

Netzintegration Elektromobilität: Was fehlt zur großflächigen Umsetzung von intelligentem und bidirektionalem Laden?

h a r m o n | E

Autoren: Adrian Ostermann, Patrick Vollmuth (FfE), Michael Tomaszuk, Jakob Jäger (EWE NETZ), Hans Ruland (PPC AG), Fabian Krug (Viessmann), Lukas Veit, Tomas Moskal (The Mobility House GmbH), Marius Boldt (EEBUS e.V.), Philipp Hofmann (Mercedes-Benz Group AG)

Elektrofahrzeuge bieten eine Vielzahl von Mehrwerten, verbinden den Verkehrssektor und das Energiesystem und tragen somit wesentlich zur Sektorenkopplung bei. Im Umsetzungscluster Harmon-E des Projekts unIT-e² werden in drei Feldversuchen sechs verschiedene Anwendungsfälle des intelligenten Ladens von Elektrofahrzeugen entwickelt, getestet und demonstriert. In einer Laborumgebung werden die Anwendungsfälle nicht nur unidirektional, sondern auch bidirektional erprobt. Eine Beschreibung der Feldversuche sowie der umgesetzten Anwendungsfälle ist im Ende 2023 erschienenen *unIT-e² Praxisbericht* und auf der *Projekt-Webseite* zu finden. Die technische Umsetzung in Harmon-E erfolgt anhand der auf sysarc.ffe.de dargestellten **Systemarchitektur** und dient als Referenz für die folgenden Ausführungen.

In Anbetracht der aktuellen Diskussionen rund um die Netzintegration von Elektromobilität und insbesondere um das bidirektionale Laden wird ein Zwischenfazit basierend auf den bisherigen Projektergebnissen gezogen, Umsetzungs-hemmnisse adressiert und erste Handlungsempfehlungen aus dem Cluster formuliert.

Kommunikationsstandards frühzeitig herstellerübergreifend erproben!

Eine Grundvoraussetzung für die erfolgreiche und flächendeckende Netzintegration der (bidirektionalen) Elektromobilität sind standardbasierte Lösungen. Die Verwendung von Standards entlang der gesamten Wirkkette

ermöglicht es Komponenten austauschbar zu integrieren. Diese s. g. **Interoperabilität** der einzelnen Systeme schafft nicht nur die Basis für die Netzintegration, sondern fördert den Wettbewerb und maximiert den Kundenkomfort, da Produkte unterschiedlicher Hersteller frei kombiniert werden können.

Für die Kommunikation im Bereich der Elektromobilität existieren viele Standards (z. B. IEC 61851, ISO 15118, VDE-AR-E 2829-6-1, IEC 63380, OCPP, usw.). Diese Standards werden vom Großteil der Hersteller unterstützt und sorgen dafür, dass die Kommunikation zwischen den Komponenten verschiedener Hersteller grundsätzlich möglich ist. Es besteht jedoch immer das Risiko, dass die verwendeten Standards stellenweise lückenhaft sind oder dass die Hersteller bestehende Standards unterschiedlich interpretieren. Die Interpretationsfreiheit kann zu einem geringfügig unterschiedlichen Verhalten der einzelnen Komponenten führen, was die Komplexität des Gesamtsystems extrem erhöht.

Die Partner des Clusters Harmon-E empfehlen daher frühzeitige **Interoperabilitätstests** (z. B. Plugfests) zur Identifikation unzureichend definierter oder unterschiedlich interpretierter Standards durchzuführen und anschließend die Erkenntnisse in die Normungsgremien zurückzuführen. Solche „Test-Events“ sollten ergebnisoffen und branchen- sowie herstellerübergreifend in regelmäßigen Abständen stattfinden. Als positive Beispiele sind hier die „Plugfests“ von EEBUS oder die „Testivals“ der CharIN zu nennen.



Technische Umsetzung des § 14a EnWG stetig weiterentwickeln!

Die Feldversuche im Cluster Harmon-E zeigen, dass die Reduzierung der Ladeleistung (Dimmen) von Elektrofahrzeugen bzw. die Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen, wie es der **§ 14a EnWG** vorsieht, mit der eingesetzten Technik einwandfrei möglich ist. In den Feldversuchen wird der Steuerbefehl, initiiert durch EWE NETZ in der Rolle des Verteilnetzbetreibers, von dem Messstellenbetreiber (ebenfalls EWE NETZ) als aktiver externer Marktteilnehmer (aEMT) über den sicheren Controllable Local System (CLS) Kanal und den **EEBUS Use Case** Limit Power Consumption (CLS EEDI) durch das **Smart Meter Gateway (SMGW)** von PPC an den CLS Kommunikationsadapter übermittelt. Der CLS Kommunikationsadapter übermittelt anschließend das Signal an das Home Energy Management System (HEMS) von Viessmann bzw. be.storaged oder an das Lademanagement von The Mobility House. Schließlich wird das Steuersignal an die im Feld verbauten Wallboxen gesendet. Hierbei werden zum einen Wallboxen von Kostal und zum anderen von EWE Go bereitgestellte Keba-Wallboxen verwendet. Die Wallboxen übergeben letztendlich den angepassten Ladeplan an das Mercedes-Benz Elektrofahrzeug mittels ISO 15118-2. Somit ist das **temporäre Dimmen** durch den Verteilnetzbetreiber als Ultima-Ratio-Instrument **bereits heute technisch in der Feldtestumgebung umsetzbar**.

Als technische Weiterentwicklung ist vorgesehen, die Steuerungsfunktion direkt in das SMGW zu integrieren, wodurch eine Komponente weniger notwendig ist und das HEMS bzw. das Lademanagement direkt über EEBUS mit dem SMGW kommuniziert. Um im nächsten Schritt die Besonderheiten des bidirektionalen Ladens zu berücksichtigen, sind aus Sicht der Harmon-E Partner weitere Tests zur Umsetzung des EEBUS Use Case Limitation of Power Production (LPP) oder Power Envelope (POEN) notwendig. Darüber hinaus ist es aus Netzbetreibersicht sinnvoll, neben der reinen verpflichtenden

Netzzustandsermittlung nach § 14a EnWG den EEBUS Use Case Power Demand Forecast (PODF) zu erproben. Durch diesen Use Case könnte jede Liegenschaft eine kundengenaue Lastprognose an z. B. den Verteilnetzbetreiber schicken, wodurch dieser in die Lage versetzt wird, die **Auslastung einzelner Netzstränge vorherzusagen** und dadurch die Anzahl kurativer Steuerungsmaßnahmen (§ 14a) auf ein Minimum zu reduzieren.

Skalierbare, kompatible Lösungen für marktorientierte Flexibilität entwickeln!

Marktorientierte Flexibilität bezeichnet den Einsatz flexibler Erzeuger bzw. Verbraucher (im folgenden Assets), wie z. B. ein uni- oder bidirektionales Elektrofahrzeug, um Kosten zu reduzieren oder Erlöse zu erzielen. Hierbei reagiert das Asset auf ein **Preissignal aus dem Markt**. Grundsätzlich sehen die Partner in Harmon-E zwei Möglichkeiten, Preissignale in die Liegenschaft des Kunden und letztendlich an das Elektrofahrzeug zu übermitteln:

- a) Wie zuvor für die Umsetzung des § 14a beschrieben über den sicheren und standardisierten CLS-Kanal unter Nutzung des SMGWs, z. B. als Time of Use Tarif, oder
- b) über eine digitale Backend-Anbindung (nicht über das SMGW).

Vorteil der Lösung a) ist, dass hier bereits eine standardisierte Schnittstelle vorliegt. Für eine flächendeckende Umsetzung der Lösung b) ist aus Sicht der Partner zwingend erforderlich, dass es eine einheitliche API-Schnittstelle für alle Aggregatoren bzw. Flexibilitätsvermarkter gibt. Ein wesentlicher Vorteil der Lösung b) ist, dass sie auch im **internationalen Markt** Anwendung finden kann, da dort keine SMGWs nach deutschen Sicherheitsstandards zum Einsatz kommen. Bei einer direkten Kommunikation über das die Fahrzeugs- oder Wallboxschnittstelle (beispielsweise mittels dem OCPP-Standard) entfällt außerdem die Notwendigkeit eines HEMS oder Lademanagementsystem. Weitere Backend-Anbindungen sind zudem denkbar, um die Flexibilitäten optimal einzusetzen.



Im Cluster Harmon-E wurde die **Backend-2-Backend-Kommunikation** zwischen Mercedes Benz und The Mobility House über eine API-Schnittstelle bereits erfolgreich getestet. Die Schnittstelle ermöglicht, dass im Feldversuch Fahrzeugdaten – wie der SoC oder die Abfahrtszeit – übermittelt werden, die es The Mobility House ermöglichen, die Flexibilität der Elektrofahrzeuge bestmöglich zu vermarkten. Bis eine flächendeckende Adoption der ISO 15118-20 im Markt vorherrscht, bleibt dieser Weg ein geeignetes Mittel, um die notwendigen Fahrzeugdaten in die Flexibilitäts-Optimierung miteinzubeziehen.

2035: Netzdienlichkeit und Marktintegration gemeinschaftlich Denken!

Wie sieht die Zukunft der intelligenten Elektromobilität aus und welche Herausforderungen warten auf uns? Zur Beantwortung dieser Frage haben die Harmon-E Partner einige Zielvorstellungen und Mechanismen exemplarisch für das Jahr 2035 formuliert, die den Weg für eine flächendeckende, **harmonisierte Netz- und Marktintegration bidirektionaler Elektrofahrzeuge** ebnen.

Grundlegend ist davon auszugehen, dass 2035 viele bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge für unterschiedlichste Anwendungen im Einsatz sein und das Energiesystem unterstützen werden. In Bezug auf § 14a EnWG kann angenommen werden, dass 2035 ein Großteil der Netze, die heute oder mittelfristig netzengpassgefährdet sind, ertüchtigt sind. Das temporäre Dimmen von Assets auf 4,2 kW durch Verteilnetzbetreiber wird 2035 selten zum Einsatz kommen. Dies wird insbesondere angenommen, da Verteilnetzbetreiber nach aktueller Zielvorgabe dazu verpflichtet sind, ihre Netzausbau- und Netzertüchtigungsplanung anzupassen, sofern sie Maßnahmen gemäß § 14a durchführen und mit weiteren Maßnahmen zu rechnen ist. Für die Übergangszeit – und darüber hinaus – sind die Maßnahmen nach § 14a ein geeignetes Mittel, um mit Hilfe der verfügbaren dezentralen Assets das Netz in Notfall-Situationen zu schützen, ohne

dass dies für Vermarkter von Flexibilitäten und Endverbraucher (also die Fahrzeugnutzer) tiefgreifenden Einschränkungen bedeutet. Im Kontext der Netzoptimierung nennt die Bundesnetzagentur (BNetzA) verschiedene Maßnahmen zur Verbesserung des Lastflusses und zur gleichmäßigeren Auslastung der Phasen. Diese Maßnahmen können nur identifiziert werden, wenn ein entsprechendes Netzmonitoring vorhanden ist. Daher werden die Netzbetreiber mittelfristig die Verteilnetze digitalisieren müssen. Für 2035 wird daher von **flächendeckend digitalisierten Verteilnetzen** ausgegangen.

Ein Großteil der flexiblen Assets, wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, werden 2035 preisoptimiert betrieben werden. Eine Optimierung kann entweder „behind-the-meter“ durch das HEMS bzw. Lademanagement oder aber „in-front-of-the-meter“ durch einen Aggregator und einen Vermarkter auf Basis realer Marktpreise erfolgen. Plausible Märkte sind hierbei sowohl die Spotmärkte als auch die Regelarbeits- und Regelleistungsmärkte. Die jeweiligen marktlichen Preissignale bilden für diese **marktorientierten Ladestrategien** zwar das Angebot im Erzeugungsmarkt ab, jedoch nicht die lokale Netzsituation. Im schlimmsten Fall kann eine flächendeckende Umsetzung marktorientierter Ladestrategien daher zu hohen Ladegleichzeitigkeiten und somit – trotz ertüchtigter Netze – auch 2035 noch zu lokalen Netzengpässen führen.

Momentan werden unterschiedliche Lösungsansätze diskutiert, um marktseitige Preisanreize und netzseitige Anforderungen in größtmöglichen Einklang zu bringen. Dynamische Stromtarife haben z. T. weite Spannbreiten und können in einen signifikanten negativen Bereich münden (siehe z. B. negative Börsenpreise in 2023). Netzentgelte in der Niederspannung hingegen sind in Ihrer Wirkungsweise eingeschränkt (negative Netzentgelte sind u. a. unzulässig). Grundsätzlich sieht das Cluster Harmon-E beim Thema Netzentgelte neben zeitvariablen Netzentgelten, ähnlich wie es das Modul 3 des § 14a EnWG vorsieht, auch Konzepte basierend auf



pauschalen, leistungsbasierten Komponenten als sinnvoll an. Eine mögliche Ausgestaltung solcher leistungsbasierten Netzentgelte, wie sie 2035 gelten könnten, wäre das verursachungsgerechte Einstufen von Verbrauchern nach der jährlichen maximalen Netzbelastung. Eine detaillierte Beschreibung eines solchen Konzepts wird in Kürze von den unIT-e² Partnern in TP Grid veröffentlicht. **Netzentgelte** sind kein marktliches Instrument, sondern **dienen allein der Kostenverteilung des Netzbetreibers** und sind nicht als marktergänzende Instrumente zu sehen.

Vor dem Hintergrund des Art. 32 Abs. 1 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie, durch den Verteilnetzbetreiber in die Lage versetzt werden und Anreize erhalten sollen, „Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement in ihrem Bereich zu beschaffen“, stellt sich für das Jahr 2035 die Frage: Bedarf es einer marktlichen Beschaffung von „Flexibilitätsleistungen“ nach **§ 14c EnWG** aus europarechtlicher Sicht?

Ein Ansatz, der dem § 14c EnWG entspricht und seit langer Zeit in der Branche diskutiert wird, sind sogenannte lokale Flexibilitätsmärkte und Quotenmodelle, die jedoch in den Diskussionen im Cluster Harmon-E eine untergeordnete Rolle einnehmen. Ein Ansatz ist der im unIT-e² Projekt entwickelte, **marktbasierte Koordinations- und Allokationsalgorithmus (KOALA)**, der die nun erschienenen Festlegungen der BNetzA in dieser Hinsicht als freiwilliges „Add-On“ ergänzen soll. Für 2035 sehen die Harmon-E Partner eine Lösung wie den KOALA als wichtigen System-Baustein an, um Netzengpässen vorzubeugen, wenn viele dezentrale Assets aufgrund von marktlichen Preisanreizen Netzkapazitäten beanspruchen wollen. Der Kern des Mechanismus beruht darauf, dass begrenzte Netzkapazität im Engpassfall unter allen betroffenen Anlagenbetreibern (z. B. im selben Niederspannungsstrang) über ein Auktionsverfahren bedarfsgerecht verteilt bzw. allokiert wird. Die Auktion führt dazu, dass sich in Engpasssituationen ein Knappheitspreis bildet, der – vergleichbar zu dynamischen Netzentgelten – den Netzzustand widerspiegelt. Der Preis ergibt

sich direkt aus den Geboten und somit den Opportunitäten der Anlagenbetreiber. Netzbetreiber können dabei eine Engpasswarnung aussprechen, um Anlagenbetreibern die Möglichkeit zu geben, frühzeitig umzuplanen. Eine detaillierte Beschreibung ist im folgenden **Konzeptpapier** beschrieben. Ergänzend wird ein Whitepaper der FfE zu zukünftig möglichen Anreizsystemen in der Netzentgeltsystematik erarbeitet.

Die Erfahrungen im Projekt unIT-e² zeigen, dass bereits heute die wichtigsten Weichen für ein funktionstüchtiges System im Zieljahr 2035 gestellt werden. Einige große Herausforderungen sind zu bewältigen, beispielsweise die Digitalisierung der Verteilnetze oder die flächendeckende Durchdringung der für steuerbares unidirektionales und bidirektionales Laden notwendigen Hardware. Diese **akuten Handlungsbedarfe müssen schnellstmöglich von Politik und allen relevanten Akteuren angegangen werden**, um intelligentes und bidirektionales Laden großflächig und zeitnah umzusetzen und so das aufgezeigte Zielbild 2035 zu ermöglichen. Nur wenn Politik, Automobilindustrie, Vermarkter, Aggregatoren, Energielieferanten sowie Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam arbeiten, lassen sich diese dringenden Herausforderungen meistern. Das Umsetzungscluster Harmon-E setzt in dieser Hinsicht durch das konstruktive, zielorientierte Entwickeln von technischen Lösungen Maßstäbe.

