notwendig

Die Diskussion um eine sinnvolle Eingriffsdauer unterscheidet sich je nach Verbrauchseinrichtung beispielsweise für Heim-Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen oder für die gesamte Kundenanlage (Steuerung am Netzanschluss über ein Energiemanagementsystem). Der politische Dialog muss sich sachlich an einem realen Bedarf[1] orientieren, technische Lastverschiebepotenziale sind dabei bestmöglich und ohne Kundenkomfortverlust auszunutzen und dürfen nicht zugunsten nur einer Gruppe/Branche für deren Gewinnmaximierung entschieden werden.

Netzentgeltstruktur

Im Falle einer Neugestaltung sollte die Netzentgeltstruktur die Inanspruchnahme hoher Leistungsbezüge verursachungsgerecht widerspiegeln und zudem auch die reduzierten Energiemengen der Kundengruppe „Prosumer“ berücksichtigen. Das heutige auf den Arbeitspreis fokussierte Netzentgeltsystem beteiligt diese Kundengruppe nur unzureichend an den Netzkosten.

[1] Beispiel für eine Heim-Ladeeinrichtung: 1 Stunde tägliches Laden mit 11 kW erlaubt rechnerisch bereits eine Fahrleistung von 20.000 km p.a.

Ziele:

- die Inanspruchnahme hoher Leistungsbezüge muss verursachungsgerecht berechnet werden
- jegliche Anreizung zur Flexibilitätsbereitstellung muss wohl überlegt / dosiert sein:
  - Netzentgelte stellen eine Umverteilung der Investitions- und Netzbetriebsführungskosten dar; perspektivisch wird eine Mehrheit der Netzanschlüsse flexible Verbrauchseinrichtungen vorweisen. Braucht es noch Anreize und / oder Privilegierungen über Netzentgelte, und wenn ja, welche Kundengruppen sind für die Umverteilung heranzuziehen?

    Anreize über Netzentgelte sind genau zu prüfen

  - Anreize sind stark begrenzt und erzeugen schon heute keine Wirkung auf die potenziellen Anwender. Vielmehr entsteht hohe Komplexität für die Umsetzung und Ausgestaltung der Messkonzepte und Abrechnungen, ohne weiteren Mehrwert zu generieren. Dies wirkt sich auch auf die vertragliche Ausgestaltung zwischen den Marktrollen aus (Netzbetreiber – Netznutzer [Lieferant], Netznutzer – Anschlussnutzer [Kunde]) und ist gegenüber dem Kunden besonders erklärungsbedürftig. Eine verpflichtende Teilnahme am Lastmanagement würde dem vorbeugen.

  - Auf die Möglichkeit zum pauschalen „Opt-Out" (keine Teilnahme an der Steuerung) sei hier besonders hingewiesen. Diese Luxus-Option für eine perspektivisch marginale Kundengruppe führt zu erheblichen Zusatzaufwand für alle relevanten Stakeholder und erschwert die Ausgestaltung künftiger Produkte und Dienstleistungen auf der Marktseite erheblich. Zudem besteht auch hier wiederum hohe Komplexität in der Prozessgestaltung und schließlich in der operativen Abwicklung ohne weiteren Mehrwert z. B. für die Refinanzierung der Netzertüchtigung und des Netzausbaus.

- Verursachungsgerechtigkeit & Komplexitätsreduzierung
  - Alle bestehenden, nicht zwingend benötigten Komponenten sollten im Zielmodell entfallen.
    - » Wir bewerten den Ansatz des zwingenden Verzichts auf einen separaten Zähler im Festlegungsverfahren der BK6-22-30 zu §14a EnWG, als positiv: Insbesondere ist bei diesem Aspekt auf die Unterschiede bei Bestandsgebäuden von Einparteien- und Mehrparteien-Liegenschaften hinzuweisen. Bei Mehrparteien-Liegenschaften ist der Einbau von zusätzlichen Komponenten in den Zählerschrank i. d. R. ohne weiteres möglich. Bei Einparteien-Liegenschaften sieht die Situation komplett anders aus: Hier hat man das Problem, dass der Zählerschrank nicht genügend Platz für einen separaten Zähler aufweist und dementsprechend ein neuer Zählerschrank eingebaut werden muss. Dies ist oftmals mit Kosten im vierstelligen Bereich verbunden, was ein entscheidendes Hemmnis darstellt. Auch abrechnungstechnisch könnte man ohne separaten Zähler auskommen. Entweder man führt ein Fixpreis-Entgeltsystem ein oder man arbeitet mit zwei Entgeltstufen. Die erste Entgeltstufe würde den Standardverbrauch des Kunden abdecken, mit einem Verbrauch bis zu einer bestimmten Grenze, z. B. 2.000 kWh p. a. und Verbrauch, der über dieser Grenze liegt, würde mit einem separaten Tarif abgerechnet werden. Damit würde der klassische Verbrauch vom steuerbaren Verbrauch separiert werden. Zusammengefasst ist der Energiemengenbezug bei Netzentgelt nicht mehr zeitgemäß und sollte durch eine leistungsbezogene Pauschale ersetzt werden.

    Vermeidbare Kosten durch zusätzliche Zähler

    - » Die Steuerungskomponenten sollten auf das Mindestmaß begrenzt werden, damit die monatlichen Folgekosten für die Kunden verhältnismäßig bleiben und der Aufwand im Betrieb reduziert wird.

  - Erforderliche Entwicklungsmaßnahmen sollten von allen gleichermaßen getragen werden, weil über kurz oder lang alle Netznutzer von diesen Netzertüchtigungsmaßnahmen profitieren werden. Es sollte aber nicht dazu kommen, dass die Kostenverursacher auch noch von reduzierten Netzentgelten profitieren und eine Ungleichverteilung erfolgt. Hier erscheint eine Abrechnung über pauschale Netzentgelte zielführend.

1.5 Redispatch für kleinteilige Flexibilitätspotenziale

Nicola Mohringer, Jürgen Neubarth, Erdem Uzun (TenneT)

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. Dies hätte vor allem unter Berücksichtigung der vorstehenden Vorgaben und Verpflichtungen aus der netzdienlichen Steuerung der zuständigen Verteilnetzbetreiber zu erfolgen. Durch ein solches ergänzendes anreizbasiertes System würden nicht nur das zum Engpassmanagement verfügbare Flexibilitätspotenzial erweitert würde, sondern es könnte auch die im Clean Energy Package vorgesehene aktive Rolle der Verbraucher:innen (siehe „active customer" im CEP) auf das Engpassmanagement ausgedehnt werden.

Erweiterung des Redispatch-Systems um weitere dezentrale Anlagen

In einem 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 als ein kostenbasiertes „Angebot" hat. Dabei werden sowohl die Kosten / Preise der Flexibilität als auch deren physikalische Wirkung auf den Engpass berücksichtigt, um einen Engpass mit dem 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. Weiterhin findet automatisiert ein Koordinationsprozess mit den betroffenen Verteilnetzbetreiber statt. Hierdurch wird sichergestellt, dass dem VNB in erster Instanz die Option gegeben wird, netzdienliche Leistungsvorgaben umzusetzen. Eine eventuelle Einbindung in den Redispatchprozess müsste deshalb stets optional und nachrangig zu den Vorgaben und vertraglichen Verpflichtungen durch die Verteilnetzbetreiber erfolgen, insbesondere, um durch die aus höheren Netzebenen initiierte Flexibilitätsnutzung (Systemdienstleistungen) keine Folgeengpässe in den unteren Netzebenen zu erzeugen.

Automatisierter Koordinationsprozess mit betroffenen VNB

Im Rahmen von TP Grid werden von TenneT und den im Projekt beteiligten VNBs ein Konzept zur Einbindung der zusätzlichen kleinteiligen Flexibilitätspotenziale in den bestehenden Redispatchprozess der Netzbetreiber (Netzbetreiberkoordinationskonzept, NKK) sowie Vorschläge für ein Markt- und Produktdesign zur anreizbasierten Vergütung der zusätzlichen Redispatch-Potenziale erarbeitet.

1.6 Regelleistung

Nicola Mohringer, Ulrike Schönlein, Erdem Uzun (TenneT)

Mögliche Anpassung der PQ-Bedingungen ist zu prüfen

Auch der Regelleistungsmarkt erlebt den Wandel weg von Großkraftwerken mit konventionellen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energieträgern, kleinteiligeren Flexibilitäten und neuen Technologien. Im Forschungsprojekt unIT-e² werden die aktuellen Präqualifikationsbedingungen auf Anwendbarkeit in den Modellkonstellationen geprüft und etwaige Weiterentwicklungspunkte identifiziert.

Im Projektverlauf hat sich schon eine Fragestellung zur IT-Anbindung aggregierter Anlagen aus dem Cluster sun E ergeben, die im zuständigen ÜNB-Gremium aktuell diskutiert wird. Hierbei stellen sich Fragen im Hinblick auf die Strukturierung von Regelleistungspools und deren Größe. Eine weitere Fragestellung in diesem Cluster ist die Kommunikationsgeschwindigkeit bei einer angestrebten ausschließlichen Datenkommunikation über die SMGW-Infrastruktur. Der Kern der Untersuchung ist hierbei die Analyse der real machbaren Latenzzeit im angestrebten Fall im Vergleich zu alternativen Datenwegen.

Praktische Herausforderungen aus den Clustern werden im Projekt adressiert

Im Cluster cit-E-life richtet sich der Blick aktuell auf die Prozessgestaltung mit mehreren Aggregatoren. Insbesondere die Trennung von marktlicher und technischer Aggregation wirft interessante Fragestellungen bezüglich Verantwortungsbereichen, Kommunikationswegen und auch einer etwaigen Teilung des Präqualifikationsprozesses auf. Eine weitere Fragestellung in diesem Cluster ist die dynamische Einbindung des Anschlussnetzbetreibers in die Regelleistungsvermarktung bzw. die Entwicklung eines (standardtauglichen) Prozesses, der die pauschale Einverständniserklärung des Netzbetreibers ersetzt. In einem breiteren Kontext könnte dieser Prozess den Weg ebnen, auf dem der Netzbetreiber Informationen bekommt, aufgrund derer sich lokale gleichzeitige Lastveränderungen / Gleichzeitigkeitseffekte vorhersehen und ggf. dadurch vermeiden lassen.

1.7 Koordinierung von netzseitigen und marktlichen Steuerungseingriffen

Andreas Weigand, Konrad Rogg (SWM)

Die Erschließung von steuerbaren Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen in der Niederspannung für Marktakteure erfordert eine neue Art der Ansteuerung. Während heute lediglich der Netzbetreiber über eine Steuerungsmöglichkeit, in der Regel über Rundsteuerung, verfügt, würden Vermarkter kontrahierte Anlagen ansteuern. Zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs muss eine Steuerung durch den Anschlussnetzbetreiber sichergestellt werden, die seitens der Liegenschaft prioritär zu behandeln ist.

Bereits 2018 hat sich das Forum Netztechnik und Netzbetrieb (FNN) im VDE konzeptionell mit der Thematik befasst und in einem Leitfaden skizziert. Durch die technische Weiterentwicklung und fortschreitende Standardisierung im Rahmen der gesetzlichen Festlegungen im Messstellenbetriebsgesetz muss die Rolle der Koordinierungsfunktion (KOF) weiter spezifiziert werden.

Steuerung mittels Limitierungssignal des Netzbetreibers

Für das Projekt unIT-e² ist die Frage der Koordination von Steuerungshandlungen elementar. Gleichwohl haben sich die einzelnen Cluster für die Steuerung in Form eines Limitierungssignals des Netzbetreibers (Plim) am Netzanschlusspunkt entschieden. Dieses muss aufgrund der heterogenen Anlagenkonfiguration in den Liegenschaften an ein Energiemanagementsystem (EMS) (im Eigentum des Gebäudeeigentümers) weitergegeben werden. Die Koordination von Anlagen, die im ursprünglichen KOF-Konzept von 2018 von einer zentralen Stelle ausgeführt werden sollte, liegt im Projektkontext überwiegend dezentral hinter dem Netzanschlusspunkt.

Im Konsortium wird derzeit die Notwendigkeit von Prognosen diskutiert, beispielsweise um bereits am Vortag Netzzustandsberechnungen beim Verteilnetzbetreiber durchzuführen. Während diese Information für Anlagenbetreiber von hoher Relevanz ist, weisen Netzbetreiber hier auf die derzeit schlechte Datenlage in den Niederspannungsnetzen hin, zudem darauf, dass Prognosen für einzelne Niederspannungsnetzstränge allenfalls nur sehr ungenau erstellt werden könnten.

Unser Wunschzettel an die Politik

- Im Fall der Netzüberlastung priorisierte Behandlung eines Steuerungseingriffs des Verteilnetzbetreibers.
- Die organisatorische und technische Ausgestaltung von Steuerbefehlen hängt stark von der KOF ab, weshalb hier zeitnah ein Konzept fixiert werden sollte.

2. Rechtliche Hürden zwischen Netz und Fahrzeug

Dr. Johannes Hilpert, Tim Schilderoth (Stiftung Umweltenergierecht),
Prof. Dr. Georg von Wangenheim, Gerrit Gräper, Malte Zoubek (Universität Kassel)
Philipp Landes (The Mobility House)

Die Erfassung der bestehenden rechtlichen Grundlagen ist elementar für die Entwicklung neuartiger Modelle und Konzepte. Dies gilt auch und im Besonderen für unIT-e². Denn nur wenn man den geltenden Rechtsrahmen kennt, kann man mögliche rechtliche Umsetzungshemmnisse identifizieren. Deshalb strebt das Projekt unIT-e² eine enge Verzahnung der Cluster und Teilprojekte mit der rechtlich-regulatorischen Forschung an. Dies erfolgt zum einen in verschiedenen Arbeitspaketen des Teilprojekts Forschung, zum anderen in der Arbeitsgemeinschaft (AG) „Recht und Regulatorik“. In enger Zusammenarbeit innerhalb des Projekts werden in der Folge Handlungsempfehlungen entwickelt, wie der bestehende Rechtsrahmen so fortentwickelt werden sollte, dass eine erfolgreiche Integration der Elektromobilität in das Energiesystem gelingt.

Die Handlungsempfehlungen können jedoch nur überzeugen, wenn deutlich wird, dass ihre Umsetzung die Marktakteure zu einer für die Gesellschaft wünschenswerten Verhaltensweise bewegt. Eine ökonomische Modellierung der Marktinteraktionen muss deshalb zunächst positiv darstellen, wie die Anreize des bestehenden Rechtsrahmens auf die unterschiedlichen Marktakteure und deren Verhalten wirken, bevor der Modellansatz auch normative Rückschlüsse bereitstellen kann. Beides muss in einer Form erfolgen, die auch außerhalb der Ökonomik nachvollziehbar ist. Die Grundidee der Rechtsökonomik ist, dass eine Änderung des Rechtsrahmens einen Einfluss auf die Verhaltensanreize der Marktakteure hat. Ziel ist es, den Rechtsrahmen so anzupassen, dass die Anreizwirkung der Marktakteure zu einer Wohlfahrtssteigerung führt. Durch diese ökonomische Modellierung ist es nicht nur möglich, Änderungen des Rechtsrahmens zu untersuchen, sondern auch privatrechtliche Verträge. So erwachsen ökonomisch fundierte Handlungsempfehlungen zur Anpassung des Rechtsrahmens und von Verträgen.

Hier kommt es wiederum entscheidend darauf an, dass die Vorschläge nicht an verfassungs- oder europarechtliche Grenzen stoßen. Auch die rechtliche Umsetzbarkeit ist deshalb Gegenstand der juristischen Arbeiten im Projekt. Sie gewährleistet, dass die entwickelten Modelle und Konzepte nicht nur auf dem Papier funktionieren, sondern auch rechtssicher umsetzbar sind.

Im Laufe der Projektlaufzeit befasst sich die rechtliche und rechtsökonomische Forschung insbesondere mit Fragestellungen zum Strompreisrecht, zur Netzentgeltgestaltung (inklusive §§ 14a und 14c EnWG), zum Netzanschluss, zu Sektorenkopplung und Stromspeicherung (inklusive bidirektionales Laden), zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen, zur Nachfragesteuerung sowie zu Digitalisierung und Smart Meter-Rollout. Die aktuell wichtigsten Problemfelder aus rechtlicher und rechtsökonomischer Sicht sollen in diesem Bericht kurz dargestellt werden.

2.1 Netzentgeltgestaltung und § 14a EnWG

Dr. Johannes Hilpert, Tim Schilderoth (Stiftung Umweltenergierecht)

Eine zentrale Frage, die sämtliche Cluster und Teilprojekte von unIT-e² beschäftigt, ist die sachgerechte Gestaltung der Netzentgelte im Hinblick auf die Integration der Elektromobilität in das Energiesystem. Dabei liegt ein besonderer Fokus auf § 14a EnWG, der (in der noch geltenden Fassung) die Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung im Gegenzug für eine pauschale Netzentgeltreduzierung regelt. Aus rechtlicher Sicht sind hier zwei entscheidende Entwicklungen auszumachen, deren Verständnis für das Gesamtprojekt essenziell ist: zum einen die Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02.09.2021 zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, zum anderen die Novellierung von § 14a EnWG im Zuge des Osterpakets der Ampel-Koalition.

Die Bundesnetzagentur wird zum entscheidenden Akteur in der Netzentgeltgestaltung.

Der EuGH hat am 02.09.2021 entschieden, dass die deutsche Praxis einer sogenannten „normierenden Regulierung“, bei der Gesetzgeber und Bundesregierung die wesentlichen Grundentscheidungen zu Netzanschluss, Netzzugang und Netzentgeltsystematik selbst treffen, gegen die in der Strombinnenmarkt-Richtlinie bereits seit 2009 vorgesehene Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden verstößt (EuGH C-718/18). Es obliegt nun also dem deutschen Gesetzgeber, zeitnah den Rechtsrahmen so umzugestalten, dass künftig die Bundesnetzagentur (BNetzA) als zentrale deutsche Regulierungsbehörde insbesondere die Vorgaben zur Netzentgeltsystematik selbst trifft. Die bekannten Vorschriften des § 24 EnWG sowie in den verschiedenen Rechtsverordnungen (StromNEV, StromNZV, ARegV usw.) werden künftig nicht mehr maßgeblich sein. Das bedeutet aber auch, dass Handlungsvorschläge im Bereich der Netzentgeltgestaltung nicht mehr an den benannten nationalen Vorgaben zu messen sind, sondern unmittelbar an der europäischen Netzentgeltsystematik. Hier arbeitet die Stiftung Umweltenergierecht an einer rechtlichen Studie, die untersucht, welche konkreten Vorgaben das Europarecht macht und was das für bestimmte Modelle und Konzepte (etwa: variable Netzentgelte) bedeutet.

Die Neuregelung von § 14a EnWG schafft neue Gestaltungsmöglichkeiten.

Eine erste Reaktion des Gesetzgebers zur EuGH-Entscheidung kann man bereits dem Osterpaket vom Juli 2022 entnehmen, das im Wesentlichen am 01.01.2023 in Kraft getreten ist. Hier wurde nun nach langer Vorlaufzeit eine Überarbeitung von § 14a EnWG vorgenommen. Es obliegt künftig der BNetzA, im Wege einer Festlegung Regelungen zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder Netzanschlüssen sowie zu damit verbundenen Netzentgeltreduzierungen zu treffen. Die BNetzA kann dabei eigenständig entscheiden, inwieweit sie auf wirtschaftliche Anreize, Vereinbarungen zu Netzanschlussleistungen und/oder direkte Steuerungsrechte der Netzbetreiber setzt. Da diese Entscheidung erhebliche Konsequenzen (auch und gerade) im Bereich der Elektromobilität zeigen dürfte, ist die Aufarbeitung der aktuellen Entwicklungen ein wesentlicher Gegenstand der AG Recht und Regulatorik. So hat die BNetzA am 24.11.2022 ein erstes Eckpunkte-Papier mit einem Zielmodell zum dynamischen Steuern veröffentlicht, das in der AG näher diskutiert wird.

2.2 Gestaltungsmöglichkeiten in Verträgen

Prof. Dr. Georg von Wangenheim, Gerrit Gräper, Malte Zoubek (Universität Kassel)
Verteilnetzbetreiber können die Belastung ihrer Netze, welche sich aus dem Abrufen von Leistung durch Endnutzer ergibt, grundsätzlich auf zwei Wegen beeinflussen: einerseits durch das technische An- und Abschalten von Verbrauchseinrichtungen oder künftig eventuell auch durch eine technisch durchgesetzte Begrenzung der Gesamtleistung, die ein Anschlusspunkt unterhalb der physikalischen Kapazität des Anschlusspunkts maximal beziehen kann, andererseits über finanzielle oder ähnliche Anreize (wie z. B. Vertragsstrafen bei Überschreitung einer bestimmten Gesamtleistung zu bestimmten Zeiten), die die Endnutzer dazu bewegen, Leistung nur – oder vor allem – dann abzurufen, wenn keine Gefahr einer Netzüberlastung besteht. Beide Wege der Steuerung bedürfen einer vertraglichen Grundlage. Der Endnutzer muss also bereit sein, vertraglich der technischen Schaltbarkeit zuzustimmen, bzw. einem Tarif für Netzentgelte (ggf. einschließlich der Vertragsstrafen) zuzustimmen, der ihm die entsprechenden Anreize setzt.

Damit stellt sich für beide Wege die Frage, wie die zugrundeliegenden Verträge ausgestaltet werden müssten, damit der Verteilnetzbetreiber zu möglichst geringen Kosten sicherstellen kann, dass das Verteilnetz nicht überlastet wird, mit anderen Worten, damit dem Verteilnetzbetreiber ausreichend „Flexibilität“ zur Verfügung steht. Um dieses Ziel quantifizierbar zu machen, sollte Flexibilität z. B. durch die elektrische Leistung gemessen werden, deren Abruf der Verteilnetzbetreiber technisch oder über finanzielle oder ähnliche Anreize beeinflussen kann. Dabei kommt es weniger darauf an, wieviel Flexibilität ein einzelner Endnutzer bereitstellt, sondern vor allem darauf, wieviel Flexibilität dem Verteilnetzbetreiber in seinem gesamten Netz oder innerhalb eines gesamten Netzstrangs zu Verfügung steht. Bei der Ausgestaltung der vertraglichen Grundlagen der Bereitstellung von Flexibilität müssen also die Flexibilität, die innerhalb eines Vertrags vom einzelnen Endnutzer bereitgestellt wird, und die Anzahl der Endnutzer, die bereit sind, einen solchen Vertrag abzuschließen, gemeinsam optimiert werden.

Im TP Forschung und im Cluster Heav-E werden unterschiedliche Aspekte der Ausgestaltung dieser Verträge untersucht. Dabei wird berücksichtigt, dass das Angebot von Flexibilität nicht nur von in den Verträgen enthaltenen Anreizen abhängt, sondern auch mit den absehbaren technologischen Veränderungen wachsen wird:

- Endnutzer werden immer leichter ihren Konsum von elektrischem Strom zeitlich verschieben können, weil sie ihn in Fahrzeugbatterien, in stationären Batterien oder in Form von durch Wärmepumpen erzeugter Wärme speichern können.
- Der Rollout von Smart-Meter-Gateways und die Ausgestaltung von weiteren, hier besonders relevanten Tarifanwendungsfällen (TAF) werden mindestens viertelstündliches, eventuell aber auch deutlich höherfrequentes Abrufen von Flexibilität (sowohl durch technisches Schalten als auch durch Anreize) ermöglichen.

Ziel der Forschung ist deshalb, sowohl für die aktuellen als auch und vor allem für die künftigen Rahmenbedingungen optimale Verträge und Tarife zu gestalten, die die Bereitstellung von ausreichender Flexibilität induzieren und gleichzeitig den Verteilnetzbetreibern für die Kostendeckung ausreichende Erträge sichern.

In diese Überlegungen müssen auf der Nachfrageseite des Marktes für Flexibilität neben den Verteilnetzbetreibern auch die Energieversorger einbezogen werden, die Flexibilität zur Abdeckung der Schwankungen nicht nur der Nachfrage, sondern auch des Dargebots von elektrischem Strom brauchen und deshalb zu bestimmten Zeiten (gleichzeitig hohe Nachfrage von und hohes Dargebot an elektrischem Strom) Anreize setzen, die denen der Verteilnetzbetreiber diametral entgegenlaufen können.

Ob Aggregatoren, die künftig das Angebot an – und eventuell auch die Nachfrage nach – Flexibilität bündeln, hier als „Enabler“ des Marktes für Flexibilität wirken oder als zusätzlicher Störfaktor angesehen werden, hängt wesentlich davon ab, ob es ihnen gelingt, Preise strategisch zu setzen, um Marktmacht in ähnlicher Form auszunutzen, wie das in jüngster Zeit für das Angebot von Strom (vgl. Bundeskartellamt 2022) und vor allem den Redispatchmarkt (vgl. Hirth & Schlecht, 2019) beobachtet wurde. Gegebenenfalls ergibt sich hier ein Bedarf zusätzlicher Regulierung, die in den Regelungen von §§ 14a und 14c allerdings bereits angelegt ist.

Die hier vorgestellte „Baustelle“ der Forschung ist eng verknüpft mit der unmittelbar zuvor dargestellten: Zum einen müssen die künftig von der BNetzA im Rahmen der Ermächtigung durch § 14a Abs. 1 in Verbindung mit § 29 Abs. 1 EnWG neu gesetzten Regulierungen als Grenze für die Vertragsgestaltung berücksichtigt und deshalb im Vorhinein abgeschätzt werden. Zum anderen sollen Vorschläge für die aus gesamtgesellschaftlicher Sicht optimale Ausgestaltung dieser Rahmensetzung erarbeitet werden.

2.3 Hemmnisse der Zwischenspeicherung durch staatlich induzierte Preisbestandteile

Philipp Landes (The Mobility House)
Bidirektionales Laden und damit verbunden der vollumfängliche Einsatz der in Elektrofahrzeugen verbauten Batteriespeicherkapazitäten stellt einen enormen Mehrwert bei der Lösung heutiger und zukünftiger Herausforderungen im Strommarkt dar. Mit 40 GWh [19] stellen elektrisch betriebene Fahrzeuge in Deutschland in der Theorie bereits mehr Speicherkapazität als Pumpspeicherkraftwerke. Diese Kapazitäten können Elektrofahrzeuge schon heute dem Stromsektor als Flexibilität in unterschiedlichen Einsatzszenarien zur Verfügung stellen. Jedoch erschwert der aktuelle regulatorische Rahmen die Nutzung dieser Kapazitäten und verhindert eine vollständige ökonomische Integration der Technologie.

Ein zentraler Aspekt hierfür sind die staatlich induzierten Preisbestandteile, die bei in Fahrzeugen zwischengespeicherten Energiemengen mehrfach anfallen. Dies wurde vom Gesetzgeber bereits erkannt und im Zuge des Osterpakts im Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) teilweise adressiert. Dabei wird eine Gleichstellung von in Fahrzeugen verbauten Batterien mit stationären Batterien umgesetzt (§ 21 Abs. 3 EnFG), was die Notwendigkeit zur Zahlung von Umlagen bei der Zwischenspeicherung auf Basis des EnFG aufhebt.

Der aktuelle regulatorische Rahmen bremst die bidirektionale Einbindung von E-Fahrzeugen.

Durch die bei mobilen Speichern jedoch nach wie vor bestehende Pflicht zur Zahlung von Stromsteuer, Konzessionsabgabe und Netzentgelten ergeben sich weiterhin hohe Kosten für jede zwischengespeicherte kWh, was aus finanzieller Perspektive in den meisten Fällen eine Zwischenspeicherung gegenüber dem Bezug aus dem Verteilnetz verhindert. Mit einem Betrag von fast 15 Cent/kWh (inkl. MwSt.) aus Steuern, Umlagen und Netzentgelten werden die Einsatzmöglichkeiten des bidirektionalen Ladens und damit die Möglichkeit eines netzdienlichen Einsatzes der Zwischenspeicherung stark eingegrenzt. Da sowohl bei der Zwischenspeicherung als auch beim Letztverbraucher diese Abgaben anfallen, werden für die gleichen Verbrauchsmengen jeweils Steuern, Umlagen und Netzentgelte fällig, wodurch die angedachte Lenkungswirkung dieser Instrumente nicht mehr gegeben ist.

Im Gegenteil: Netzentgelte werden zum Ausgleich der Netzerhaltungskosten als auch der lokalen Kosten der Netzwartung erhoben. Der systemdienliche Einsatz der Zwischenspeicherung würde aber beispielsweise durch die Verschiebung der Lasten in lastschwache Zeiträume die Anforderungen an die Netzinfrastruktur reduzieren und damit verbunden auch den Investitionsbedarf in die Netze senken. Gleichzeitig würde sich keine Reduzierung des heutigen Entgeltaufkommens durch eine Befreiung der Zwischenspeicherung ergeben. Aufgrund der derzeitigen Ausgestaltung des Rechtsrahmens kommt es bisher kaum zu einer Zwischenspeicherung in Elektrofahrzeugen, wodurch es auch keine laufenden Erlöse für den Staat aus dem bei der Zwischenspeicherung anfallenden Verbrauch gibt.

Wie der Gesetzgeber bereits heute erfolgreich Kapazitäten zur Zwischenspeicherung integriert, zeigt der regulatorische Rahmen für stationäre Batteriespeicher. Diese sind von Stromsteuer (§ 5 Abs. 4 StromStG) und Netzentgelten (§ 118 Abs. 6 EnWG) bei der Entnahme für zwischengespeicherte Strommengen befreit. Dies hat in den vergangenen Jahren unter anderem dazu geführt, dass stationäre Batteriespeicher mit immer größerer Leistung und Kapazität einen aktiven Beitrag zur Netzstabilität leisten. So stellen beispielsweise in der Primärregelleistung Batteriespeicher bereits heute einen großen Teil der abgerufenen Leistung. Diese Gesetzeslage für stationäre Stromspeicher sollte als regulatorische Vorlage dienen, um einen ähnlichen Erfolg bei der Integration für Fahrzeugbatterien in den Stromsektor zu ermöglichen.

3. Die Steuerbarkeit der Elektromobilität in Quartier und Eigenheim

Alexander Agnesens (Schneider Electric), Carina Behringer (PPC),
Georg Schmitt (Flavia IT), Andreas Weigand (SWM)

Die Nutzung der flexiblen Eigenschaften von Elektromobilität und anderen Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen in Quartieren und Eigenheimen ist einer der Schlüsselfaktoren für die dezentrale Energiewende. Insbesondere die Elektromobilität ist aufgrund der hohen Speicherkapazitäten (in Relation zu den sonstigen Stromverbräuchen) für verschiedene Marktrollen, neben dem Netzbetreiber zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit auch marktliche Akteure wie Aggregatoren, Vermarkter und Anbieter von Regelleistung, von Interesse.

3.1 Lokales Netzengpassmanagement vs. Regelleistungserbringung

Andreas Weigand (SWM)
Die Steuerung von flexiblen Anlagen wird im Projekt unIT-e² komplett neu gedacht. Während Anlagen heute direkt verdrahtet sind und netzseitig direkt durch den Anschlussnetzbetreiber geschaltet werden, rückt die Übergabe eines Sollwerts zur Leistungslimitierung für den gesamten Netzanschluss in den Fokus. In Abhängigkeit von den in einer Liegenschaft vorhandenen flexiblen Anlagen erfolgt eine Optimierung durch ein dezentrales Energiemanagementsystem in der Kundenanlage.

Die Limitierung der Leistung (Plim) ist also eine indirekte Steuerung, die vor Ort Rücksicht auf Belange der Eigentümer und Nutzer nimmt. Gleichwohl muss sichergestellt sein, dass der Anschlussnetzbetreiber (ANB) prioritären Zugriff auf die Anlagen hat. Es gilt: Lokale Netzengpässe haben Vorrang vor marktlicher Flexibilität oder Regelleistungserbringung für den Übertragungsnetzbetreiber. Das Plim-Signal ist als Ad-Hoc-Maßnahme des ANB zu verstehen. Die Ausgestaltung und Erprobung der dafür notwendigen Prozesse stellen einen wesentlichen Teil des Projekts dar und Erkenntnisse daraus werden in den Branchendialog überführt.

3.2 Anwendungsfälle der E-Mobilität im Quartiers- und Flottenkontext

Georg Schmitt (Flavia IT)
In Quartieren oder Gewerbeparks führen Installationen mit ein oder zwei DC-Schnellladern und einem Dutzend AC-Ladern oftmals zu einer Vervielfachung des Strombedarfs und aufgrund erhöhter Anschlusskosten zu einer drastischen Verteuerung der elektrischen Energie. Auf der

Habenseite stehen die Flexibilität in Bezug auf Ladezeitpunkte und die oftmals ungenutzte Kapazität der Batterien sowie die Möglichkeit, durch intelligente Ladeprozesse die Optimierungspotenziale ohne Komfortverlust für die eigentlichen Nutzer zu heben. Auf diese Optimierungspotenziale zielen neben dem Netzbetreiber zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit auch neue marktliche Akteure zur Umsetzung neuer Geschäftsmodelle.

Für einen Quartiersbetreiber ergeben sich aus den unterschiedlichen Ladeszenarien unterschiedliche Wirkmechanismen, um auf den Energieverbrauch der Ladeinfrastruktur Einfluss zu nehmen.

- Bei der Nutzung durch den eigenen Fuhrpark liegt oftmals eine eindeutige Nutzungs-Charakteristik vor, aus der die erforderlichen Ladeleistungen und deren Zeitpunkt abgeleitet werden können.
- Die Nutzung für Vertragskunden wie beispielsweise Firmenkunden ermöglicht vertragliche Regelungen, die ebenso eine eindeutige Nutzungs-Charakteristik ableiten lassen.
- Die Nutzung für Besucher oder Lieferanten bietet durch flexible Preismechanismen oder reduzierte Abgabemengen weitere Stellschrauben, um ein Quartiers-Optimum zu erreichen.

Geeignete Kommunikationsstandards notwendig für optimierte Ladesteuerung

Der in den aktuellen Fahrzeugen und Ladestationen eingesetzte Kommunikationsstandard OCPP 1.6 ermöglicht eine Begrenzung der Ladeströme für alle Fahrzeugfabrikate. Die aktuell in der Umsetzung befindliche ISO15118 wird diese Kommunikation maßgeblich erweitern, aber gemäß aktuellen Aussagen wieder Fahrzeughersteller-übergreifend eine Begrenzung der Ladeströme ermöglichen. Damit bietet die Ladeinfrastruktur den technischen Zugang zu allen Fahrzeugen.

3.3 Dezentrale Intelligenz im Energiesystem – Energiemanagement im Ein- und Mehrfamilienhaus

Alexander Agnesens (Schneider Electric), Andreas Weigand (SWM)
Nach einem Jahr unIT-e², in dem die Beschreibung der Use Cases ein zentraler Baustein der Projektarbeit war, steht fest: Ein zentrales Element des künftigen Energiesystems ist dezentrale Intelligenz – in der Regel gebündelt im Energiemanagementsystem eines Gebäudes. Das Energiemanagementsystem (EMS) ist das Bindeglied zwischen den Nutzerwünschen der Bewohner, Pflichten der Eigentümer, Optimierungsvorgaben von Vermarktern und Anforderungen des Netzbetreibers.

Das EMS ist somit die Schnittstelle zwischen der regulierten Netz- und Energiewirtschaftswelt und dem Gebäude mit seinen diversen Lasten (EV, Wärmepumpe) sowie Speicher- und Erzeugungsanlagen (Batterie, PV). Durch das EMS kann diese Flexibilität nicht nur möglichst energie-, kosten- oder CO_2-effizient, sondern auch im Sinne ihrer Vermarktung oder der Netzstabilität gesteuert werden.

Standard für Leistungslimitierungssignal ist noch zu definieren

Jeder einzelne dieser Anwendungsfälle bietet seine individuellen Herausforderungen hinsichtlich der Kommunikation zwischen den Anlagen, dem EMS und den involvierten Akteuren. Eine solche Herausforderung bzw. Baustelle stellt beispielsweise das bereits angesprochene Plim-Signal dar, für dessen Ausgestaltung es aktuell noch keinen Standard gibt. Aber auch das Zusammenspiel der verschiedenen Anwendungsfälle, insbesondere wenn die damit verbundenen Signale an das EMS gegensätzlich sein können, wird in unIT-e² betrachtet. Ein Beispiel hierfür ist der mögliche Zielkonflikt „Lokales Netzengpassmanagement (VNB) vs. Regelleistungserbringung (Aggregator)“.

3.4 SMGW als zentraler Kommunikationskanal

Carina Behringer (PPC)
Für die Steuerung von Elektromobilität im Quartier und Eigenheim wird im Projekt unIT-e² unter anderem auf den transparenten und hoch sicheren Kommunikationskanal (CLS-Proxy) des SMGWs gesetzt. Hierüber werden Sollwertvorgaben am Netzanschluss (vgl. Plim), Preistabellen als Basis einer lokalen Optimierung oder direkte Steuervorgaben an die Ladeinfrastruktur übermittelt. Damit diese Anwendungsfälle aus den Labor- und Feldversuchen in unIT-e² auch in marktreife Business Use Cases überführt werden können, ist eine standardisierte Schnittstelle zwischen aEMT (aktiver externer Marktteilnehmer) und GWA (Gateway Administrator) Systemen eine Voraussetzung. Derzeit erfolgt die Verbindung zwischen aEMT-Backend und GWA-Backend über proprietäre und systemanbieterspezifische Schnittstellen. Dadurch wird der Aufbau von HKS 4 (HAN-Kommunikationsszenario), bei dem der aEMT einen Kanalaufbau in die Liegenschaft anfragt, erschwert. Neben der Schaffung einer standardisierten Schnittstelle wäre auch die Reduktion von Einstiegshürden für neue aEMTs wünschenswert.

Standardisierte Schnittstelle zwischen aEMT und GWA notwendig

3.5 Theorie vs. Praxis

Andreas Weigand (SWM)
Die wohl größte Baustelle ist die Adaption der heutigen Infrastruktur in den Liegenschaften hin zu einer Smart-Grid-fähigen Infrastruktur. Dazu zählt die Ertüchtigung der Kommunikationstechnik zum Datenaustausch mit dem Netzbetreiber sowie die Anpassung der Gebäudetechnik an heutige Standards. Während die diskutierten Konzepte von einer weitreichenden Digitalisierung im Gebäudesektor ausgehen, findet man in der Realität noch größtenteils Ferrariszähler.

Größte Herausforderung liegt in der Digitalisierung im Bestand

Dazu ist festzustellen, dass für die meisten der im Projekt diskutierten Anwendungsfälle Messkonzepte fehlen. Bei der Weiterentwicklung sollte aus Projektsicht die Komplexität reduziert werden. Angesichts des Personal- und Teilemangels sollte eine Reduktion der zu verbauenden Hardware sowie das Zurückgreifen auf bereits im Feld verbaute Infrastruktur berücksichtigt werden. Außerdem ist eine „Abwärtskompatibilität“ mitzudenken, die eine Einbindung bereits vorhandener Anlagen ermöglicht – neben Wallboxen sind hier auch Wärmepumpen und PV-Wechselrichter zu erwähnen.

Unser Wunschzettel an die Politik

- kurzfristige Klarheit schaffen, um dem Netzbetreiber den Zugriff auf die Elektromobilität in Quartier und Eigenheim zu ermöglichen,
- Schaffung einer standardisierten Schnittstelle zwischen aEMT und GWA-Backend,
- Drastische Vereinfachung der notwendigen Technik vor Ort, z. B. Vereinfachung der Zählkonzepte,
- Konzepte zur dezentralen Optimierung im Gebäude in der Regulatorik mitdenken.

4. Die Rolle der iMSys-Infrastruktur für die Elektromobilität und das Energiesystem

Carina Behringer, Hans Ruland, Marilen Schläfer, Julian Zilg (PPC)

Zur Gewährleistung einer auch zukünftig stabilen Stromversorgung ist eine netzdienliche, strommarktorientierte und cybersichere Integration der Elektromobilität in das Energiesystem eine Voraussetzung. Hierbei spielt das intelligente Messystem (iMSys) eine zentrale Rolle – auch im Projekt unIT-e².

In unIT-e² wird das iMSys im Rahmen von Labor und Feldtest für folgende Zwecke eingesetzt:

- Einsatz des hochsicheren Kommunikationskanals (CLS-Proxy) des SMGWs (Smart Meter Gateway) zur Übermittlung von Sollwertvorgaben am Netzanschlusspunkt, Preistabellen oder direkten Steuervorgaben in die Liegenschaft,
- Einsatz des iMSys zur Verbesserung der Netztransparenz in der Niederspannung durch die Auswertung von Tarifanwendungsfällen (TAF) – insbesondere von TAF 9 (Ist-Einspeisung von Erzeugungsanlagen) und TAF 10 (Netzzustandsdaten) -Werten,
- Überwachung von Sollwertvorgabenverletzungen am Netzanschlusspunkt,
- lokale Messwertbereitstellung an nachgelagerte Komponenten, z. B. Energiemanagementsysteme (EMS), unter anderem zur lokalen Optimierung oder zur Schaffung von Verbrauchstransparenz,
- Abrechnung von Energiebedarfen, auch für dynamische Tarife.

Notwendige Funktionalitäten im iMSys im Wesentlichen vorhanden

Auf dem Weg zur Überführung der aufgezeigten Testfälle in marktreife Business Use-Cases steht noch die ein oder andere „Baustelle“ offen. Im Wesentlichen bietet das iMSys bereits die notwendigen Funktionalitäten zur Umsetzung der Anwendungsfälle. Die aufgezeigten Baustellen sind in den Bereichen Ausbau der Backend-Infrastruktur im Einklang mit den SMGW-Funktionalitäten, Nutzung des CLS-Proxy Kanals, der lokalen Messwertbereitstellung und im regulatorischen Bereich verortet. Diese können parallel bearbeitet werden und stehen dem gleichzeitigen flächendeckenden Rollout nicht entgegen.

4.1 Ausbau der Backend-Infrastruktur im Einklang mit den SMGW-Funktionalitäten

Mithilfe der bereits zertifizierten TAF 9 (Ist-Einspeisung von Erzeugungsanlagen) und TAF 10 (Abruf von Netzzustandsdaten) kann die Netztransparenz verbessert werden. Das iMSys misst lokal am Hausanschluss relevante Messgrößen wie beispielsweise die Momentan-Wirkleistung, die Leiter-Spannung, den Phasenwinkel oder die Frequenz. Diese können über das SMGW-WAN dem VNB zur Verfügung gestellt werden. Zudem ist die Überwachung einer Über- oder Unterschreitung eines Sollwerts (z. B. Bezugsvorgabe am Netzanschlusspunkt) möglich. Hierbei kann das SMGW im Abweichungsfall eine Nachricht an den VNB übermitteln. Allerdings steht teilweise noch die Ertüchtigung der Backend-Systeme der MSB und VNBs für die Aufnahme, Verarbeitung und Integration der zusätzlichen Informationen aus dem Niederspannungsnetz aus.

Mit der MaKo 2022 wurde eine neue energiewirtschaftliche Rolle geschaffen, der sogenannte Energieservice Anbieter (ESA). Dieser ist ein vom Endkunden beauftragter Dritter, der die Verbrauchswerte der Kunden beim Messstellenbetreiber (MSB) abrufen können soll. Hier kann beispielsweise der bereits zertifizierte TAF 14 (hochfrequente Messwertbereitstellung für Mehrwerte) oder der TAF 7 (Zählerstandsgangmessung) genutzt werden. Die so bereitgestellten Messwerte können vom ESA verarbeitet und beispielsweise zur Energieberatung oder Optimierung genutzt werden. Auch die Nachweiserbringung einer Systemdienstleistung könnte perspektivisch über diesen Weg möglich werden. Die administrativen und technischen Voraussetzungen für die Messdatenweitergabe vom MSB an einen ESA sind jedoch noch nicht branchenweit etabliert, wodurch die zügige Ausprägung der neuen Marktrolle behindert wird.

4.2 Nutzung des CLS-Proxy-Kanals

Für die Nutzung des CLS-Proxy-Kanals vom SMGW ist es notwendig, die Rolle aktiver EMT (externer Marktteilnehmer) einzunehmen. Um die Einstiegshürde möglichst gering zu halten, sollte transparent dargestellt werden, welche Anforderungen neben der Verpflichtung, ein Informationssicherheitsmanagementsystem (ISMS) gemäß ISO/IEC 27001 einzuführen, umgesetzt werden müssen. Als Alternative zur eigenständigen Ausprägung der Rolle kann die Nutzung des CLS-Proxy-Kanals eines SMGWs von einem aEMT (z. B. MSB) als Dienstleistung in Anspruch genommen werden. Hierfür existieren jedoch noch keine standardisierten Schnittstellen, wodurch eine deutschlandweite Nutzung erschwert wird. Zudem existiert aktuell keine standardisierte Schnittstelle zwischen aEMT-Systemen und GWA-Systemen, weshalb ein Aufbau vom CLS-Proxy-Kanal von einem aEMT (HKS 4) nur durch proprietäre Schnittstellen erfolgen kann. Die Vereinheitlichung wird bereits in der „FNN PG GWA – Universalbestellprozess“ diskutiert. Hier wäre eine zügige Festlegung wünschenswert, da die Umsetzung vieler Anwendungsfälle ohne klare Definition erschwert wird.

4.3 Lokale Messwertbereitstellung

Die vom SMGW erfassten und gespeicherten Messwerte von abrechnungsrelevanten Zählern (mME) können für lokale Komponenten wie beispielswese EMS für Optimierungszwecke genutzt und dadurch zusätzliche Messeinrichtungen eingespart werden. Daher ist eine direkte lokale Bereitstellung dieser Messwerte durch das SMGW an Komponenten im HAN ein vielversprechender Anwendungsfall. In diesem Bereich fehlen jedoch noch regulatorische Festlegungen, die den beteiligten Akteuren eindeutige Leitlinien zur Nutzung dieser Funktionalität sowie den weitergegebenen Messwerten geben.

Regulatorische und technische Festlegungen für lokale Datennutzung notwendig

Neben dem regulatorischen Rahmen zur Nutzung der Funktionalität ist auch die Definition eines einheitlichen interoperablen HAN-Protokolls eine weitere Baustelle. Durch die Definition eines Standards für die Bereitstellung von Messwerten an der HAN-Schnittstelle würde es sowohl den SMGW-Herstellern als auch den Herstellern der im HAN angebundenen Komponenten erleichtern, diese Funktionalität zu implementieren und zu nutzen.

Aus dem Projekt heraus haben sich außerdem für die Nutzung der lokalen Messungen unterschiedliche Anforderungen an das iMSys ergeben. Die Erprobung der Use-Cases im Projekt wird hier weitere Klarheit schaffen können. Nach aktueller Ausgestaltung wird jedoch für den Großteil der Use-Cases die Geschwindigkeit der lokalen Messwertbereitstellung durch das iMSys ausreichend sein. Die Bereitstellung von sehr hochfrequenten Messwerten (<1s) könnte perspektivisch auch direkt am Zähler erfolgen.

4.4 Weitere regulatorische Baustellen

Im Rahmen des als „Osterpaket“ bekannten Energiesofortmaßnahmenpakets erfolgte erst kürzlich die gesetzliche Klarstellung in § 19 (2) MsBG, dass zur Datenverarbeitung von energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgängen zwingend SMGWs zum Einsatz kommen müssen. Eine Baustelle besteht nun darin, die Auslegung und Definition, welche Daten im Detail unter diese energiewirtschaftlich relevanten Anwendungsfälle fallen, zu konkretisieren. Einen ersten Aufschlag hierzu liefert die Konsultationsfassung eines aktuellen Positionspapiers der BNetzA, welche für die Präzisierung zuständig ist. Eine zeitnahe Finalisierung des Vorgangs wäre zu begrüßen, um eine eindeutige Kategorisierung der unIT-e² Use Cases vornehmen zu können. Ebenfalls Teil des „Osterpakets“ war die grundlegende Neugestaltung des § 14a EnWG, in dem das BMWK erstmals das Konzept der Sollwertübergabe am Netzanschlusspunkt als Zielmodell festgehalten hat: Über ein SMGW am Netzanschlusspunkt soll zukünftig ein Leistungs-Sollwert vorgegeben und (in Eigenverantwortung des Endkunden) über ein EMS mit den angeschlossenen Endkunden-Anlagen in der Liegenschaft umgesetzt werden. Hier wäre auch die Freigabe von Einbaufällen mit Sollwertvorgaben direkt aus dem SMGW heraus – und nicht allein über den CLS-Proxy-Kanal – ein wichtiger Schritt.

Die Weichen für die Integration flexibler Erzeuger und Verbraucher ins Netz sind somit gestellt; die nun der BNetzA obliegende, detaillierte Ausgestaltung und Umsetzung des Instruments steht jedoch noch aus und stellt eine der größten regulatorischen Baustellen dar. Um hier im Rahmen von unIT-e² rechtssichere technische Lösungen entwickeln zu können, wird eine schnelle inhaltliche Ausgestaltung begrüßt. Gerne stellt unIT-e² die im Konsortium erarbeiteten Konzepte und Vorschläge zur technischen Umsetzung der Steuerung von Liegenschaften zur Verfügung und teilt die im Projekt erlangten Erkenntnisse.

Weitere Beschleunigung des Rollouts als Grundlage für die Umsetzung

Für die großflächige Umsetzung der gezeigten Anwendungsfälle ist die Verfügbarkeit eines iMSys in der Liegenschaft die Voraussetzung. Dies kann nur mit einer Beschleunigung des iMSys Rollouts erzielt werden. Hierfür ist eine zeitnahe neue Allgemeinverfügung für Stufe 3 einschließlich der Berücksichtigung der Steuerungsanwendungsfälle ein wichtiger Katalysator.

Unser Wunschzettel an die Politik

- Anreize zur Erweiterung des Funktionsumfang der Backend-Infrastruktur im Einklang mit den SMGW Funktionalitäten
- Definition von standardisierten Schnittstellen zwischen GWA und aEMT Systemen
- Festlegung eines standardisierten Protokolls zur lokalen Messwertebereitstellung im HAN
- Zeitnahe regulatorische Klarheit in Bezug auf energiewirtschaftlich relevante Daten und § 14a EnWG
- Beschleunigung des iMSys-Rollout
- Freigabe von Einbaufällen fürs Steuern mittels neuer Allgemeinverfügung

5. Vom Konzept in die Massenanwendung: Standardisierung als industriepolitische Grundbedingung

Annike Abromeit (EEBUS), Sebastian Bothor (IE2S)

5.1 Notwendigkeit der Standardisierung und Interoperabilität für die Digitalisierung der Energiewende

Mit fortschreitender Digitalisierung des Energiesystems und einhergehend komplexeren Kommunikations- und Akteursstrukturen treten immer größere Herausforderungen im Bereich der Regulatorik auf. So trifft zwangsläufig der energiewirtschaftlich regulierte Bereich (vor dem Netzanschluss, öffentliche Versorgungsinfrastruktur) auf den energiewirtschaftlich unregulierten Bereich (hinter dem Netzanschluss, privater Bereich). Daraus folgt eine Vielzahl von divergierenden Zugriffen unterschiedlicher Akteure (wie Netzbetreiber, Energieversorger, Aggregatoren etc.) auf ein und dieselbe Kundenanlage. Die Interessen der einzelnen Akteure und deren netz- und marktdienliche Anwendungsfälle am Netzanschluss reichen von der reinen Messwertübertragung über Leistungsvorgaben hin zur marktlichen Optimierung, der Teilnahme am Intraday-Handel sowie der Erbringung von Regelleistungs- oder Redispatch-Maßnahmen. Treffen diese Signale zeitgleich und ohne vorherige Priorisierung bei der Kundenanlage ein, führt dies zwangsläufig zu technischen Problemen innerhalb der Kundenanlage, vor allem jedoch hinsichtlich der Stabilität des Stromnetzes. Zudem steht die Flexibilität in der Folge vermeintlich nicht als solche für netzdienliche und/oder marktorientierte Anwendungsfälle zur Verfügung.

Standardisierte Schnittstelle zur Priorisierung von Signalen notwendig

Für einen koordinierten und reibungslosen Ablauf von divergierenden Zugriffen auf die Kundenanlage am Netzanschluss wird eine standardisierte Schnittstelle (zwischen reguliertem und unreguliertem Bereich) notwendig. Das anderweitig entstehende Chaos durch unterschiedliche Protokolle und proprietäre Lösungen würde zu einer Gefahr für die reibungslose Anbindung und den Betrieb der Kundenanlage sowie für die sichere Kommunikation mit Markt- und Netzteilnehmern führen.

Divergierende Zugriffe (Netz und Markt) auf Kundensystem

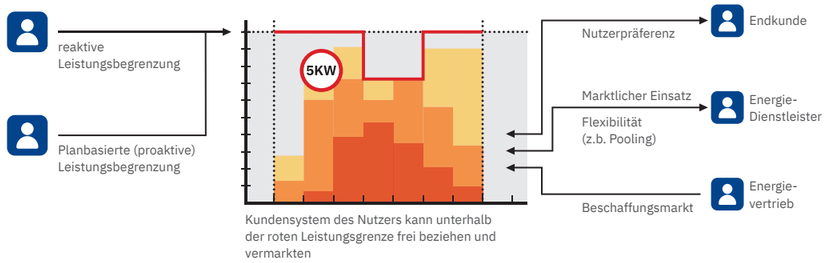

Abbildung 1: Divergierende Zugriffe (Netz und Markt) auf Kundensystem

5.2 Standardisierung aus Zusammenarbeit von Normierung und Forschungsprojekten – ein Best-Practice-Beispiel

Die EEBUS Initiative, die in mehreren Clustern des unIT e² Projekts vertreten ist, treibt dessen gleichnamigen Standard EEBUS durch ihre aktive Mitarbeit in den folgenden Gremien voran:

- International Electrotechnical Commission (IEC),
- European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC),
- European Telecommunications Standards Institute (ETSI),
- Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE),
- Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE),
- Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN).

Austausch zwischen Forschungsprojekten und Standardisierungs- und Normierungsgremien

Der Input aus dem Forschungs- und Entwicklungsprojekt unIT-e2 fließt unmittelbar in die Use-Case-Entwicklung der Initiative und deren Spezifizierung ein. Diese wiederum wird von der Initiative in die relevanten Standardisierungs- und Normierungsgremien auf nationaler wie internationaler Ebene eingebracht.

Am Beispiel der Entstehung der VDE-Anwendungsregel (AR) 2829-6 lässt sich die Bedeutung von Wissenstransfer zwischen Forschung und Entwicklung sowie Standardisierung gut demonstrieren:

Mitunter sorgte die EEBUS Initiative dafür, dass der gebündelte Input und Anforderungen aus den eigenen Working Groups sowie von relevanten Förderprojekten in das nationale Standardisierungsgremium des VDE eingebracht wurde. Für die verschiedenen Akteure, die an der Optimierung der Energieflüsse im Niederspannungsnetz beteiligt sind, wurden eine gemeinsame Kommunikationsschnittstelle zur Abstimmung der Interessen und ein standardisierter Datenaustausch geschaffen.

Wenn ein großes Energie-Ökosystem aufgebaut werden soll, das von branchenübergreifenden Akteuren unterstützt wird, muss eine Kommunikationsschnittstelle nicht nur ein einfaches Datenaustauschformat, sondern darüber hinaus einen komplexen und gut abgestimmten Rahmen, einschließlich vereinbarter Anwendungsfall-Spezifikationen für definierte Interaktionen, bieten.

Die VDE AR 2829-6-Serie erfüllt nicht nur die wichtigsten Anforderungen, sondern wird bereits in verschiedenen Serienprodukten wie Ladestationen, Wärmepumpen, PV-Systemen und Energiemanagementsystemen implementiert.

Die neue Edition der VDE AR 2829-6 (Ed. 2) wurde mit Beiträgen von mehreren Branchenteilnehmern, einschließlich Verteilnetzbetreibern, entwickelt und behandelt Anwendungsfälle wie Limitierung des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung, Überwachung des Stromverbrauchs und zeitvariable Tarife. Im nächsten Schritt wird die VDE AR2829-6-Serie auf der IEC-Ebene internationalisiert.

Standardisierte Vorgaben erfordern regelmäßige Anpassung und Aktualisierung

Die in Standardisierungsgremien entwickelten Orientierungen, Beschreibungen und Vorgaben basieren jeweils auf dem Verständnis der möglichst aktuellen Bedürfnisse des Marktes. Da diese Bedürfnisse einem stetigen Wandel unterliegen, stehen auch die hierfür entwickelten Standards einem gewissen Anpassungsdruck gegenüber. Der Motivation folgend, dass Standards vereinheitlichte und weithin anerkannte Vorgehensweisen, Prozesse, Protokolle etc. definieren und somit das Fundament der Entwicklung und Abwicklung einer Vielzahl von Anwendungsfällen bilden, ist die Kenntnis eben dieser Anwendungsfälle entscheidend.

Insofern sind Standardisierungsgremien auch auf Rückmeldung von F & E-Projekten hinsichtlich der Umsetzbarkeit und Nützlichkeit der (vor-)definierten Standards angewiesen. Folglich ist die Spiegelung des aktuellen Diskussionsstands der Gremien in die betroffenen Projektgruppen von Wichtigkeit. Auch hierfür trägt die EEBUS Initiative Sorge und steht den Projektgruppen als fachlicher Ansprechpartner für Themen rund um die Standardisierung und insbesondere den EEBUS-Standard zur Verfügung. In diesen Austauschen wiederum identifizierte Anpassungsvorschläge der Projektgruppen finden somit ihren Weg zurück in die Standardisierungsgremien.

Einheitliche Umsetzungsgrundlage VDE 2829-6-Reihe
Dort werden Rollen, Uses Cases, Datenmodelle und Protokoll-/ Transportmechanismen dafür beschrieben

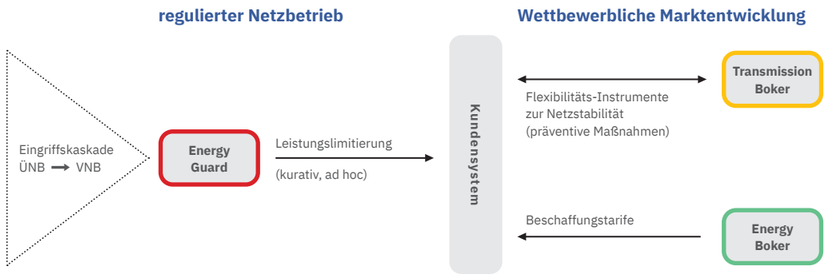

Abbildung 2: Einheitliche Umsetzungsgrundlage VDE 2829 6-Reihe

5.3 Zusammenspiel von proaktiven (präventiven) und reaktiven (kurativen) Netzmaßnahmen

Die Einhaltung der physikalischen Grenzen am Netzanschluss zum Schutz des sicheren Netzbetriebs und damit zum Schutz der Netzbetriebsmittel muss jederzeit gewährleistet sein. Darüber hinaus können auch marktorientierte respektive marktlich ausgestaltete netzbetreiberseitige Systeme als flankierende Instrumente zusätzlich zu direkten Netzbetreibersteuereingriffen von hohem Wert sein. In diesem Zusammenhang geht es zum einen um die Schaffung von Möglichkeiten der Netzzustandsberechnungen in den unteren Spannungsebenen u. a. zugunsten einer eher planbaren und vorhersehbaren Hüllkurvenvorgabe am Netzanschlusspunkt. Hieraus resultierend wäre ein proaktives, vorausschauendes Leistungsband, zusätzlich zur rein reaktiven Ad hoc-Leistungsvorgabe seitens der Netzbetreiber, wesentlich fördernd für die Vermarktung von Flexibilität. Zum anderen bestünde infolge der Anreicherung der Steuereingriffe von Vermarktern mit Informationen zum aktuellen und zukünftigen Netzzustand der Vorteil, dass auch diese Eingriffe direkt stützend auf den Netzbetrieb wirken respektive eine entgegengesetzte Wirkung vermieden wird.

Standardisierte Schnittstellen ermöglichen die Abstimmung zwischen Marktrollen

Im größeren Zusammenhang geht es auch hier um die Vereinbarkeit von Bedarfen der Anschlussnetzbetreiber, der systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber und der Vermarkter von Flexibilität zur verbesserten Integration steuerbarer (erneuerbarer) Erzeuger, Verbraucher und von Speichern. Hierfür werden für die Schnittstelle zwischen reguliertem und privatem Bereich durch den EEBUS-Standard unterschiedliche Werkzeuge zur Verfügung gestellt, die die koordinierte Abwicklung der verschiedenen Anwendungsfälle unter expliziter Berücksichtigung aller Interessen der beteiligten Systemakteure ermöglichen. Hierzu gehören zum einen Werkzeuge zur Umsetzung von Netzbetreibervorgaben in Form von Leistungsbegrenzungen (lokales Engpassmanagement für Strom und Spannung), Werkzeuge zur Umsetzung des systemstützenden Einsatzes (Frequenzhaltung) und Werkzeuge zur Realisierung von marktorientierten Anreiz- sowie Flexibilitätsvermarktungs- Modellen. Die hierzu nötigen Use Cases liefert der EEBUS bereits heute:

- Netzbetreibervorgaben = Limitation of Power Consumption (LPC),
  Limitation of Power Production (LPP),
- Systemdienstleistungen = Power Envelope (POEN),
- Marktliche Anwendungen/Flexibilitäten = Time of Use Tarif (TOUT),
  Power Demand Forecast (PODF).

Die Handlungsfähigkeit der Liegenschaft muss in diesem Kontext so ausgestaltet werden, dass zum einen unangekündigte ad-hoc-Vorgaben der Netzbetreiber vollständig und so zügig wie technisch vertretbar umgesetzt werden können. Zum anderen gereicht es der Steuerung von flexiblen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern zum Vorteil, wenn eine vorausschauende Einsatzplanung umgesetzt werden kann. Zu letzterem sind Informationen im Hinblick auf zu erwartende einschränkende Vorgaben der Netzbetreiber von Bedeutung. In der aktuellen Diskussion – auch in unIT-e² – widmet man sich der Frage, ob und wie vorausschauende Informationen netzbetreiberseitig zur Verfügung gestellt werden können. Eine Alternative hierzu sind Prognosen der Marktakteure, die die Geschäftsmodelle zur Flexibilitätsvermarktung auf Basis der technisch planbaren Steuerung von flexiblen Anlagen aufbauen. Folglich besteht in diesem Kontext weiter Analyse- und Entwicklungsbedarf in der Abstimmung zwischen Netzbetreibern und Vermarktern, der wiederum auf einer vereinheitlichten umfassend akzeptierten Informationsverfügbarkeit am Netzanschlusspunkt basiert.

6. Das unIT-e²-Elektrofahrzeug: uni- und bidirektional, vernetzt, smart

Adrian Ostermann, Jakob Zahler, Jeremias Hawran, Valerie Ziemsky (FfE)

Elektromotoren sind keine neuartige Technologie, sondern bestehen bereits seit mehr als 100 Jahren [1]. Während sich zunächst Anfang des 20. Jahrhunderts Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren durchsetzten, gewinnen E-Fahrzeuge in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung. Die reine Betrachtung des batterieelektrischen Fahrzeugs greift jedoch zu kurz. Selbstverständlich erfordern der elektrifizierte Antriebsstrang und die neuen Fahrzeugplattformen Umstellungen bei Produzenten und Zulieferern. Es reicht zudem nicht aus, sich allein auf das Produkt Auto zu fokussieren, vielmehr muss auch der erweiterte Wertschöpfungsprozess neu gedacht werden: Hierzu gehören neben dem Aufbau der notwendigen Ladeinfrastruktur und der Ertüchtigung des Stromnetzes auch die Integration der E-Fahrzeuge ins Energiesystem. Dabei können verschiedene Entwicklungsstufen unterschieden werden. Das E-Fahrzeug muss daher immer als Einheit innerhalb einer vernetzten Elektromobilität verstanden werden. Nur mit Hilfe eines ganzheitlichen Systemansatzes kann eine nachhaltige und effiziente Integration der Elektromoblität ins Energiesystem umgesetzt werden. Neben den Umstellungen in der Fahrzeugproduktion, den Umsetzungsstufen für die Netzintegration sowie Vorgaben für die Anbindung von Ladeinfrastruktur an das Stromnetz gibt es auch regulatorische Fragestellungen rund um das E-Fahrzeug zu klären. Im Folgenden wird ein Überblick zu den vier beschriebenen Themen gegeben, wobei in unIT-e² der Fokus auf den Fragestellungen um die Netzintegration der Elektromobilität liegt.

Nachhaltige und effiziente Integration der Elektromobilität ins Energiesystem durch einen ganzheitlichen Systemansatz

6.1 Uni- und bidirektional vernetzt: Stufen der Netzintegration von Elektrofahrzeugen

Die zunehmende Nutzung von E-Fahrzeugen führt zu einem Ausbau der Ladeinfrastruktur und somit auch zu einer großflächigen Verfügbarkeit von Batteriespeichern der E-Fahrzeuge im Stromnetz. Das gezielte Starten oder Abregeln von Ladevorgängen ermöglicht es, den flexiblen Strombezug für netzdienliche Anwendungen zu nutzen oder gezielt überschüssige Energie aus Erneuerbare-Energien-Anlagen zu speichern und damit deren Abregelung zu reduzieren. Insbesondere Ladevorgänge mit einer langen Ansteckzeit, wie z. B. beim Laden an privaten Ladepunkten, eignen sich für netzdienliches Laden. Um die Ladevorgänge entsprechend zu steuern, ist eine Kommunikation zwischen dem E-Fahrzeug, der Ladeinfrastruktur und dem Energiesystem zentral. Für E-Fahrzeuge existieren verschiedene Formen der Netzintegration, auf die im Folgenden eingegangen wird. [2]

Ungesteuert

Bei ungesteuerten Ladevorgängen erfüllen das E-Fahrzeug und die Ladeinfrastruktur die nötigen lokalen regulatorischen und netztechnischen Anschlussbedingungen. Dies bedeutet, dass technische Parameter, wie z. B. die Ladeleistung, definierte Grenzwerte nicht überschreiten. Bei ungesteuerten Ladevorgängen ist der Leistungsfluss ausschließlich unidirektional, d. h. aus dem Stromnetz in das E-Fahrzeug. Nach Anstecken des E-Fahrzeugs wird dieses im ungesteuerten Fall unmittelbar vollgeladen. Eine netzseitige Steuerung oder Unterbrechung des Ladevorgangs durch beispielsweise den Verteilnetzbetreiber (VNB) findet nicht statt. [3]

Gesteuert (V1G)

Beim gesteuerten Laden (auch V1G, Smart Charging) wird der Ladevorgang so kontrolliert, dass die Batterie im Gegensatz zum ungesteuerten Laden nicht immer sofort mit maximaler Leistung vollständig geladen wird. Das heißt, dass hierbei die Ladeleistung und Ladedauer dynamisch angepasst werden können. Die Steuerung kann lokal oder fernwirktechnisch erfolgen. Des Weiteren kann der Ladevorgang auch zeitlich „verschoben“ werden. Hierzu müssen das E-Fahrzeug und die Ladeinfrastruktur die technischen Voraussetzungen erfüllen, um die Kommunikation mit dem steuernden Akteur zu ermöglichen und dabei definierten Reaktionszeiten zu genügen. Die Steuerung zwischen E-Fahrzeug und Ladeinfrastruktur erfolgt unidirektional über ein pulsweitenmoduliertes (PWM-)Signal. Aufgrund der unidirektionalen Kommunikation können seitens des E-Fahrzeugs keine Ladezielvorgaben oder Abfahrtinformationen an die Ladeinfrastruktur zurückgesendet werden. [20]

Gesteuertes Laden durch zeitliche Verschiebung des Ladevorgangs oder Anpassung der Ladeleistung

Einen erweiterten Informationsaustausch ermöglicht der Kommunikationsstandard ISO 15118-2. Bei einer Implementierung der Norm können beispielsweise Abfahrtzeit, Ziel-Ladezustand (SoC) und Tarif- sowie Leistungstabellen ausgetauscht werden. Die Vorgaben zu Abfahrtzeit und Ziel-SoC des E-Fahrzeugs werden mit den Leistungsvorgaben der Ladeinfrastruktur zu einem Ladeprofil kombiniert, weshalb dies auch „cooperative charging“ genannt wird [21]. Hierbei können im Rahmen der technischen Grenzen von E-Fahrzeug und Ladeinfrastruktur beliebige Ladeleistungen gesetzt werden. Monetäre Anreize und Netzrestriktionen können so, mit Bezug auf die Mobilitätsbedürfnisse des Nutzers, beim Ladevorgang berücksichtigt werden. Des Weiteren definiert die Norm Vorgaben zur Verschlüsselung der ausgetauschten Daten. Die von der ISO 15118-2 bereitgestellten Funktionen ermöglichen darüber hinaus das so genannte Plug & Charge, welches ein wichtiger Schritt ist, um die Akzeptanz von E-Fahrzeugen in der Bevölkerung weiter zu steigern. Hierbei wird der Ladevorgang durch Anschließen beziehungsweise Trennen des Ladekabels automatisch gestartet oder beendet, wobei die notwendigen Vertragsinformationen zur Authentifizierung und Abrechnung des Ladestroms ausgetauscht werden [4]. Durch die Steuerung der Ladevorgänge lassen sich Anwendungsfälle wie beispielsweise PV-Eigenverbrauchsoptimierung, Spitzenlastkappung, preisoptimiertes Laden oder eine Leistungsbegrenzung durch den Netzbetreiber umsetzen, was eine erfolgreiche Netzintegration der Elektromobilität ermöglicht. Für die Anwendungsfälle sind standardisierte Schnittstellen und Normen zwischen E-Fahrzeug und Ladeinfrastruktur sowie weiteren Komponenten wie beispielsweise Lademanagement bzw. (Home)-Energiemanagementsystem, Smart-Meter-Gateway und Backendsystemen notwendig, deren durchgängige Interaktion noch nicht großflächig demonstriert wurde. Hierbei stellt sich die Frage, wie die Prozesskette gestaltet werden muss, um einen sicheren, zuverlässigen und effizienten Flexibilitätsabruf gewährleisten zu können. In unIT-e² werden daher in den verschiedenen Feldversuchen verschiedenste Anwendungsfälle, basierend auf unterschiedlichen Kommunikationswegen und Protokollen, erprobt, demonstriert und bewertet.

Bidirektional (V2G)

Zusätzliches Flexibilitätspotenzial durch bidirektionales Laden

Des Weiteren kann der Ladevorgang eines E-Fahrzeugs gesteuert bidirektional erfolgen (Vehicle-to-Grid, V2G). Hierbei kann das E-Fahrzeug Energie aus dem Stromnetz beziehen und wieder in das Stromnetz zurückspeisen. Zudem kann das E-Fahrzeug zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt werden. Dies ermöglicht es, gegenüber dem gesteuerten Laden Energie aus der hauseigenen PV-Anlage in den Speicher des E-Fahrzeuges einzuspeichern und diese später abzurufen und im eigenen Haus zu verbrauchen. Bei einem solchen Lade- und Entladevorgang bleiben die Lastflüsse „behind-the-meter“. Diese Art des bidirektionalen Ladens wird auch Vehicle-to-Home (V2H) genannt. Beim bidirektionale Laden erfolgt die Kommunikation zwischen E-Fahrzeug und Ladeinfrastruktur gemäß ISO 15118-20. Für eine komplette Netzintegration mit der bidirektionalen Einbindung von E-Fahrzeugen in das Stromnetz sind aktuell diverse Fragestellungen sowohl rechtlich, netz- als auch fahrzeugseitig offen: Sind beispielsweise bidirektionale E-Fahrzeuge zukünftig rechtlich wie stationäre Speicher zu behandeln? Wie kann die gesteigerte Batteriebelastung durch bidirektionales Laden rechtlich als auch fahrzeugseitig Berücksichtigung finden? Wie lässt sich die Flexibilitätsbereitstellung ladepunktunabhängig gestalten? Wie können Lade- und Entladewirkungsgrad gesteigert werden, um Verluste zu minimieren? Die verschiedenen Ladesysteme sind in Abbildung 3 schematisch dargestellt.

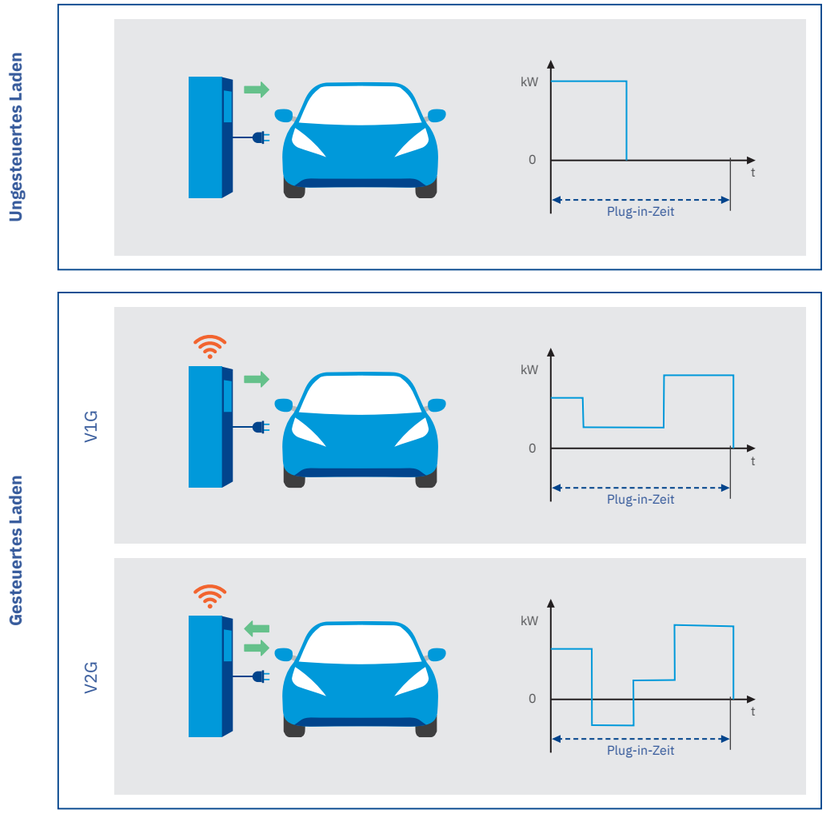

Abbildung 3: Ungesteuertes, gesteuertes unidirektionales und bidirektionales Laden

Ungesteuertes Laden	Ebene 1 – V1G: **Gesteuertes Laden**	Ebene 2 – V1G/H: **Kooperatives Laden**	Ebene 3 – V2G: **Bidirektionales Laden**	Ebene 4 – V2G: **Aggregiertes bidirektionales Laden**
▪ Berücksichtigt nur das Laden des E-Fahrzeugs über das Netz ▪ E-Fahrzeug und Wallbox in Übereinstimmung mit lokalen Anforderungen, Richtlinien und Vorschriften	▪ Ladevorgang kann ferngesteuert und verschoben werden ▪ Reaktionszeiten sind definiert	▪ E-Fahrzeug und Wallbox handeln ein Ladeprofil aus, das unter anderem auf Fahrern oder Tarifabellen basiert ▪ Aggregation	▪ Energieübertragung zwischen E-Fahrzeug und Haushalt/ Kundensystem ▪ Ermöglichen von Anwendungsfällen hinter dem Zähler	▪ EV und Wallbox erfüllen Funktionen, die über das Haushalt-/ Kundensystem hinausgehen ▪ Ermöglichen von Anwendungsfällen vor dem Zähler ▪ Aggregation über ein größeres Gebiet
Netzanschluss		**Netzintegration**		

Abbildung 4: Vier Ebenen der Netzintegration in Anlehnung an CharIN e.V. [21]

6.2 Grid Codes

Was sind Grid Codes und deren Bedeutung für das Elektrofahrzeug?

Durch die Zunahme an dezentralen Anlagen im Netz ist es im Sinne der Systemstabilität und Versorgungssicherheit zentral, dass jede Anlage, die an das Stromnetz angeschlossen wird, definierte Voraussetzungen erfüllt. Diese Voraussetzungen sind in den „Grid Codes“ beschrieben und in Deutschland durch die Technischen Anschlussregeln (TAR) sowohl für Erzeugungsanlagen als auch für Lasten umgesetzt. Aktuell existiert für die „Grid Codes“ kein internationaler Standard. Da auch Elektrofahrzeuge die definierten Voraussetzungen in den einzelnen „Grid Codes“ erfüllen müssen, werden insbesondere international agierende Automobil- und Komponentenhersteller vor Herausforderungen gestellt.

International unterschiedliche Bedingungen für Anschluss ans Stromnetz

Der normgerechte Anschluss einer Anlage an das Stromnetz stellt sicher, dass diese im Betrieb ein nach den zentralen Richtlinien definiertes Verhalten aufweist. Dies gilt auch für Schwankungen im Netz und den Fehlerfall. Diese Richtlinien betreffen [22]:

- die Spannungsqualität,
- die Wirk- und Blindleistung,
- den Störfall (Über-/Unterspannung, Frequenzabweichungen) und das Verhalten der Anlage,
- die fernwirktechnische Anbindung der Anlage, die den Zugriff durch den Netzbetreiber sicherstellt.

Beispielsweise dürfen sich Erzeugungsanlagen im Störfall bei Unterspannung aufgrund der dynamischen Netzstützung erst nach einer bestimmten Zeit bei einem definierten Spannungswert vom Netz trennen. Die TAR definieren hierzu Kennlinien mit einem Spannungsverlauf über die Zeit. Diese so genannten „Low voltage ride through“-Kurven müssen von der Anlagenregelung eingehalten werden, um die TAR zu erfüllen.

Für die Niederspannungsebene definieren in Deutschland die Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (VDE-AR-N 4100) sowie die Technischen Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105) diese Voraussetzungen.

Probleme der deutschen TAR für bidirektionales Laden

Die aktuellen TAR, VDE-AR-N 4100 und VDE-AR-N 4105, basieren auf der Annahme, dass jede Anlage als Erzeuger oder Verbraucher kategorisiert werden kann. Bidirektionale E-Fahrzeuge gelten demnach je nach Betriebszustand entweder als Verbraucher oder Erzeuger. Infolgedessen muss ein ladendes E-Fahrzeug die VDE-AR-N 4100 und ein einspeisendes E-Fahrzeug die VDE-AR-N 4105 erfüllen.

Aktuell keine eindeutige Zuordnung bidirektionaler Fahrzeuge zu einer Anlagenkategorie möglich

In der VDE-AR-N 4105 werden Erzeugungsanlagen als „alle an einem Netz-/Hausanschluss angeschlossenen Erzeugungseinheiten eines Primärenergieträgers (z. B. alle PV-Einheiten)“ definiert [5]. Als Erzeugungsanlagen sind des Weiteren Wasserkraftanlagen, PV, BHKW (Wärmekraftmaschinen) und Brennstoffzellenanlagen aufgeführt, unabhängig davon, ob sie mit Synchron- oder Asynchronmotor funktionieren [5]. E-Fahrzeuge werden hier nicht explizit erwähnt.

Bezüglich der fehlenden Definition von TAR für bidirektionale E-Fahrzeuge wird eine Überarbeitung der VDE-AR-N 4105 mit Erstentwurfsveröffentlichung im Oktober 2023 seitens des VDE angestrebt. [6]

Regelungen für Ladesäulen

Anmeldepflichtig sind generell unidirektionale Ladestationen mit einer Ladeleistung kleiner und größer 12 kVA. Die Ladestationen mit einer Ladeleistung größer 12 kVA sind zudem genehmigungspflichtig, wobei bei mehreren Ladestationen deren installierte Summenleistung gilt (vgl. § 19 Nr. 2 NAV) [7]. Bidirektionale Ladestationen müssen zusätzlich als Erzeugungsanlagen angemeldet werden, analog zu der heutigen Meldung von Batteriespeichern. Eine Herausforderung für die Anmeldung von bidirektionalen Ladesäulen als Erzeugungsanlagen stellt die nicht konstante Kapazität des Speichers dar: Eine private Ladesäule kann von mehreren verschiedenen E-Fahrzeugen genutzt werden oder der Nutzer kann sein E-Fahrzeug wechseln. Damit ist eine Speicherkapazität für eine Ladesäule nicht ausweisbar.

Herausforderung für OEMs: Grid Codes international

Obwohl es die von der ENTSO-E für alle Spannungsebenen und Leistungsklassen ausgearbeiteten „Requirements for generators“ (RFG) als gemeinsame Basis in Europa gibt, unterscheidet sich die Einordnung von E-Fahrzeugen und elektrischen Speichern in den einzelnen nationalen TAR. In den Regelwerken Italiens werden diese z. B. als eigene Kategorie definiert und die Anforderungen für Strombezug und -einspeisung werden nicht getrennt. In Deutschland hingegen ist der Betriebszustand maßgebend. Mit ca. 20 verschiedenen, nationalen Grid Codes in der EU, die rollierend alle fünf Jahre aktualisiert werden, wird infolgedessen alle drei Monate ein nationaler Grid Code aktualisiert. In dieser Frequenz sind Updates seitens der OEMs nicht oder nur mit hohem Aufwand umsetzbar. Daher wäre eine EU-weite Harmonisierung sinnvoll. Die Normenreihe EN 50549-x stellt einen Versuch der Vereinheitlichung der TAR in der Niederspannung dar, allerdings ist der Zeitpunkt des Inkrafttretens offen und es gibt aktuell diverse nationale Abweichungen. [23]

EU-weite Harmonisierung der Grid Codes ist anzustreben

6.3 Legaldefinition Elektroauto

Wie E-Fahrzeuge definiert sind, hat einen Einfluss auf die Besteuerung der Fahrzeuge, des Ladestroms und ihre Privilegien im Straßenverkehr. Sowohl das Kraftfahrzeugsteuergesetz (KraftStG), das Einkommenssteuergesetz (EstG), das Elektromobilitätsgesetz (EmoG) [24] und die Stromsteuerverordnung (StromStV) /ITE-01 19T/ enthalten Legaldefinitionen zu E-Fahrzeugen.

Das KraftStG regelt die Kraftfahrzeugsteuer in Deutschland und damit u. a. die Jahressteuersätze für verschiedene Fahrzeuge. Gemäß § 9 Abs. 2 KraftStG sind E-Fahrzeuge „Fahrzeuge mit Antrieb ausschließlich durch Elektromotoren, die ganz oder überwiegend aus mechanischen oder elektrochemischen Energiespeichern oder aus emissionsfrei betriebenen Energiewandlern gespeist werden.“ Im Einkommensteuergesetz, das die Besteuerung natürlicher Personen in Deutschland festlegt, befindet sich im Kontext der Bewertung von Wirtschaftsgütern als Betriebsvermögen die gleiche Definition für E-Fahrzeuge wie im KraftStG (§ 6 Abs. 1 Nr. 4 Satz 2 Halbsatz 2 EstG). Daneben ist von „extern aufladbaren Hybridelektrofahrzeugen“ die Rede, wobei der Begriff an dieser Stelle nicht weiter konkretisiert wird.

Daneben werden im EmoG Privilegien für E-Fahrzeuge im Verkehr festgehalten, welche die Förderung von E-Fahrzeugen und somit eine nachhaltige, umwelt- und klimafreundliche Mobilität zum Ziel haben. Auch das Elektromobilitätsgesetz enthält eine Legaldefinition für E-Fahrzeuge. Gemäß § 2 Nr. 2 EmoG ist ein reines Batterieelektrofahrzeug „ein Kraftfahrzeug mit einem Antrieb, dessen Energiewandler ausschließlich elektrische Maschinen sind und dessen Energiespeicher zumindest von außerhalb des Fahrzeuges wieder aufladbar sind“. [25]

Weiterhin ist der Begriff der Elektromobilität in der StromStV geregelt [26]. Diese konkretisiert die Umsetzung des Stromsteuergesetzes. Sie definiert ein Batterieelektrofahrzeug als ein Kraftfahrzeug „mit einem elektrischen Antrieb, dessen elektrischer Energiespeicher von außerhalb des Fahrzeuges wieder aufladbar ist“ (§ 1c Abs. 1 StromStV).

Bis auf das KraftStG differenzieren alle Legaldefinitionen zwischen reinen Batterieelektrofahrzeugen und Hybridelektrofahrzeugen. Durch die Mehrzahl an Legaldefinitionen für E-Fahrzeuge, wird je nach Anwendungsbezug des Prüfungsfalls die jeweilige Definition aus dem entsprechenden Gesetzestext herangezogen. Falls für den zu untersuchenden Tatbestand keine Definition existiert, wird sich generell auf das berufen, was gemeint sein soll. Für eine eindeutige und unmissverständliche Betrachtung von E-Fahrzeugen wäre hier eine einheitliche Definition wünschenswert.

Rechtliche Definition von Elektrofahrzeugen variiert je nach Anwendungsbezug

Unser Wunschzettel an die Politik

- Detaillierung der internationalen Standardisierung von TAR für Ladeinfrastruktur, insbesondere eine EU-weite Harmonisierung.
- Rechtlich einheitliche Definition von E-Fahrzeugen

7. Der Mensch im Fokus: Wissen und Akzeptanz als Voraussetzung für eine erfolgreiche (E-)Mobilitätswende

Ana Frazao Vieira Manolopoulos (Universität Passau), Annika Kroos (Universität Passau), Corinna Braun (Universität Passau), Daniela Wohlschlager (FfE), Isabel-Sophie Lazarovici (Universität Passau), Larissa Fait (Universität Kassel), Prof. Dr. Heike Wetzel (Universität Kassel), Prof. Dr. Jan Hendrik Schumann (Universität Passau), Prof. Dr. Patrick Spieth (Universität Kassel), Sebastian Hirsch (Universität Passau), Sepideh Ghahremani (Universität Kassel), Sonja Saller (Universität Passau),

Nutzer als entscheidender Akteur in der Anwendung interoperabler Lösungen

Für die erfolgreiche und sichere Integration einer flächendeckenden Elektromobilität in das Stromsystem müssen, wie aus diesem Bericht ersichtlich, zahlreiche technische und rechtliche Herausforderungen adressiert und Lösungen entwickelt werden. Neben dem Aufbau einer intelligenten Infrastruktur und der Schaffung eines sicheren Rechtsrahmens ist zusätzlich auch der Mensch als Kund:in oder Elektroauto-Nutzer:in ein entscheidender Akteur in der Anwendung der entwickelten Lösungen. Im Rahmen des Teilprojekts Forschung, aber auch innerhalb der verschiedenen Cluster, beschäftigen sich daher die FfE, die Universität Kassel und die Universität Passau intensiv mit dem Nutzerverhalten und Partizipationsmöglichkeiten in Bezug auf Elektromobilität. Insbesondere geht es darum, die Akzeptanz von und die Bereitschaft zur Nutzung intelligenter Ladelösungen zu untersuchen, die Erfahrung mit und das Wissen in Bezug auf Elektromobilität zu verstehen, Barrieren und Treiber zur Nutzung von Elektromobilität zu identifizieren und Partizipationsmöglichkeiten für Elektroauto-Nutzer:innen aufzuzeigen.

7.1 Partizipation im Kontext der Energiewende – eine Begriffseinordnung

Mit der Energiewende einhergehende Trends der Dezentralisierung und Digitalisierung implizieren einen Wandel der Rolle von bisher passiven Endverbraucher:innen wie privaten Haushalten. Durch die steigende Anzahl dezentraler Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie elektrischer Verbraucher entstehen neue Geschäftsmodelle für Endverbraucher:innen, wie sie in unIT e² im Bereich der Elektromobilität konzipiert und erprobt werden. Im Kontext der Energiewende wird die partizipative Beteiligung von Bürger:innen als eine der Voraussetzungen für die erfolgreiche Umsetzung gesehen, da parallel zur technologischen Transformation auch Veränderungen in sozialen, wirtschaftlichen und politischen Bereichen stattfinden [8]. Der Begriff der „Partizipation“ ist demnach im Zusammenhang mit der Transformation des Energiesystems ein vielfältig verwendeter Begriff. Auch im Zuge der Forschungstätigkeiten im Projekt unIT-e² und dessen

Feldversuchen ist die Einbindung von Elektroauto-Nutzer:innen als Endverbraucher:innen bzw. Kund:innen ein relevanter Bestandteil. Laut Definition kann „Partizipation“ jedoch auf unterschiedlichen Ebenen und – in Abhängigkeit von der Zielsetzung – in verschiedenen Ausprägungen erfolgen. Für eine Einordnung der partizipativen Aspekte im Projekt unIT-e² zeigt der folgende Abschnitt eine Begriffsdefinition im Allgemeinen sowie die konkrete Umsetzung in unIT-e² auf.

In der Literatur wird Partizipation als Beteiligung an kollektiven Entscheidungen definiert und umfasst sowohl Formen von Beteiligung der Öffentlichkeit, bürgerschaftlichem Engagement, (betrieblicher) Mitbestimmung, öffentlich-privater Zusammenarbeit und gemeinsamer Entscheidungsfindungen [27]. Zudem kann die Ausprägung von Partizipation in verschiedenen Intensitäten erfolgen, die sich gemäß der Partizipationsleiter von Arnstein nach dem Grad der Mitbestimmung unterscheiden (vgl. [9]). Auf Grundlage dieser Einordnung und Anwendungen des Modells im Kontext der Energiewende (vgl. [10]) kann die Beteiligung in vier unterschiedlichen Stufen erfolgen. Beginnend bei der Nichtbeteiligung, steigen diese weiter über die passive Beteiligung durch Information und Konsultation bis hin zur aktiven Beteiligung durch eine Partnerschaft mit den Partizipierenden und somit einer Möglichkeit der Mitbestimmung. Auf der letzten Stufe der Partizipationsleiter, auch als Bürgerkontrolle bezeichnet, agieren die Beteiligten eigenverantwortlich. Die Wahl der jeweiligen Partizipationsform in Prozessen oder Projekten, wie die Involvierung von Endverbrauchern in unIT-e², orientiert sich dabei an der übergeordneten Intention durch die Beteiligung.

In unIT-e² werden Informationen zum Nutzerverhalten gesammelt – sowohl in der Theorie als auch in der Praxis

In unIT-e² bestehen zwei übergeordnete Zielsetzungen, deren Erreichung die Einbindung von Endverbraucher:innen voraussetzen: Zum einen ist dies die Erprobung ausgewählter unIT-e² Use Cases in den Feldversuchen, zum anderen die Beantwortung wissenschaftlicher Fragestellungen im Bereich der Akzeptanz und Adoption vernetzter Elektromobilität. In unIT-e² liegt somit der Fokus auf dem Einholen von Informationen (passive Partizipation), um sozio-ökonomische Aspekte des Nutzerverhaltens zu untersuchen, wie auch auf dem Eingehen einer Partnerschaft mit den Partizipierenden (aktive Partizipation), um die technische Umsetzung der Use Cases in der Praxis zu erproben. Um dies zu erreichen, werden in vorgelagerten Schritten zunächst weitere passive Partizipationsformen durchgeführt. Hier sind die zielgruppenspezifische Informationsbereitstellung in Form von Öffentlichkeitsarbeit und Dialogprozessen anzuführen, welche die Relevanz intelligenter Ladestrategien im Kontext der Energiewende im Allgemeinen und Auswirkungen sowie Vorteile erprobter Ladetarife im Speziellen darlegen. Aktive Partizipation erfolgt letztendlich durch die Teilnahme an den Feldversuchen und somit die Entscheidung der Partizipierenden, konzipierte Use Cases zu erproben und somit am Geschehen des Feldversuchs mitzuwirken. Weitere Interaktion mit den Teilnehmenden erfolgt durch Tiefeninterviews zum Nutzerverhalten sowie durch onlinebasierte Befragungen, die erfolgsrelevante Variablen zum Pilotbetrieb im Zeitverlauf untersuchen. Das erhaltene Feedback wird in regelmäßigen Abständen mit den Projektpartnern geteilt und kann so direkt in Optimierungsprozesse einfließen. Neben den Feldversuchsteilnehmenden werden infolge einer Durchführung von repräsentativen Befragungen weitere Bürger:innen in das Projekt unIT-e² involviert. Diese Formen der Beteiligung – nämlich die Bereitstellung von Information durch die Teilnehmenden – sind im Gegensatz zur aktiven Teilnahme am Feldversuch als passive Partizipation zu betrachten.

Partizipationsstufe	Beispiele der Implementierung in unIT-e²
Bürgerkontrolle	–
Partnerschaft (aktiv)	Vertragliche Teilnahme an Feldversuchen, Erprobung von Ladestrategien
Information & Konsultation (passiv)	Pressemitteilungen, Informationsveranstaltungen, Tiefeninterviews und repräsentative Befragungen
Nichtteilnahme	–

Abbildung 5: Beispiele partizipativer Aspekte in unIT e², Einordnung angelehnt an [9], [10]

Die Umsetzung der partizipativen Aspekte im Zuge von unIT-e² ist gemäß der verschiedenen Stufen in Abbildung 5 veranschaulicht. Die nachfolgenden Abschnitte bieten Einblicke in die konkreten Interaktionen mit den partizipierenden Endkund:innen im Projekt.

7.2 Die Herausforderungen der Harmonisierung einer Customer Journey im Kontext der vernetzten Elektromobilität

Customer Journey als Instrument, um Kundenwissen zu erfassen und zu erweitern

Für die Steigerung der kundenseitigen Akzeptanz und Adoption von neuen Technologien und Innovationen ist insbesondere das entsprechende themenbezogene Wissen der Kund:innen als wesentlicher Einflussfaktor zu nennen. Ziel von Unternehmen ist es unter anderem, über eine harmonisierte Customer Journey Kund:innen mit ihrem Kenntnisstand abzuholen und diesen entsprechend zu erweitern, um eine bestmögliche Kundenerfahrung zu kreieren.

Unter der Customer Journey wird die „Reise des Kunden“ verstanden, die den Prozess beschreibt, den Kund:innen durchlaufen, um unternehmensseitige Angebote wahrzunehmen oder zu nutzen [11], [12]. Dabei umfasst die Customer Journey alle Phasen des Prozesses – von der kundenseitigen Bedürfnisermittlung über den Kauf eines Produkts/einer Dienstleistung an sich bis hin zur Nutzung und Bewertung des erworbenen Produkts/der erworbenen Leistung [11]. Der Fokus der Customer Journey liegt darauf, die verschiedenen Möglichkeiten und Wege zu verstehen, die Kund:innen innerhalb der entsprechenden Phasen durchlaufen, um z. B. einen Kauf zu tätigen oder eine Dienstleistung zu nutzen [13]. Die Customer Journey im Bereich der vernetzten Elektromobilität scheint komplex, da verschiedenste Komponenten und Unternehmen für die Kund:innen relevant sind, um ein ganzheitliches Systemkonzept an der entsprechenden Liegenschaft zu realisieren und zu nutzen.

Unternehmen versuchen, Customer-Journey-Analysen durchzuführen, um die Reise der Kund:innen und somit auch die einzelnen Kontaktpunkte mit dem Unternehmen besser zu verstehen und diese in einem nächsten Schritt gezielt zu begleiten und potenziell lenken zu können. Dabei lassen sich aus der aktuellen Forschung verschiedene Herausforderungen für Unternehmen ableiten, die auch für den Projektkontext eine entsprechende Relevanz aufweisen. In [13] zeigen Lemon und Verhoef beispielsweise auf, dass die zielgerichtete Gestaltung und Implementierung einer Customer Journey besonders herausfordernd ist, wenn mehrere Unternehmen an der (Dienst-)Leistungserstellung beteiligt sind. Die Komplexität der Customer Journey nimmt dabei mit der Anzahl involvierter Unternehmen und Personen zu, da die verschiedenen Aktivitäten und Kundenkontaktpunkte Einzelner entsprechend der übergeordneten Zielsetzung koordiniert

und abgestimmt werden müssen [14]. Da innerhalb des unIT-e²-Projektes verschiedene Unternehmen an möglichen Lösungen für die Integration eines innovativen Gesamtsystems arbeiten, ergeben sich in diesem Kontext die angesprochenen Herausforderungen im Gestaltungsprozess einer idealen Customer Journey. Alle Projektpartner haben einen maßgeblichen Einfluss auf die Gestaltung der Customer Journey bei der Integration eines Gesamtsystems. Die entsprechenden Kundenkontaktpunkte müssen dementsprechend auf einer unternehmensübergreifenden Ebene koordiniert werden, um die Kundenerfahrungen optimierend zu gestalten. Gleichzeitig gibt es zum aktuellen Zeitpunkt auch von den entsprechenden Projektpartnern keine festgelegte logische Reihenfolge, in der Kund:innen den Anschaffungsprozess einzelner Komponenten durchlaufen sollten. Diese Tatsache führt zu der aktuellen Situation, dass einzelne Kund:innen unterschiedliche Einstiegspunkte in die jeweilige Customer Journey wählen und somit individuelle, noch nicht harmonisierte „Kundenreisen“ entstehen.

In diesem Kontext müssen unternehmensseitige sowie kundenseitige Interessen und Anforderungen erhoben werden, damit eine harmonisierte Customer Journey erstellt werden kann. Diese soll insbesondere mit entsprechenden Kommunikationskonzepten sowohl Kund:innen im Gesamtprozess unterstützen, als auch Unternehmen die Möglichkeit geben, ihre Kund:innen bedürfnisgerecht abzuholen.

7.3 Akzeptanz und Adoption vernetzter Elektromobilität

Akzeptanz als ein entscheidender Faktor für eine erfolgreiche Mobilitätswende

Um den Hochlauf der Elektromobilität sowie deren nachhaltigen Erfolg in Deutschland voranzutreiben, ist eine möglichst hohe Bevölkerungsakzeptanz eine der wichtigsten Voraussetzungen. Die Akzeptanz und Adoption der Elektromobilität ist jedoch noch ausbaufähig.

Akzeptanz und Adoption nehmen in der Konsumentenforschung einen wichtigen Stellenwert ein und bis Innovationen von Endverbraucher:innen letztlich akzeptiert, angenommen oder abgelehnt werden, durchlaufen sie den sogenannten Adoptionsprozess [15], [16]. Dabei treffen aktiver und passiver Innovationswiderstand aufeinander und machen deutlich, welche Barrieren dabei präsent sind. Eine im Vorfeld bereits existierende Ablehnung der Innovation wird als „passive Rejektion“ verstanden und eine durch Barrieren ausgelöste Ablehnung als „aktive Rejektion“ [17]. Im Zuge dessen ist es notwendig, Strategien zu entwickeln, um Widerstände seitens der Konsumenten:innen zu überwinden, um die Akzeptanz und damit einhergehend die Adoptionsrate von Elektromobilität steigern zu können [18]. Der Adoptionsprozess von Elektromobilität und neuen Ladeanwendungen ist allerdings bisher nicht ausreichend wissenschaftlich untersucht.

Daher werden im Rahmen des unIT-e² Projekts durch eine Kombination aus theoretisch-akademischen Betrachtungen, Feldexperimenten und repräsentativen empirische Untersuchungen umfangreiche und zugleich praxisnahe Ergebnisse geliefert. Dadurch wird eine fundierte Datengrundlage geschaffen, die zur weiteren Auswertung genutzt werden kann. Die Ergebnisse dienen als Basis für die Ausgestaltung von Tarifen und Produkten der Praxispartner:innen, aber auch zur Weiterentwicklung des aktuellen Rechtsrahmens. Ziel ist weiterhin, durch die intensive Konsumentenforschung mittels der Ergebnisse im Projekt eine Analyse von Adoptionsbarrieren in den verschiedenen Phasen des Adoptionsprozesses aufzeigen sowie Maßnahmen zur Reduzierung der Barrieren identifizieren zu können.

In einer vom Institut CENTOURIS der Universität Passau durchgeführten bevölkerungsrepräsentativen Online-Befragung wurde im Februar 2022 die Einstellung der deutschen Bevölke-

rung gegenüber Elektromobilität erhoben und mit drei äquivalenten Stichproben aus den Jahren 2020, 2016 und 2015 verglichen. Zusätzlich wurde die Einstellung zu regulatorischen Themen (netzdienliche Steuerung nach § 14a EnWG) abgefragt.

Nach einem geringfügig negativen Trend der Einstellungen gegenüber Elektromobilität im Zeitraum der Erhebungen von 2015 bis 2020 zeichnet sich in der aktuellen Erhebung wieder ein leicht positiver Trend ab. Ebenfalls ist positiv zu berichten, dass die kurzfristige Kaufbereitschaft für ein vollelektrisches Fahrzeug – vor allem bei Personen mit hohem Interesse an Elektromobilität – über alle Befragungszeitpunkte hinweg kontinuierlich angestiegen ist. Im Hinblick auf die Nutzerakzeptanz von Elektromobilität zeigte die Studie jedoch auch eine Reihe von Herausforderungen auf beziehungsweise konnte diese erneut bestätigen. So hat sich etwa der Anteil der Personen, für die eine Anschaffung eines Elektroautos zu keinem Zeitpunkt in Frage kommt, seit dem Jahr 2015 mehr als verdoppelt. Die Kaufprämie der Bundesregierung ist 2022 fast einem Drittel der Befragten (30 %) immer noch nicht bekannt und spielt gerade bei der Gruppe von Teilnehmenden mit geringem Interesse an Elektromobilität auch keine entscheidende Rolle bei der Kaufentscheidung: Für 54 % käme der Kauf eines Elektroautos trotz Prämie nicht in Frage. Die am häufigsten genannten Hemmnisse für die Anschaffung eines Elektroautos sind finanzielle Gründe, mangelnde Umweltfreundlichkeit der Fahrzeuge, mangelnde (Lade-)Infrastruktur, mangelnde Zukunftsfähigkeit der Technologie sowie die mangelnde Reichweite.

Mangelnde Ladeinfrastruktur kann die Anschaffung von Elektroautos negativ beeinflussen

In Bezug auf die Bekanntheit der Konzepte zur Regulierung des Strombezugs (nach § 14a EnWG) für das Laden von Elektroautos besteht noch deutlicher Handlungsbedarf. Nur 15 % der Befragten waren diese weitgehend oder sehr gut bekannt. Die Studie zeigte jedoch auch, dass die Einstellung der Befragten zu regulatorisch definierter netzdienlicher Steuerung grundsätzlich positiv ist, vor allem bei Teilnehmenden mit hohem Interesse an Elektromobilität. So würde beispielsweise mehr als die Hälfte der befragten Personen im Falle eines Netzengpasses eine netzdienliche Steuerung in Kauf nehmen. Eine finanzielle Ersparnis ist über alle Befragten hinweg im Durchschnitt der größte Anreiz, einen Stromtarif mit im Engpassfall reduzierter bzw. unterbrochener Ladeleistung zu wählen. Der Beitrag zur Energiewende wird von den Teilnehmenden als etwas wichtiger bewertet als der Beitrag zur Netzstabilisierung.

Bekundete Präferenzen und Einstellungen können jedoch häufig von der tatsächlichen Akzeptanz und Teilnahmebereitschaft abweichen. Aus diesem Grund untersucht die Universität Kassel innerhalb eines Feldversuchs mit Besitzer:innen von Elektroautos, inwieweit diese tatsächlich bereit wären, eine netzdienliche Steuerung zu akzeptieren oder ihr Ladeverhalten eigenständig zugunsten der Netzstabilität anzupassen. Da die Akzeptanz und Teilnahmebereitschaft häufig in Abhängigkeit von der konkreten Ausgestaltung eines Produkts, einer Dienstleistung oder einer Maßnahme variieren kann, ist es das Ziel, verschiedene Anreizkonzepte zu testen, die ein netzdienliches Laden fördern könnten. So soll ermittelt werden, ob und unter welchen Bedingungen Elektroauto-Besitzer:innen beispielsweise zu einer netzdienlichen Steuerung nach § 14a EnWG bereit wären und inwieweit ein solcher Eingriff überhaupt bemerkt oder Unannehmlichkeiten auslösen würde. Darüber hinaus wird untersucht, ob eine indirekte Steuerung durch Preissignale, bei der die Fahrzeugbesitzer:innen eigenständig den Ladevorgang anpassen müssen, genauso effektiv zu einer Netzstabilisierung beitragen könnte, und ob solche Instrumente ggf. eher akzeptiert oder eine größere Teilnahmebereitschaft hervorrufen würden. Basierend auf den Ergebnissen könnten dann beispielsweise Tarifportfolios erarbeitet werden, die eine Vielzahl an Elektroauto-Besitzer:innen ansprechen und zu einer größeren Akzeptanz und Teilnahmebereitschaft an netzdienlichem Laden führen könnten.

Mit den Ergebnissen der Einstellungsstudie wird bereits schon jetzt deutlich, dass es vor allem einer transparenten Darlegung der Vor- und Nachteile der Elektromobilität in der Außenkommunikation bedarf (z. B. bei der Kaufberatung oder generellen Öffentlichkeitsarbeit), um einerseits besonders interessierte Zielgruppen zu erreichen und andererseits die Einstellung der aktuell weniger an der Elektromobilität interessierten Bevölkerung positiv zu beeinflussen. Die Kommunikation der spezifischen Vorteile der regulatorisch definierten netzdienlichen Flexibilität (z. B. finanzielle Erlöse, Beitrag zur Energiewende, Netzstabilität im Engpassfall) ist besonders empfehlenswert, um eine möglichst hohe zielgruppenübergreifende Bekanntheit und Akzeptanz dieser Konzepte zu erreichen.

Unser Wunschzettel an die Politik

- Transparente Darlegung der Vor- und Nachteile der Elektromobilität in der Außenkommunikation
- Kommunikation der spezifischen Vorteile der regulatorisch definierten netzdienlichen Flexibilität

Ausblick auf die weitere Projektlaufzeit

Im ersten Projektjahr lag der Arbeitsschwerpunkt des Projekts unIT-e² auf der Definition und Detaillierung von Anwendungsfällen, die im weiteren Projektverlauf umgesetzt werden. Angefangen mit einem bunten Blumenstrauß an „Use Cases“, die von uns gesammelt und ausgearbeitet wurden, verbleiben nun die priorisierten Anwendungen. Wir haben uns entlang der kompletten Wertschöpfungskette von den Fahrzeugen über die Ladeinfrastruktur über Stromnetze und Energiemärkte bis zu den Kundinnen und Kunden Knowhow-Souveränität über alle wesentlichen Fragestellungen angeeignet.

In diesen konzeptionellen Phasen hatten wir das Privileg, in Zielbildern und Visionen zu denken – nun ist es Zeit für die Umsetzung im Hier und Jetzt. Wir brauchen eine Art Gegenwartsradikalität – ein Begriff, der auf den österreichischen Autor Wolf Lotter zurückgeht. Kein Verschieben einer Problemlösung auf morgen, sondern die pragmatische, zeitnahe Lösung unter der Prämisse: „Wie bringe ich meine Idee zum Fliegen, und zwar mit den Mitteln, die ich jetzt zur Verfügung habe?“

Der Baustellenbericht mit seiner ganzen Themenvielfalt ist somit nur eine Momentaufnahme: Manche Baustellen werden wir erfolgreich fertigstellen können, manche aber auch nicht. Insbesondere im Rahmen der Feldversuche werden weitere Hürden aufkommen, die als Show-Stopper für die Umsetzung im Realbetrieb gelten könnten. Daher ist zwar eine finale Bilanz erst dann möglich, mit Blick auf die notwendige Transformationsgeschwindigkeit, die Mobilitäts- und Energiewende verlangen, müssen wir dennoch schon im laufenden Betrieb über unsere Erkenntnisse sprechen und über eine Synthese unseres großen Reallabors diskutieren.

unIT-e² will einen Beitrag zu den großen Fragestellungen der Energiewende und der Transformation der Mobilität leisten – eine ambitionierte Aufgabe. Über 250 Menschen aus 29 Unternehmen arbeiten in unserem Reallabor für verNETZe E-Mobilität. Der Rückenwind des Engagements von allen und die Schwarmintelligenz der gesamten unIT-e²-Community gibt uns viel Zuversicht für den weiteren Projektverlauf – wir freuen uns drauf!

UN IT E²

Reallabor für verNETZte E-Mobilität

Literatur

[1] Kampker, Achim et al.: **Elektromobilität – Grundlagen einer Zukunftstechnologie.** Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2018.

[2] **Netzintegration Elektromobilität – Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen.** Berlin: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2019.

[3] Springmann, Elisabeth: **unIT-e² Glossar – Begriffsdefinitionen aus Energie- und Automobilwirtschaft.** München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2022.

[4] **Roadmap zur Implementierung der ISO 15118 – Standardisierte Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladepunkt.** Berlin: Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2020.

[5] **Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz** (Entwurf). Berlin: VDE-Verlag GmbH, 2010.

[6] **VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.** Ausgefertigt am 19.10.2018; Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2018.

[7] **Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV)**. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2006

[8] Holstenkamp, Lars et al.: **Handbuch Energiewende und Partizipation.** Lüneburg, Bremen: Lars Holstenkamp, 2017.

[9] Arnstein, Sherry R.: **A Ladder Issue Of Citizen Participation.** In: Journal of the American Institute of Planners, Vol. 35, Iss. 4. Cambridge, UK: American Planning Association (APA), 1969.

[10] **Akzeptanz für Erneuerbare Energien – Ein Leitfaden** in: http://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Akzeptanz/Akzeptanzbroschuere.pdf (Abruf am 12.11.2015). Straubing: Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk C.A.R.M.E.N. e.V., 2014.

[11] Følstad, Asbjørn: **Customer journey measures – State of the art research and best practices.** Oslo: SINTEF, 2013.

[12] Følstad, Asbjørn: **Customer journeys: a systematic literature review.** In: Journal of Service Theory and Practice, Vol. 28 No. 2. Oslo: SINTEF, 2018.

[13] Lemon, Katherine: **Understanding customer experience throughout the customer journey.** In: Journal of Marketing, Vol. 80, Issue 6. Boston: Caroll School of Management, Boston College, 2016.

[14] Tax, Stephen: **The Service Delivery Network (SDN): A Customer-Centric Perspective of the Customer Journey.** In: Journal of Service Research, Vol. 16, Issue 4. Victoria: Peter B. Gustavson School of Business, University of Victoria, 2013. DOI: 10.1177/1094670513481108.

[15] Rogers, Everett: **Diffusion of Innovations.** New York City: Free Press, 2003.

[16] Heidenreich, Sven: **Ready, Steady, Green: Examining the Effectiveness of External Policies to Enhance the Adoption of Eco-FriendlyInnovations.** In: Product Innovation Management, Vol. 34, Issue: 3. Saarbrücken: Universität des Saarlandes, 2017.

[17] Joachim, Verena: **Active innovation resistance: An empirical study on functional and psychological barriers to innovation adoption in different contexts.** In: Industrial Marketing Management, Vol. 71, May 2018. Kassel: Technology and Innovation Management, University of Kassel, 2018.

[18] Heidenreich, Sven: **Satisfied and unwilling: Exploring cognitive and situational resistance to innovations.** In: Journal of Business Research, Vol. 69, Issue 7. Saarbrücken: Faculty of Law and Economics, Saarland University, 2016.

[19] Figgener, Jan: **The development of battery storage systems in Germany – A market review (status 2022).** Aachen: Institute for Power Electronics and Electrical Drives (ISEA), RWTH Aachen University, 2022.

[20] **Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge – Teil 1: Allgemeine Anforderungen** (DIN EN IEC 61851-1). Ausgefertigt am 12/2019. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e. V., 2019.

[21] **CharIN e.V.: Grid Integration Levels V5.2.** Berlin: Charging Interface Initiative e. V., 2020.

[22] **Grid Codes.** In https://energynautics.com/de/branchen/grid-codes/. (Abruf am 29.09.2022); Darmstadt: energynautics, 2022.

[23] Müller, Mathias: **Workshop Regulatorik.** In: Workshop Regulatorik; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE).

[24] **Leitfaden zur Besteuerung von (Hybrid-)Elektrofahrzeugen – (Hybrid-)Elektrokraftfahrzeuge und (Elektro-)Fahrräder im Einkommensteuer-, Gewerbesteuer- und Kraftfahrzeugsteuerrecht.** In: https://datenbank.nwb.de/Dokument/794260/ (Abruf am 29.09.2022); Karlsruhe: EnBW, 2022.

[25] **Gesetz zur Bevorrechtigung der Verwendung elektrisch betriebener Fahrzeuge (Elektromobilitätsgesetz – EmoG).** Ausgefertigt am 05.06.2015, Version vom 12.07.2021; Berlin: Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV), 2021.

[26] **Elektromobilität im Fokus der Stromsteuer.** In: https://itemsnet.de/blogging/elektromobilitaet-im-fokus-der-stromsteuer/. (Abruf am 29.09.2022); Solingen: item, 2019.

[27] **Handbuch Umweltsoziologie.** Wiesbaden: Matthiss Groß, 2011.

UNIT E²

Reallabor für verNETZte E-Mobilität