



Netzintegration Elektromobilität

Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen

Inhalt

Einleitung	6
1 Anwendungsbereich	7
2 Normative Verweisungen	8
3 Begriffe und Abkürzungen	9
3.1 Begriffe.....	9
3.2 Abkürzungen.....	10
4 Marktentwicklung und Anforderungen an die Ladeinfrastruktur	12
4.1 Fokus Individualverkehr (PKW)	13
4.2 Öffentlicher Personennahverkehr und innerstädtischer Lieferverkehr	16
5 Ladetechnologien, Ladeleistungs- und Ladeenergiebedarf	18
5.1 Aktuell	18
5.2 Perspektivische Entwicklung	20
5.3 Entwicklung Batteriekapazitäten.....	20
5.4 Weitere Entwicklung des Gesamtsystems	21
6 Netzanschluss von Ladeinfrastruktur	22
6.1 Netzanschluss in Niederspannung und Netzanschluss in Mittelspannung	22
6.1.1 Netzanschluss in Niederspannung	22
6.1.2 Netzanschluss in Mittelspannung	23
6.2 Netzanschluss von Hochleistungs-DC-Ladeinfrastruktur in Mittel- oder Hochspannung.....	24
6.3 Anzeige- und Meldepflichten	24
6.3.1 Anmeldung beim Netzbetreiber	24
6.3.2 Anzeige- und Nachweispflicht bei der Bundesnetzagentur	25
7 Ladekommunikation und Steuerung von Ladevorgängen	26
7.1 Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladepunkt.....	27
7.2 Kommunikation zwischen Ladepunkt und Kundenanlage.....	28
7.2.1 Kommunikation innerhalb einer Kundenanlage unter Verwendung eines elektrischen EMS	28
7.2.2 Kommunikation zwischen Ladepunkten und Backend-System.....	28
7.3 Kommunikation zwischen Kundenanlage und Netzbetreiber	29
7.3.1 Lastmanagement und zukünftige Energierückspeisung.....	30
7.3.2 Netzdienliches Verhalten von Ladeinfrastruktur/Elektrofahrzeugen.....	32
8 Auswirkungen auf die Netze	34
8.1 Perspektivische Berücksichtigung der neuen Verbraucher sowie Anpassung der Planungs- und Betriebsgrundsätze	34
8.2 Grenzwerte Netzauslastung	34
8.3 Netzurückwirkungen von Ladeeinrichtungen von Elektrofahrzeugen	34
8.3.1 Verzerrung	35
8.3.2 Unsymmetrie.....	35
8.3.3 Einschaltströme	36
8.3.4 Gleichströme.....	36
8.3.5 Spannungsschwankungen und Flicker	36
9 Ausblick Energiesystem der Zukunft	37
10 Aktueller Rechtsrahmen und mögliche Weiterentwicklungen	38
Literaturverzeichnis	40

Bildverzeichnis

Abbildung 1: Angenommene Durchdringungen von Elektrofahrzeugen (PKW) im Rahmen der betrachteten Studienszenarien (Quelle: VDE FNN-BDEW-Metastudie - Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität (1))	13
Abbildung 2: Entwicklung der Elektromobilität in Hamburg (Quelle: Stromnetz Hamburg)	15
Abbildung 3: Anzahl öffentlicher Ladeinfrastruktur im Hamburger Stadtgebiet und Auswertung der Anzahl Ladevorgänge in Bezug auf die abgenommene Leistung von Mai 2017 bis Oktober 2018 (Quelle: Stromnetz Hamburg).....	15
Abbildung 4: Mittlere Last an der öffentlichen Ladeinfrastruktur in Hamburg (Quelle: Stromnetz Hamburg)	16
Abbildung 5: Hochlaufkurven verschiedener Untersuchungen für die Anzahl von Elektrofahrzeugen im Hamburger Stadtgebiet; die Abweichung im Anstieg bis 2020 in der Metastudie der HSU (2) ist bedingt durch regionale Vorgaben zur Umstellung öffentlicher PKW-Flotten auf Elektromobilität	16
Abbildung 6: Vielfalt elektrischer Antriebskonzepte im Vergleich zum konventionellen Antrieb.....	18
Abbildung 7: Übersicht über die Lademöglichkeiten mit ihren typischen Ladeleistungen	18
Abbildung 8: Übersicht zu typischen Anwendungsfällen und Leistungsbedarf.....	19
Abbildung 9: Beispiel-Ladestationen mit sehr hoher Ladeleistung	20
Abbildung 10: Grid Integration Levels Version 4 (Quelle: CharIN e. V.)	26
Abbildung 11: Schnittstellen Ladekommunikation.....	27
Abbildung 12: Mögliche Kommunikationslösung bestehend aus OCPP und EEBUS (Quelle: EEBUS e. V.)	29
Abbildung 13: Beispielhafte Ermittlung der Anzahl maximal installierbarer Ladepunkte an einer ONS	31
Abbildung 14: Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur (Version 2019 2. Entwurf), Veränderung der Nettostromnachfrage je Landkreis von 2017 bis B 2030, Stand: 15.04.2019.....	37
Abbildung 15: Anteil EE-Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 in Schleswig-Holstein und Hamburg (Quelle: NEW 4.0, SINTEG)	37

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Normative Verweisungen	8
Tabelle 2: Rechenbeispiel mit 100 Elektrofahrzeugen (EV) in einem Versorgungsgebiet	32

Vorwort

Die Netzintegration der Elektromobilität ist ein wichtiger Baustein der Energiewende. Die zunehmende Nutzung des Stromnetzes durch die Ladevorgänge vieler Elektrofahrzeuge stellt die Netzinfrastruktur vor neue Herausforderungen.

Damit die derzeitige Versorgungsqualität der allgemeinen elektrischen Energieversorgung weiterhin effizient aufrecht erhalten werden kann, sind netztechnische/netzbetriebliche Anforderungen bei der Netzintegration der Elektromobilität einzuhalten. Weiterhin sind hierfür belastbare Ausbauszenarien hilfreich bzw. notwendig, um eine optimale Weiterentwicklung der Netze und Ladeinfrastruktur zu ermöglichen.

Die in diesem Zusammenhang wichtigen Aspekte werden nachfolgend beleuchtet und im Kontext der Energiewende eingeordnet.

Die Projektgruppe „Netzintegration Elektromobilität“ des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) hat dazu den vorliegenden FNN-Hinweis erarbeitet.

Einleitung

Die Elektromobilität wird in der Zukunft eine hohe Durchdringung erreichen. Dies legen alle relevanten Studien der letzten Jahre nahe (siehe VDE|FNN-BDEW-Metastudie 2018 (1)), lediglich der zeitliche Hochlauf ist noch ungewiss. Das Laden der Elektrofahrzeuge stellt dabei eine zusätzliche Belastung für das Stromnetz dar. Wie stark sich dieser Effekt auswirkt, hängt davon ab, in welchem Maße und wie schnell Elektromobilität für den Individualverkehr, ÖPNV und Güterverkehr Einzug findet. Nachdem in den vergangenen Jahren insbesondere die Elektrifizierung der PKW im Vordergrund stand, rücken jetzt auch zunehmend Busse und LKW in den Fokus.

Es wird davon ausgegangen, dass infolge der technologischen Entwicklung nicht nur rein batterieelektrische Fahrzeuge den Markt bestimmen, sondern zukünftig im Technologiemix auch andere alternative Antriebe wie beispielsweise Brennstoffzellen zum Einsatz kommen. Damit verbundene Fragen der Sektorkopplung sind nicht Gegenstand dieses Hinweises.

Für die Elektrifizierung des Verkehrssektors sprechen beispielsweise folgende Gründe:

- Im Rahmen des Klimaabkommens sollen in Deutschland bis 2050 die Treibhausgas-Emissionen gegenüber 1990 um 80 % bis 95 % gesenkt werden. Dafür muss die Elektromobilität ausgebaut werden.
- Deutliche Reduktion der lokalen Emissionen zur Verbesserung der Luftqualität in Ballungsräumen (BMVi-Förderprojekt „Saubere Luft 2017-2020“)
- Die Nutzung von elektrischer Energie, insbesondere in batterieelektrischen Fahrzeugen, weist die höchste Energieeffizienz auf. In einer auf erneuerbaren Energien basierenden Energieerzeugung ist damit eine effiziente – quasi CO₂-neutrale – Mobilität möglich.

Dieser Hinweis soll daher nicht die möglichen Hochlaufsznarien beleuchten oder Durchdringungsgrade festlegen, sondern die technischen und planerischen Hintergründe darlegen, sodass eine sichere, zuverlässige und effiziente Netzintegration der Elektromobilität erfolgen kann.

Aus Sicht des Stromnetzes ist ein Elektroauto zunächst einmal ein neuer, mobiler Stromverbraucher mit relativ großer Leistung und hohem – schwer planbarem – Energiebedarf, hoher Speicherkapazität und optional zeitlicher Flexibilität des Leistungsbedarfs. Das macht die Aufgabe, Energieerzeugung und -verbrauch jederzeit im Gleichgewicht zu halten, erst einmal komplexer. Ladevorgänge können das Netz zusätzlich belasten und weiteren Netzausbau notwendig machen. Das muss aber nicht immer der Fall sein, wenn Elektromobilität vorausschauend und gezielt netzdienlich ins Stromsystem integriert wird. Durch die in Summe hohen zusätzlichen Batteriekapazitäten entsteht ein großes Potential zur flexiblen Integration erneuerbarer Energien.

Vor diesem Hintergrund werden die Einflussgrößen auf die Entwicklung der Elektromobilität und der entsprechenden Ladeinfrastruktur betrachtet und deren Herausforderungen bei der Netzintegration dargestellt. Der bestehende Handlungsbedarf wird identifiziert und es werden geeignete Lösungswege und Handlungsoptionen aufgezeigt. Diese werden an die betroffenen Fachkreise, Ordnungsgeber und weitere Adressaten weitergegeben.

Die Unterlage fördert fachbereichsübergreifend das Verständnis und die Einordnung der verschiedenen Themenfelder rund um die Netzintegration der Elektromobilität mit dem Ziel eines zügigen netzverträglichen Ausbaus der notwendigen Ladeinfrastruktur.

1 Anwendungsbereich

Dieser Hinweis richtet sich an Netzbetreiber, Ladeinfrastrukturbetreiber, Hersteller von Elektrofahrzeugen, Planer und Errichter von Ladeinfrastruktur sowie Anbieter von Energie- bzw. Lastmanagementsystemen. Es wird insbesondere die Schnittstelle zwischen dem öffentlichen Stromnetz und der Kundenanlage betrachtet (Netzverknüpfungspunkt). In der Niederspannung endet damit der Betrachtungsbereich z. B. am Hausanschlusskasten des Gebäudes bzw. der Ladesäule für direkt am Netz angeschlossene Ladesäulen.

Ausgehend von den Herausforderungen werden Lösungswege aufgezeigt und notwendige einzuhaltende netzbetriebliche Anforderungen dargestellt. Ergänzend werden Handlungsoptionen unter Berücksichtigung spezifischer Gegebenheiten aufgezeigt sowie Hinweise für flankierende Rahmenbedingungen gegeben.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente berühren die Thematik dieses FNN-Hinweises und sind daher gegebenenfalls bei Anwendung des FNN-Hinweises zu berücksichtigen. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen). Die Tabelle erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Tabelle 1: Normative Verweisungen

Bezeichnung	Beschreibung
VDE-AR-N 4100 (TAR NS)	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb
VDE-AR-N 4105	Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
VDE-AR-N 4110 (TAR MS)	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb
VDE-AR-N 4120 (TAR HS)	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb
Normenreihe DIN EN 61850 (VDE 0160-850)	Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung
IEC 63110	Standardizing the Management of Electric Vehicle (Dis-)Charging Infrastructures
BSI TR-03109-1	Technische Richtlinie: Anforderungen an die Interoperabilität einer Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems
DIN EN 62752 (VDE 0666-10)	Ladeleitungsintegrierte Steuer- und Schutzeinrichtung für die Ladebetriebsart 2 von Elektro-Straßenfahrzeugen (IC-CPDs)
Normenreihe DIN EN 61000 (VDE 0839-1-2)	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)
DIN EN ISO 17409	Elektrisch angetriebene Straßenfahrzeuge – Anschluss an eine externe Stromversorgung – Sicherheitsanforderungen
Normenreihe DIN EN ISO 15118	Straßenfahrzeuge – Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation
Normenreihe DIN EN 61851 (VDE 0122)	Elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen – Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge
Normenreihe E DIN EN 61980	Kontaktlose Energieübertragungssysteme (WPT) für Elektrofahrzeuge
DIN VDE 0100-722 (VDE 0100-722)	Errichten von Niederspannungsanlagen; Teil 7-722: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Stromversorgung von Elektrofahrzeugen
VDE-AR-E 2418-3-100	Elektromobilität – Messsysteme für Ladeeinrichtungen
Ladesäulenverordnung (LSV)	Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile

3 Begriffe und Abkürzungen

3.1 Begriffe

Batterieelektrisches Fahrzeug (BEV)

Bezieht die Antriebsenergie aus der Fahrzeugbatterie, welche einen oder mehrere Elektromotoren als einzige Vortriebsquelle speist

Durchdringung

Beschreibt eine relative Angabe, welche die Anzahl der Elektrofahrzeuge im Verhältnis zum Gesamtflottenbestand des jeweiligen Betrachtungsgebiets beschreibt

Hochleistungsladen

Ladevorgänge mit einer Ladeleistung ab 150 kW¹

Kundenanlage

Gesamtheit der elektrischen Betriebsmittel hinter der Übergabestelle mit Ausnahme der Messeinrichtung zur Versorgung der Anschlussnehmer und der Anschlussnutzer

Anmerkung zum Begriff: Die Kundenanlage ist identisch mit der elektrischen Anlage nach NAV

Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge

Einrichtung nach DIN EN 61851 (VDE 0122) (alle Teile) oder nach E DIN EN 61980 (alle Teile), mit der ein Energieaustausch eines Elektrofahrzeuges zwischen einem Niederspannungsnetz / einer Elektroinstallation und einer Stromquelle oder einer Last hergestellt werden kann

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Ladeeinrichtung besteht entweder aus stationären Komponenten zum leitungsgebundenen Laden wie einer AC- oder einer DC-Ladestation oder einem nach DIN VDE 0100-722 (VDE 0100-722) errichteten Stromkreis, der für den Anschluss von ladeleitungsintegrierten Steuer- und Schutzeinrichtungen für die Ladebetriebsart 2 von Elektrofahrzeugen nach DIN EN 62752 (VDE 0666-10) installiert worden ist.

Anmerkung 2 zum Begriff: Eine AC-Ladeeinrichtung versorgt das Elektrofahrzeug mit Wechsel-/ Drehstrom (Umrichter im Fahrzeug), eine DC-Ladeeinrichtung versorgt das Elektrofahrzeug mit Gleichstrom (Umrichter in der Ladeeinrichtung).

Lastmanagement

Steuerung von Geräten (elektrische Verbrauchsmittel, Erzeugungsanlagen, Speicher und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge)

Anmerkung zum Begriff: abweichend von VDE-AR-N 4100 wird in diesem Dokument der Begriff Lastmanagement nicht nur für die Beeinflussung durch den Netzbetreiber, sondern auch durch den Kunden oder durch Dritte verstanden. Die Beeinflussung der Geräte kann direkt oder über ein Lastmanagementsystem erfolgen.

Leistungsangaben

Üblicherweise werden im VDE-Normenwerk Wechselstromleistungen in kVA angegeben und auf den Anschlusspunkt bezogen. In anderen Veröffentlichungen (EU-Richtlinie, Normungsroadmap) wird auch kW verwendet.

Normalladen

Ladevorgänge mit einer Ladeleistung von bis zu 22 kW¹

Plug-In-Hybrid Fahrzeug (PHEV)

Stellt eine Sonderform des Hybrid-Fahrzeugs dar, welche sich durch das Vorhandensein von Verbrennungs- und Elektromotor auszeichnet. Die Besonderheit gegenüber anderen Hybriden stellt die Ladeschnittstelle dar, über die ein Aufladen der Fahrbatterie im Stand möglich ist.

Schnellladen

Ladevorgänge mit einer Ladeleistung von mehr als 22 kW¹

(nutzbarer) Energieinhalt des Speichers:

Die zwischen dem im Betrieb erreichbaren oberen Ladezustand und dem im Betrieb definierten Entladeschluss entnehmbare Energie (Einheit: kWh)

Anmerkung zum Begriff: Entscheidend ist die Energie, die beim Entladen mit dem Bemessungsstrom nutzbar ist.

Steuerung

Im Sinne dieses Hinweises umfasst Steuerung auch den Umstand der Beeinflussung unter Verwendung einer bidirektionalen Kommunikation zwischen Ladepunkt und Fahrzeug. Steuerung geht damit weit über die in der Energiewirtschaft bislang gebräuchliche Verwendung (Schalten von und Einwirken auf Endgeräte ohne Kenntnis des Gerätebedarfs) hinaus.

Unsymmetrie

Ungleichmäßige Scheinleistung zwischen den Außenleitern bzw. zwischen dem Außenleiter und dem Neutralleiter, berechnet aus den jeweiligen Strom- und Spannungs-Effektivwerten unter Berücksichtigung des Verschiebungsfaktors

3.2 Abkürzungen

Abkürzung	Beschreibung
AC	Wechselstrom (Alternating Current)
AR	Anwendungsregel
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug (Battery Electric Vehicle)
CCS	Combined Charging System
DC	Gleichstrom (Direct Current)
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DIN SPEC	DIN Spezifikation
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EMS	Energiemanagementsystem
HEMS	Hausenergiemanagementsystem
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
ISO	Internationale Organisation für Normung
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau

¹ an der Fahrzeugschnittstelle

kVA	Kilovoltampere, Einheit der Scheinleistung
kW	Kilowatt, Einheit der Wirkleistung
LSV	Ladesäulenverordnung
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
OCPP	Open Charge Point Protocol
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PHEV	Plug-In Hybrid (Electric Vehicle)
TAB	Technische Anschlussbedingung
TAR	Technische Anschlussregel
WEG	Gesetz über das Wohnungseigentum und das Dauerwohnrecht

4 Marktentwicklung und Anforderungen an die Ladeinfrastruktur

Aus technischer und ökonomischer Sicht sowie dem Komfortbedürfnis der Nutzer zeichnet sich ein hoher Bedarf für das Laden an Orten mit langer Standzeit ab. Dies wird zu einem überwiegenden Anteil das Laden zu Hause sein, sowie das Laden am Arbeitsplatz. Weiterhin wird ein Bedarf an Schnellladeplätzen für das Laden unterwegs, z. B. entlang der Autobahnen, insbesondere mit der weiteren Steigerung der Batteriekapazitäten wachsen, da die Eignung der Fahrzeuge als Langstreckenfahrzeuge zunimmt.

Die perspektivischen Anforderungen an die Ladeinfrastruktur sind abhängig von

- der Marktentwicklung der Elektromobilität,
- der von den Elektrofahrzeugen unterstützten Ladetechnologien,
- der unterstützten Ladeleistung je Ladetechnologie und
- dem damit verbundenen Energie- und Leistungsbedarf.

Hinsichtlich des Energiebedarfs für den einzelnen Ladevorgang sind entscheidend:

- die elektrisch zurückgelegte Fahrstrecke zwischen zwei Ladeereignissen/-möglichkeiten
- der spezifische elektrische Verbrauch beim Fahren
- der aktuelle Energieinhalt und die Kapazität der Batterie
- das Nutzerverhalten

Hinsichtlich des Leistungsbedarfs ist die maximal mögliche Ladeleistung des Elektrofahrzeuges entscheidend, die unter anderem davon abhängt, ob es sich um ein batterieelektrisches Fahrzeug (BEV) oder Plug-In-Hybrid-Fahrzeug (PHEV) handelt. Perspektivisch wird der Unterschied der Ladeleistung zwischen BEV und PHEV nicht mehr die heutige Bedeutung haben.

Der Leistungsbedarf der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge kann auch bereits bei geringer Marktdurchdringung aufgrund von lokaler und zeitlicher Häufung oder aufgrund marktseitiger Steuerung zu Netzengpässen führen.

Daher liegt der Fokus auf der Leistungsbetrachtung, wobei verschiedene Anwendungsfälle beim Laden eines Elektrofahrzeuges zu unterscheiden sind:

- privates Normalladen, z. B. zu Hause oder am Arbeitsplatz
- öffentliches Normalladen, z. B. am Straßenrand, auf einem Parkplatz oder im Parkhaus
- öffentliches Schnellladen, z. B. an der Autobahn

Beim privaten Normalladen ist davon auszugehen, dass beim heimischen Laden in der Regel das Aufladen des Elektrofahrzeuges in der Ruhephase des Nutzers oder beim Laden am Arbeitsplatz während der Standzeit des Elektrofahrzeuges (Mitarbeiterfahrzeuge und Flottenfahrzeuge) erfolgt.

Beim öffentlichen Normalladen müssen zwei Fälle unterschieden werden:

- Fall 1: Parken und Laden für eine begrenzte Zeit z. B. während eines Einkaufs oder Kino-Besuchs. Hier ist aus Nutzersicht eine Reduzierung der Ladeleistung zu vermeiden, kann jedoch aus Netzsicht erforderlich werden.
- Fall 2: Parken und Laden mit längerer Parkdauer, z. B. über Nacht. Hier kann in der Regel aus Nutzersicht ein Lastmanagement toleriert werden, sofern weiterhin die benötigte Energie während der Standzeit nachgeladen werden kann.

Beim öffentlichen Normalladen werden heute noch keine relevanten Netzengpässe gesehen.

Perspektivisch können jedoch bei zunehmender Marktdurchdringung der Elektromobilität Netzengpässe auftreten, denen dann mit Lastmanagement oder Netzverstärkungen begegnet werden muss.

Beim öffentlichen Schnellladen, z. B. an Autobahnen, möchte der Nutzer des Elektrofahrzeuges gerade eine möglichst schnelle Aufladung seines Elektrofahrzeuges sichergestellt wissen. Daher kommt hier eine Begrenzung der Ladeleistung aus Netzsicht nur im Extremfall in Frage.

Der Fokus wird in diesem FNN-Hinweis auf das private Normalladen gelegt, da insbesondere dieser Fall zusätzliche Anforderungen an Planung und Betrieb für die bestehenden Verteilnetze stellt.

4.1 Fokus Individualverkehr (PKW)

Verschiedene Studien zeigen einen sehr breiten Korridor für den Markthochlauf der Elektromobilität, sodass mit dem derzeitigen Kenntnisstand keine belastbare Aussage für den erforderlichen Netzausbau getroffen werden kann. Einen Überblick gibt die Metastudie „Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität“ von VDE|FNN und BDEW. In Abbildung 1 sind die angenommenen Durchdringungsgrade Studien dargestellt.

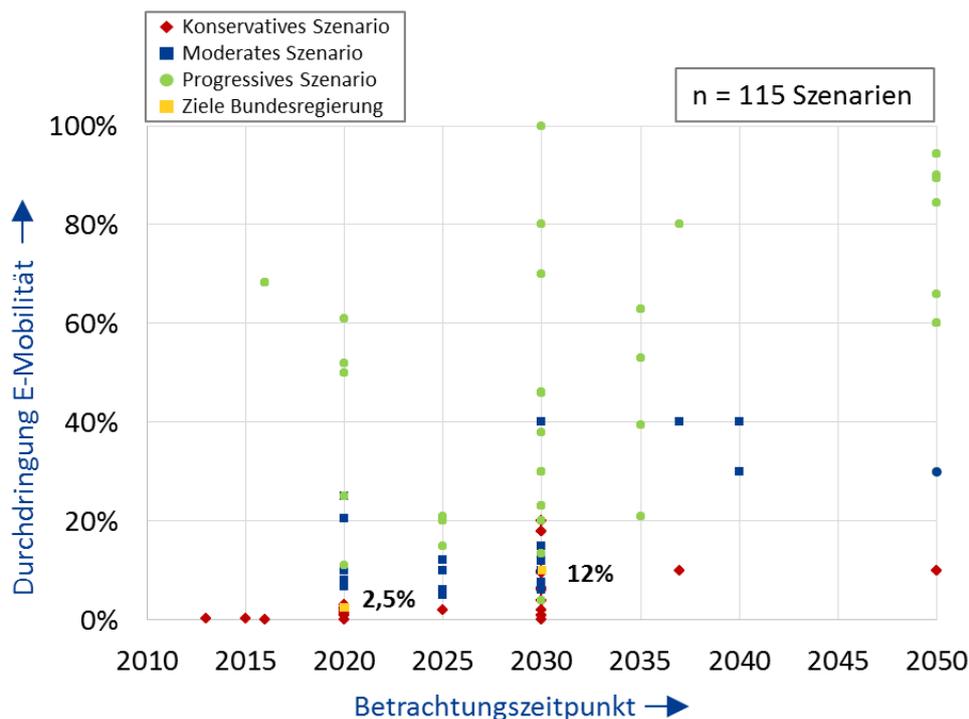


Abbildung 1: Angenommene Durchdringungen von Elektrofahrzeugen (PKW) im Rahmen der betrachteten Studienszenarien (Quelle: VDE|FNN-BDEW-Metastudie - Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität (1))

Unabhängig von den Annahmen von Zeitpunkt und Durchdringung, muss aufgrund der typischen Investitionszyklen der Netzbetriebsmittel bereits jetzt begonnen werden die heutige Infrastruktur mit Augenmaß auf den zukünftigen Bedarf vorzubereiten.

Die Metastudie kommt zu folgenden Kernbotschaften:

- Gleichzeitigkeit und lokale Netzsituation sind zentrale Kenngrößen

Die durch Elektromobilität resultierende Netzbelastung ist im Wesentlichen abhängig von zwei Faktoren:

1. der Anzahl der Elektrofahrzeuge, ihrer Ladekurve und der aus ihrem Ladeverhalten resultierenden Gleichzeitigkeit sowie
2. die konkrete lokale Situation im jeweiligen Verteilnetz

- Entwicklungspfad Elektromobilität noch nicht erkennbar

Aus den in den Studien untersuchten Szenarien lassen sich keine belastbaren Entwicklungspfade für die Elektromobilität und ihre technische Ausgestaltung ableiten. Es besteht demnach eine hohe Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung der Elektromobilität und ihren Auswirkungen. Dies stellt ein hohes Investitions- und Betriebsrisiko für Netzbetreiber dar. Daher benötigen Netzbetreiber Werkzeuge zum Umgang mit dieser Unsicherheit.

- netzdienliche Steuerbarkeit ist entscheidend²

Eine netzdienliche Steuerbarkeit der Ladeeinrichtungen ist entscheidend für eine erfolgreiche, kurzfristig realisierbare Netzintegration der Elektromobilität.

- Flexibilität durch Elektromobilität

Lokale Synergieeffekte zwischen Elektromobilität und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien sind möglich. Für einen höheren Beitrag der Elektromobilität zur Systemintegration der erneuerbaren Energien sind jedoch sowohl die Steuerbarkeit³ als auch mittelfristig entsprechend ausgebaute Netz erforderlich.

- Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen

Eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen ist notwendig zur Ermöglichung von bidirektionalem Laden sowie zur kurzfristig umsetzbaren Implementierung intelligenter Technologien.

Quelle: VDE|FNN-BDEW-Metastudie (1)

Aufgrund der derzeitigen Marktdurchdringung der Elektrofahrzeuge kommt es aktuell zu keinen Engpässen im öffentlichen Niederspannungsnetz. Jedoch kann eine kurzfristig hohe Durchdringung innerhalb eines Versorgungsgebietes lokale Engpässe hervorrufen.

Der oben genannten Forderung nach netzdienlicher Steuerbarkeit wird in der VDE-AR-N 4100 dadurch Rechnung getragen, dass der Verteilnetzbetreiber bei Ladeeinrichtungen ab 12 kVA eine Steuerbarkeit fordern darf.

Als Beispiel für die zu erwartende Entwicklung des Individualverkehrs werden nachfolgend die Annahmen für die Metropole Hamburg dargestellt, da diese auf umfangreichen Untersuchungen basieren. Sie können damit beispielhaft für andere Metropolen sein.

Die Stadt Hamburg wurde als Beispiel gewählt, da Hamburg derzeit die Metropole mit der höchsten Durchdringung an Ladeinfrastruktur ist.

² Hierbei ist der Aspekt der Wirkleistungssteuerung vorrangig und nachgeordnet weitere Aspekte, wie das Blindleistungsmanagement gemeint.

³ Siehe auch Definition Steuerbarkeit in Abschnitt 3.1

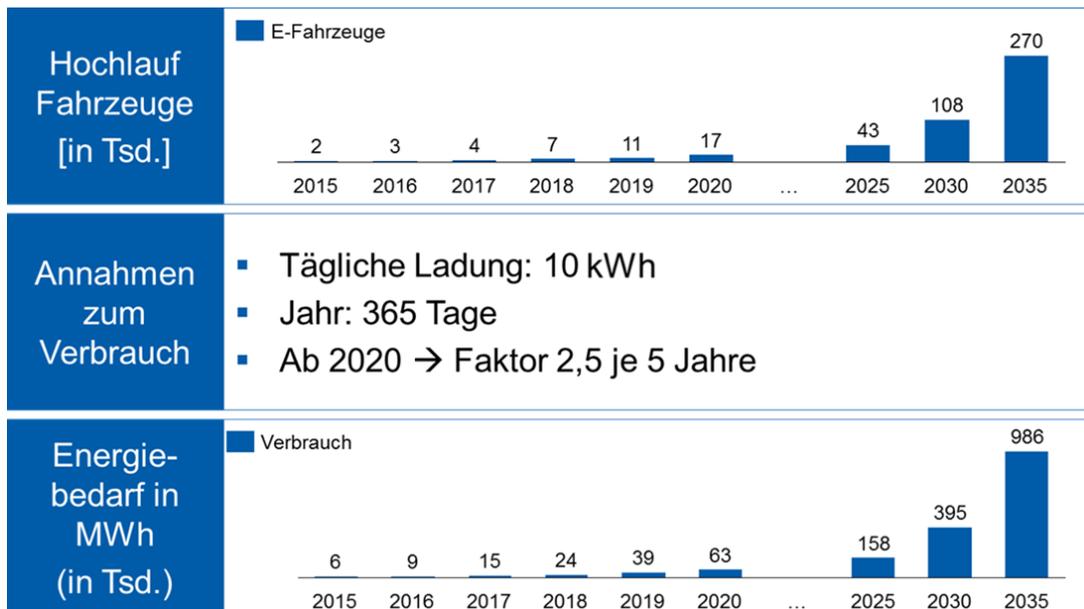


Abbildung 2: Entwicklung der Elektromobilität in Hamburg (Quelle: Stromnetz Hamburg)

Diese Hochlaufkurve in Abbildung 2 mit 108.000 Elektrofahrzeugen in 2030 entspricht anteilig den Zielen der Bundesregierung (vgl. auch Abbildung 5).

Die nachfolgenden Abbildungen Abbildung 3 und Abbildung 4 zeigen die zeitliche Verteilung der an öffentlicher Ladeinfrastruktur bezogenen Energie.

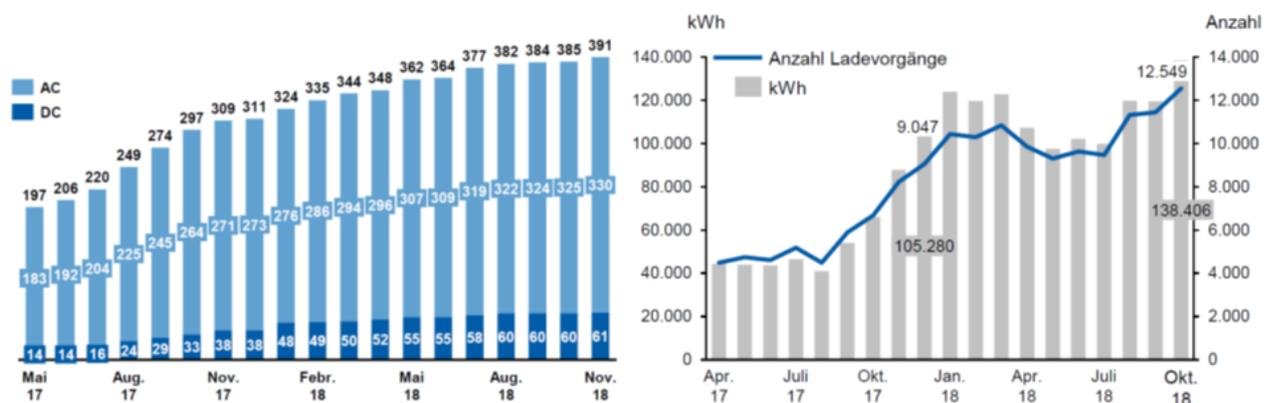


Abbildung 3: Anzahl öffentlicher Ladeinfrastruktur im Hamburger Stadtgebiet und Auswertung der Anzahl Ladevorgänge in Bezug auf die abgenommene Leistung von Mai 2017 bis Oktober 2018 (Quelle: Stromnetz Hamburg)

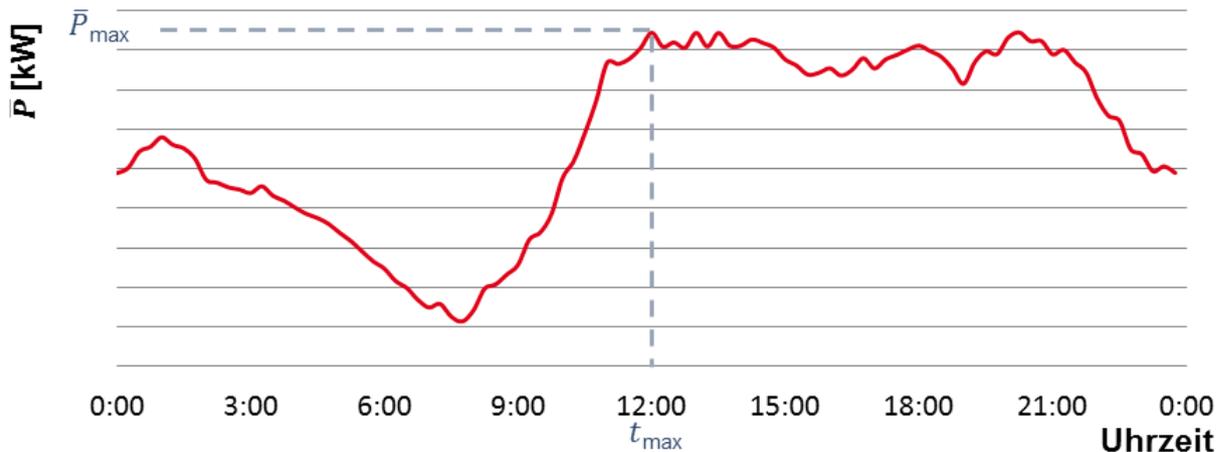


Abbildung 4: Mittlere Last an der öffentlichen Ladeinfrastruktur in Hamburg (Quelle: Stromnetz Hamburg)

Die Nutzung öffentlicher Ladeinfrastruktur wird sich voraussichtlich in den nächsten Jahren ändern (zunehmender Anteil privater Nutzer, die auf öffentliche Ladeinfrastruktur angewiesen sind).

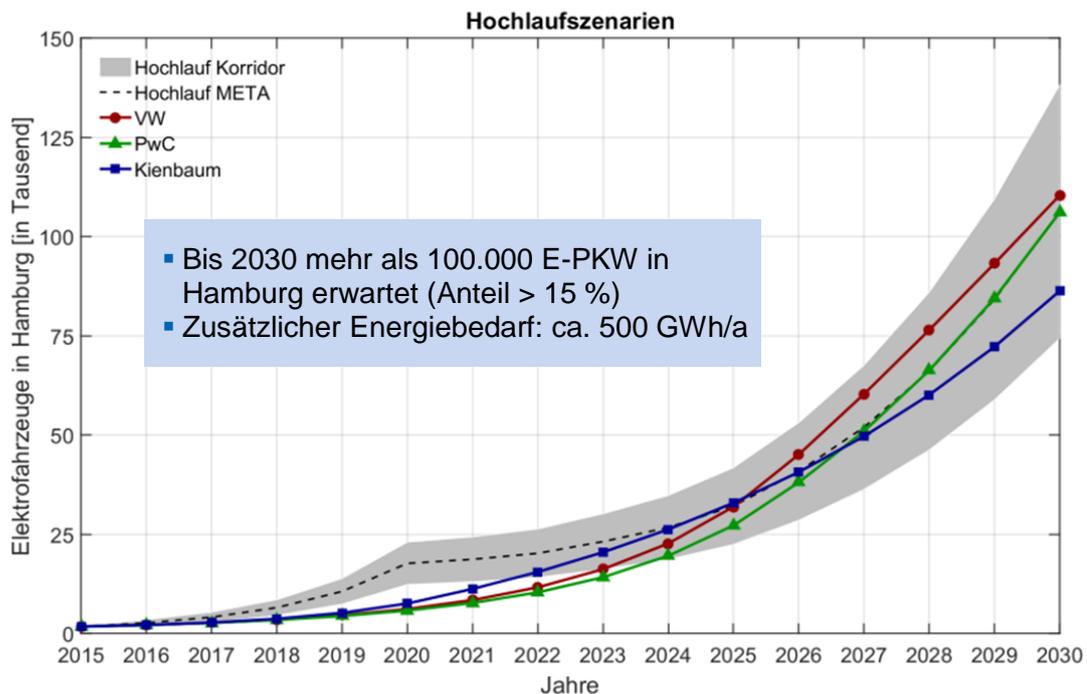


Abbildung 5: Hochlaufkurven verschiedener Untersuchungen für die Anzahl von Elektrofahrzeugen im Hamburger Stadtgebiet; die Abweichung im Anstieg bis 2020 in der Metastudie der HSU (2) ist bedingt durch regionale Vorgaben zur Umstellung öffentlicher PKW-Flotten auf Elektromobilität

4.2 Öffentlicher Personennahverkehr und innerstädtischer Lieferverkehr

Vielorts wird nicht nur die Elektrifizierung des Individualverkehrs vorangetrieben, sondern ebenso die des öffentlichen Personennahverkehrs und des Lieferverkehrs insbesondere im innerstädtischen Bereich. Auch für diese Fahrzeuge sind entsprechende Ladeeinrichtungen zu errichten und die elektrische Energie bereitzustellen. Diese Entwicklung ist grundsätzlich durch die Netzbetreiber zu berücksichtigen. Am Beispiel Hamburgs sollen die Auswirkungen kurz veranschaulicht werden: Ab 2020 werden bei den ÖPNV-Busbetreibern nur noch lokal emissionsfreie Busse beschafft. Bis 2030 muss der gesamte Hamburger Fuhrpark mit ca. 1.600 Bussen lokal emissionsfrei sein. Dazu wurden verschiedene Szenarien zur Nutzung u. a. von Wasserstoff als lokal emissionsfreier Energieträger untersucht (2). Beide Busbetreiber werden jedoch rein elektrisch betriebene Fahrzeuge einsetzen.

Die netztechnischen Voraussetzungen dafür sind bereits heute zu schaffen. Bis Januar 2019 sind zwei der zehn Busbetriebshöfe in Hamburg netzseitig auf vollelektrischen Betrieb umgestellt und in Betrieb genommen worden. Beide Betriebshöfe zusammen haben eine Anschlussleistung von ca. 23 MVA. Für alle zehn Betriebshöfe wird derzeit mit einer Gesamtanschlussleistung von ca. 90 MVA kalkuliert, die spätestens ab 2030 aus dem Netz bereitzustellen ist. Je nach spezifischer Anschlussleistung ist dabei ein Anschluss an das Hoch- bzw. Mittelspannungsnetz erforderlich.

Darüber hinaus gibt es Bestrebungen, die Nutzung der Elektromobilität für die innerstädtische Transport- und Logistikbranche zu incentivieren. Hamburg beteiligt sich ebenso wie Baden-Württemberg und Hessen an dem nationalen Förderprojekt ZUKUNFT.DE (3). Inhalte des Projektes, das sich räumlich vorwiegend auf die hier kooperierenden Bundesländer Baden-Württemberg, Hamburg und Hessen erstreckt, sind bis zu 500 Elektrotransporter in der innerstädtischen Paketzustellung auf der sogenannten „Letzten Meile“, der Aufbau von Ladeinfrastruktur für die E-Transporter auf einer Vielzahl betrieblicher Verteilzentren und Depots sowie ein breit angelegtes wissenschaftliches Monitoring.

Die Bereitstellung elektrischer Energie an den Logistikverteilzentren sowie gegebenenfalls im innerstädtischen Bereich ist dabei zu berücksichtigen und soll im Rahmen dieses Leitprojektes wissenschaftlich untersucht werden.

5 Ladetechnologien, Ladeleistungs- und Ladeenergiebedarf

5.1 Aktuell

Im Rahmen dieses Hinweises werden ausschließlich Fahrzeuge betrachtet, die mittels Ladeeinrichtungen mit elektrischer Energie versorgt werden können. Die Abgrenzung ist in Abbildung 6 dargestellt.

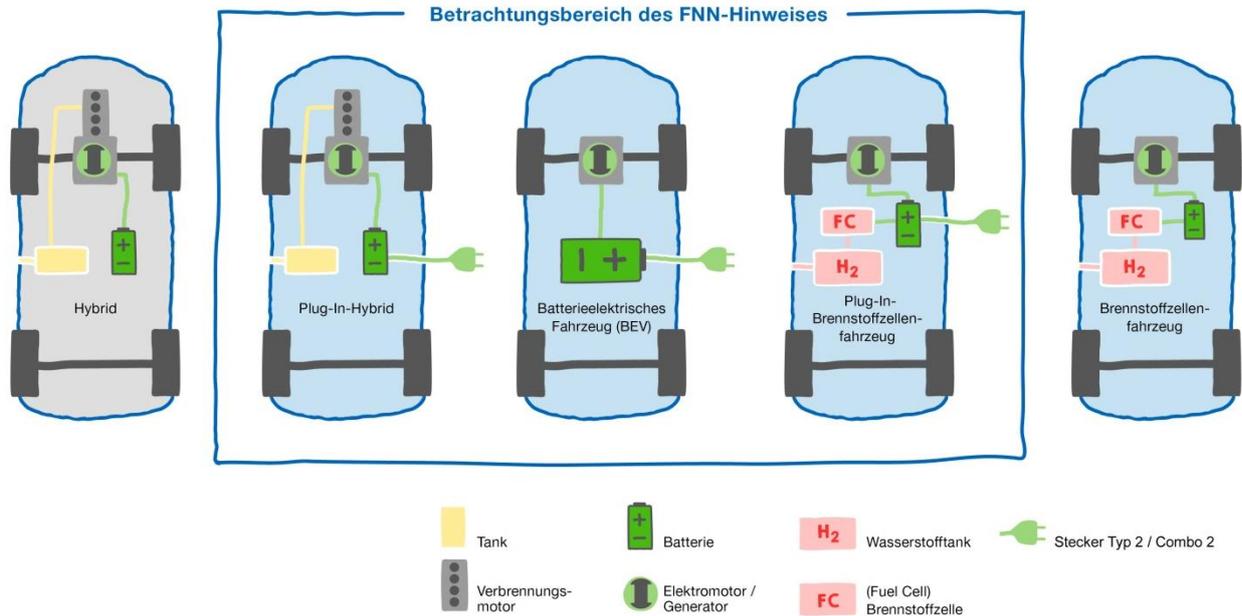


Abbildung 6: Vielfalt elektromobiler Antriebskonzepte im Vergleich zum konventionellen Antrieb

Mögliche Ladeleistungen für die betrachteten Ladetechnologien (Abbildung 7) in Abhängigkeit zu den verschiedenen Orten und daraus resultierenden Anschlussleistungen (Abbildung 8) sind im folgenden dargestellt.

Übersicht Lademöglichkeiten

	AC-Laden	DC-Laden	Induktives Laden
Normal-laden	3,7 kW		3,7 kW
	7,4 kW		7,4 kW
	11 kW	10 kW	11 kW
	22 kW	20 kW	22 kW
Schnell-laden	43 kW	50 kW	
Hoch-leistungsladen		150 kW	
		400 kW	
	Typ 2 Combo 2 	Combo 2 	Primär-, Sekundärspule
	bzw. Mindeststandard nach Ladesäulenverordnung		

Abbildung 7: Übersicht über die Lademöglichkeiten mit ihren typischen Ladeleistungen

Anwendungsfall	private Ladepunkte		öffentlich zugängliche Ladepunkte	
				
	Heimladepunkte	Flotten, Parkhäuser	"Laternenladen", Raststätten, Parkhäuser	
Ladetechnologie	AC oder DC	AC oder DC	AC	DC
Typischer Anschluss je Ladepunkt	1-phasig, 3,7 kVA 3-phasig, 11 kVA selten 3-phasig, 22 kVA	1-phasig, 3,7 kVA 3-phasig, 11 kVA 3-phasig, 22 kVA	3-phasig, 11 kVA 3-phasig, 22 kVA selten 3-phasig, 43 kVA	3-phasig 22 kVA 3-phasig 55 kVA 3-phasig 150-450 kVA
Last-/ Flexibilitätsmanagement	Netzdienliches Steuern, Kundenseitiges Lastmanagement	Kundenseitiges Lastmanagement	Keine Steuerung ¹	Keine Steuerung ²
¹ ggf. in Verbindung mit „Übernacht“-Ladetarif				
² ggf. in Verbindung mit Vorladespeicher oder lokalem Lastmanagement				

Abbildung 8: Übersicht zu typischen Anwendungsfällen und Leistungsbedarf

Die typische Ladeleistung der derzeit im Feld befindlichen Fahrzeuge liegt zwischen 3,7 kW und mehr als 100 kW. Ladeleistungen bis zu 450 kW befinden sich in der Standardisierung und werden gerade begonnen aufzubauen. Insbesondere für PHEV ist aktuell einphasiges Laden an einer Haushaltssteckdose mit Leistungen kleiner 3 kW sehr verbreitet. Dies stellt eine besondere Belastungssituation für die vorhandene elektrische Kundenanlage dar, die darauf nicht ausgelegt und daher im Vorfeld von einer Elektrofachkraft zu prüfen ist. Mit zunehmender Batteriegröße wird der Anteil der Ladevorgänge mit dieser Ladeleistung zurückgehen. Für Ausnahmefälle wird diese Ladeart allerdings auch weiterhin Bestand haben.

Im Rahmen dieses Hinweises erfolgt eine Fokussierung auf das Laden an privater Ladeinfrastruktur. Hier wird erwartet, dass die Ladeleistung nicht höher als 22 kW sein wird.

Ob die Ladung mittels AC- oder DC-Ladeinfrastruktur erfolgt, ist leistungsmäßig für das Niederspannungsnetz nicht relevant. Heute wird im privaten Bereich derzeit fast ausschließlich mittels AC-Ladeinfrastruktur geladen; in einigen Jahren sind auch DC-Wallboxen für den privaten Bereich zu erwarten (Abbildung 7, Normalladen). Für DC-Ladeinfrastruktur sind bereits heute Anforderungen für netzdienliches Verhalten (Q(U), P(f)) in den VDE-Anwendungsregeln festgelegt.

Der Leistungsbedarf hängt sehr stark von der Fahrzeugart (PHEV, BEV) und dem Energieinhalt der installierten Batterie ab. PHEV haben tendenziell aufgrund der kleineren Batteriekapazität auch eher einen niedrigen Ladeleistungsbedarf, der heute in der Regel einphasig bereitgestellt wird. Seitens Politik und auch Markt werden größere elektrische Reichweiten gefordert, sodass Batterien mit größerem Energieinhalt zum Einsatz kommen werden und eine Steigerung der Ladeleistung erwartet wird. Dieser Trend ist bereits zu beobachten. Inzwischen sind die ersten PHEV mit zweiphasigen Ladegeräten, teilweise als Sonderausstattung, im Markt. Eine konsequente Weiterentwicklung in Richtung dreiphasiges AC-Laden oder auch DC-Laden wird auch für PHEV prognostiziert.

BEV ermöglichen schon heute höhere Ladeleistungen. Dies wird fahrzeugseitig durch dreiphasiges AC-Laden oder ein- bis dreiphasiges AC-Laden in Verbindung mit DC-Laden realisiert. Eine Besonderheit

werden die Fahrzeuge mit einphasigem AC-Interface (Typ 1) bleiben, da er ursprünglich für den US und japanischen Markt vorgesehen war.

5.2 Perspektivische Entwicklung

Für die Zukunft ist zu erwarten, dass das Laden komfortabler wird und sich die Ladeleistungen der Ladeinfrastruktur an den Bedürfnissen der Kunden an den jeweiligen Orten ausrichten werden.

So werden zur Absicherung der elektrischen Langstreckenmobilität in den nächsten Jahren Ladestationen mit sehr hoher Ladeleistung (≥ 350 kW DC je Ladepunkt) entstehen. Bereits ein Betreiber hat beispielsweise angekündigt, bis 2020 in Europa 400 Ladestationen mit im Mittel sechs Ladepunkten zu errichten. Diese Ladestationen werden – wie in Abbildung 9 beispielhaft dargestellt – in der Regel über eine Kundenstation an das Mittelspannungsnetz angeschlossen.



Abbildung 9: Beispiel-Ladestationen mit sehr hoher Ladeleistung

Induktives Laden wird als Ladetechnologie betrachtet, die dem Kunden eine komfortable Alternative für das kabelgebundene Laden bietet. Hierbei erfolgt die Energieübertragung berührungslos zwischen einer Bodenplatte und der Fahrzeugspule. Die übertragbare Ladeleistung hängt beim induktiven Laden stark von der zur Verfügung stehenden Fläche für die fahrzeugseitige Spule ab. Die Effizienz der Energieübertragung wird im Wesentlichen durch die Breite des Luftspaltes zwischen Fahrzeug und der Bodenplatte beeinflusst.

Im Bereich der PKW bewegt sich die maximal induktiv übertragbare Leistung in der Größenordnung bis 22 kW (siehe auch Abbildung 7) und ist somit aus Netzbetreibersicht vergleichbar mit dem AC- und DC-Laden im privaten Umfeld. Standardisierte Lösungen sind nicht vor 2021 zu erwarten.

5.3 Entwicklung Batteriekapazitäten

Exakte Prognosen zur Entwicklung der Batteriekapazitäten liegen nicht vor. Mit erhöhten elektrischen Reichweitenanforderungen, insbesondere gegenüber den heute üblichen 30 bis 50 km bei PHEV, wird die rein elektrische Fahrstrecke und somit der elektrische Energiebedarf steigen. Bei batterieelektrischen Langstreckenfahrzeugen werden Reichweiten von bis zu 500 km avisiert. Dies entspricht bei einem Durchschnittsverbrauch von 20 kWh/100 km einer erforderlichen Batteriekapazität von ca. 100 kWh.

Aufgrund von Volumen- und Gewichtsrestriktion im Fahrzeug wird bei BEV mit den aktuellen Batterietechniken nur in wenigen Fahrzeugtypen eine weitere signifikante Steigerung der Maximalwerte erwartet. Im Durchschnitt ist aber eine Tendenz zu höheren Energieinhalten zu erwarten. Dies ist jedoch von nachgeordneter Bedeutung für die Auslegung der Ladeleistung im privaten Bereich.

5.4 Weitere Entwicklung des Gesamtsystems

Zur Frage der zukünftigen Verteilung der Ladetechnologien und Ladeleistungen ist derzeit keine belastbare Aussage möglich, da dies abhängig von der Entwicklung der Fahrzeugausstattung, der Entwicklung des Ladeinfrastrukturangebotes und der Kundenakzeptanz (Nutzungsverhalten, Preissensitivität) ist.

Fahrzeugseitig sind unter anderem folgende Faktoren relevant:

- AC-Ladeleistung (Ladegerät)
- DC-Ladeleistung (Spannungshöhe und Maximalstrom)
- Option induktives Laden
- perspektivisch autonomes Fahren (Fahrzeug sucht sich selbst eine Lademöglichkeit)
- bidirektionales Laden (Energierückspeisung)

Hinsichtlich der Ladeinfrastruktur sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Geschäftsmodell des Ladepunktbetreibers (eigenständig wirtschaftlich versus Cross-Selling z. B. inklusive Parkraum, Services)
- Geschäftsmodell des Energielieferanten
- Politische Rahmenbedingungen (z. B. Ladesäulenverordnung, Förderprogramme)
- regulatorische Anforderungen (z. B. Eichrecht, BSI Schutzprofil)
- Rechtsrahmen in Liegenschaften (z. B. Wohneigentumsgesetz, Mietrecht)

Auch das Ladeverhalten der Nutzer „Wo und wie häufig wird geladen?“ wird sich gegenüber heute ändern. Folgende Faktoren haben hierfür Relevanz:

- größere Batteriekapazitäten
- Verfügbarkeit von öffentlicher Ladeinfrastruktur (AC und DC)
- Bereitstellung privater Ladeinfrastruktur durch Vermieter für Mieter in Mehrfamilienhäusern
- Preisrelation AC versus DC
- Preisrelation öffentlich versus privat
- Kundengewohnheiten
- Veränderungsbereitschaft
- zunehmende Erfahrung im Umgang mit Elektromobilität
- Entwicklung Mobilitätsverhalten (Car-Sharing)

Zwischen den einzelnen Punkten bestehen Wechselwirkungen, die eine zukünftige Prognose zusätzlich erschweren.

6 Netzanschluss von Ladeinfrastruktur

Grundsätzlich ist es möglich, dass Ladeinfrastruktur in einer Kundenanlage und damit neben anderen elektrischen Verbrauchern in einer elektrischen Anlage errichtet wird. Für das private Normalladen wird das die Standardkonfiguration sein. Öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur ist hingegen häufig dadurch gekennzeichnet, dass sie über einen eigenen Netzanschluss verfügt und so direkt mit dem Stromnetz verbunden ist. Hierfür sind die folgenden Aspekte zu berücksichtigen.

6.1 Netzanschluss in Niederspannung und Netzanschluss in Mittelspannung

Konduktive Ladestationen nach DIN EN 61851 sind Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen mit einer Eingangsspannung bis 1000 V AC oder bis 1500 V DC, die in der Niederspannung angeschlossen werden.

Marktüblich sind derzeit AC- und auch DC-Ladestationen für den direkten Anschluss an das 230/400 V Niederspannungsnetz. Zukünftig werden auch DC-Ladestationen erwartet, die eine direkte Kopplung mit dem DC-Kreis von DC-Micro-Grids, PV-Anlagen oder dezentralen Batteriespeichern und somit einen höheren Wirkungsgrad für das direkte Laden des Elektroautos aus der eigenen PV-Anlage ermöglichen.

Abhängig von der Leistung der einzelnen Ladestation bzw. der Gesamtleistung aller Ladestationen an einem Netzanschlusspunkt erfolgt der Anschluss der Ladeinfrastruktur an das Niederspannungsnetz der öffentlichen Versorgung und bei höheren Anschlussleistungen an das Mittelspannungsnetz. Die Auswahl der Netzanschlussebene ist von den lokalen bzw. regionalen Gegebenheiten abhängig. Insbesondere bei DC-Schnellladestationen ist ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz über eine zugehörige Netzstation empfehlenswert, um mögliche Netzurückwirkungen (z. B. Spannungsschwankungen, Oberschwingungen) auf andere Verbrauchsgeräte zu reduzieren.

Grundsätzlich können lokale Energiespeicher dazu beitragen, die Leistungsaufnahme von DC-Ladestationen zu vergleichmäßigen und so einen niedrigeren Leistungsbezug aus dem vorgelagerten Netz zu ermöglichen bzw. den Netzanschluss besser auszulasten.

6.1.1 Netzanschluss in Niederspannung

Ladestationen innerhalb eines Gebäudes werden über einen bestehenden oder separaten Zählerplatz nach Kapitel 7 der VDE-AR-N 4100 an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen.

Eine Ladestation mit direktem Netzanschluss außerhalb von Gebäuden ist eine Niederspannungs-Schaltgerätekombination nach DIN IEC/TS 61439-7 mit integriertem Hausanschlusskasten (HAK) nach DIN VDE 0660-505 (VDE 0660-505) sowie für die Unterbringung von elektrischen Messeinrichtungen für den Messstellen- oder Netzbetreiber. Sie besitzt mindestens ein Zählerfeld, einen netz- und anlagenseitigen Anschlussraum mit ihren jeweiligen Anforderungen und der Zählerplatztiefe als Mindestmaß aus der DIN VDE 0603-1 (VDE 0603-1). Hier ist insbesondere Kapitel 12 der VDE-AR-N 4100 zu berücksichtigen.

Wenn Ladestationen direkt an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen werden sollen und nicht die Anforderungen des Kapitels 12 „Zusätzliche Anforderungen an Anschlussschränke im Freien“ der VDE-AR-N 4100 erfüllen, besteht prinzipiell die Möglichkeit, diese über einen Zähleranschlussschrank an das Niederspannungsnetz anzuschließen.

Bei einer Häufung mehrerer AC-Ladestationen kann es sinnvoll sein, eine gemeinsame Übergabe aus dem öffentlichen Netz über einen Zähleranschlussschrank vorzunehmen, da dann die einzelnen Ladestationen deutlich kompakter und kostengünstiger ausfallen können und vom Betreiber der Ladeinfrastruktur ein lokales Lastmanagement realisiert werden kann.

Beim häufig in den Medien zitierten „Laternenladen“ muss zunächst geprüft werden, ob das Straßenbeleuchtungsnetz eine ausreichende Ladeleistung ermöglicht und permanent versorgt ist. Bei einem separaten Straßenbeleuchtungsnetz ist das im Allgemeinen nicht der Fall. Ist die Straßenbeleuchtung mit dem Niederspannungsnetz verbunden, können entsprechend kombinierte Straßenlaternen mit Ladestation verwendet werden. Zu beachten ist dabei, dass diese Produkte dann sowohl die Anforderungen der Beleuchtungsnorm als auch die Anforderungen an Ladestationen erfüllen müssen. Insbesondere ist auch für solche Ladeeinrichtungen ein Anschlussschrank (HAK, Zählerplatz) entsprechend der VDE-AR-N 4100 erforderlich. Desweiteren ist beim Laternenladen insbesondere der Standort der Laterne/Ladeeinrichtung in Relation zu den Verkehrswegen (Straße, Radweg, Fußweg) und die daraus resultierende Führung des Ladekabels zwischen Fahrzeug und Ladeeinrichtung zu berücksichtigen.

Beim Anschluss von Ladeeinrichtungen im privaten Umfeld ist zu beachten, dass gemäß VDE-AR-N 4100 Abschnitt 5.1 ein Gebäude bzw. eine Liegenschaft grundsätzlich nur über einen Netzanschluss versorgt wird. Üblicherweise wird daher die Versorgung der Ladeeinrichtung z. B. in der Garage oder dem Carport aus der Hausverteilung erfolgen.

Ladestationen sind entsprechend der Errichtungsnormen der Normenreihe DIN VDE 0100, insbesondere Teil 722, mittels eines separaten Stromkreises in der Stromkreisverteilung anzuschließen. Ein Carport oder eine Garage ist Teil der Kundenanlage.

Die Besonderheit beim Mehrfamilienhaus besteht darin, dass mehrere Parteien involviert sind. Neben dem Anschlussnehmer (dem Eigentümer des Gebäudes oder der Eigentümergemeinschaft) gibt es weitere Anschlussnutzer (Letztverbraucher), die einen gemeinsamen Hausanschluss nutzen. Die Herausforderung besteht darin, für diese Nutzer, die jeweils ihren eigenen Zählpunkt haben, eine Koordination beim Anschluss der Ladeeinrichtungen und bei der Nutzung der Ladeeinrichtungen sicherzustellen. Auch sind in diesem Fall Unsymmetrien weitgehend zu vermeiden.

Vor diesem Hintergrund ist in der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) und in der VDE-AR-N 4100 die Mitteilung bzw. Anmeldung von Ladeeinrichtungen durch den Betreiber beim Netzbetreiber gefordert (siehe auch Abschnitt 6.3).

Bereits bei einer mittleren Anzahl an Stellplätzen in einem Mehrparteienhaus können sich durch die Summe der Ladeleistungen aller Anschlussnutzer hohe Gesamtleistungen am Netzanschlusspunkt des Anschlussnehmers ergeben. Hieraus können sich hohe Netzanschlusskosten und gegebenenfalls eine andere Netzanschlussebene ergeben. Zusätzlich muss die Verdrahtung und der zugehörige Zählerplatz jeder Ladeeinrichtung nach VDE-AR-N 4100 auf einen Dauerbetriebsstrom ausgelegt werden. Dies kann zu zusätzlichen Installationskosten für jeden Anschlussnutzer führen. Aus diesen Gründen kann es in einem Mehrparteienhaus sinnvoll sein, alle Ladeeinrichtungen gemeinsam über einen zusätzlichen Zählpunkt anzuschließen. Ein Lastmanagement kann hier eine Reduzierung der Netzanschluss- und Installationskosten ermöglichen. Eine Kombination aus Symmetrie- und Lastmanagement hat zudem einen positiven Einfluss auf das Verteilnetz.

Zum Thema Symmetrieeinrichtung wird aktuell ein separater FNN-Hinweis erarbeitet.

6.1.2 Netzanschluss in Mittelspannung

Leistungsstarke DC-Ladestationen und größere Gruppen von AC-Ladestationen sollten vorzugsweise über eine zugehörige Netzstation in der Mittelspannung angeschlossen werden.

Die derzeit üblichen DC-Ladestationen mit bis zu 50 kW werden derzeit noch vereinzelt an bestehende Niederspannungsnetze angeschlossen, sofern in dem jeweiligen Netzbereich noch entsprechende Kapazitäten frei sind. Mit zunehmender Häufung von Ladeeinrichtungen und DC-Ladestationen mit Leistungen bis zu 450 kW ist davon auszugehen, dass derartige Leistungsreserven im Niederspannungsnetz nicht frei verfügbar sind. Der Anschluss muss dann in der Mittelspannung mit einer zugehörigen Netzstation erfolgen. Diese kann nicht nur eine, sondern gleich mehrere Ladestationen in einem Ladepark mit typischerweise vier, sechs oder acht Ladestationen versorgen. Beim Netzanschluss in der Mittelspannung sind die Anforderungen der VDE-AR-N 4110 einzuhalten. Dabei ist insbesondere zu beachten, dass aus Netzbetreibersicht die Gesamtheit der Anlage – bestehend aus Netztransformator mit angeschlossenen Ladeeinrichtungen – die Anforderungen bzgl. der zulässigen Netzurückwirkungen (z. B. Unsymmetrie, Oberschwingungen, Blindleistungsverhalten) einhält.

6.2 Netzanschluss von Hochleistungs-DC-Ladeinfrastruktur in Mittel- oder Hochspannung

Besonders anspruchsvoll ist aus netztechnischer Sicht der Netzanschluss von Hochleistungs-DC-Ladestationen mit 350 kW und mehr Ladeleistung, die derzeit typischerweise in Ladeparks zu sechs oder acht Ladepunkten an Autobahnen und -rastplätzen errichtet werden, um Elektromobilität auf Langstrecken zu ermöglichen (Abbildung 9). Die resultierende Netzanschlusskapazität dieser Ladeparks liegt im Bereich von mehreren MW, die nur in der Mittelspannung realisiert werden können und gegebenenfalls schon eine Netzanbindung in der Hochspannung sinnvoll erscheinen lassen.

Entsprechend der VDE-AR-N 4110 für den Netzanschluss in der Mittelspannung bzw. VDE-AR-N 4120 für den Netzanschluss in der Hochspannung, müssen diese Einrichtungen die Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber unterstützen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass aufgrund der Nutzeranforderungen die Verfügbarkeit der Ladeleistung für ein möglichst schnelles Aufladen oberstes Gebot ist und somit kaum Spielraum für ein netzseitiges Lastmanagement besteht.

Die Kombination derartiger Ladeeinrichtungen mit einem lokalen Energiespeicher kann für ein kurzfristiges Puffern von Spitzenleistungen sinnvoll sein. Eine klassische Spitzenkappung (Peak-Shaving) über mehrere Stunden zur Vergleichmäßigung der Tageslastkurve ist aus heutiger Sicht noch nicht realistisch, da dafür abhängig von der Auslastung des Ladeparks erhebliche Leistungen (mehrere hundert kW) und Energien (mehrere MWh) erforderlich wären.

6.3 Anzeige- und Meldepflichten

6.3.1 Anmeldung beim Netzbetreiber

In Übereinstimmung mit den Anforderungen für Anschlüsse in der Niederspannung aus der NAV und der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4100 gilt:

- Gemäß NAV sind derzeit alle Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge dem Netzbetreiber vor deren Inbetriebnahme mitzuteilen (vgl. § 19 Absatz 2).
- Gemäß VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4100 sind Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge $\geq 3,6$ kVA beim Netzbetreiber anzumelden (vgl. Formblatt B.3).
- Eine oder mehrere Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit Summen-Bemessungsleistungen > 12 kVA je Kundenanlage bedürfen der vorherigen Beurteilung und Zustimmung des Netzbetreibers. (siehe auch Abschnitt 7.3.2)

Für Anschlüsse in der Mittelspannung (VDE-AR-N 4110) und in der Hochspannung (VDE-AR-N 4120) sind alle Anschlüsse, also auch Anschlüsse für Ladeinfrastruktur, schon in der Planungsphase vor Bestellung wesentlicher Komponenten mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

6.3.2 Anzeige- und Nachweispflicht bei der Bundesnetzagentur

Betreiber von öffentlich zugänglichen Normal- und Schnellladepunkten müssen der Bundesnetzagentur folgendes schriftlich oder elektronisch anzeigen (nach § 5 LSV):

- Aufbau von Ladepunkten
- Außerbetriebnahme von Ladepunkten
- öffentliches Zugänglichwerden von Ladepunkten⁴
- Wechsel des Betreibers

Dabei haben Betreiber von Schnellladepunkten der Regulierungsbehörde durch Beifügung geeigneter Unterlagen die Einhaltung der technischen Anforderungen gemäß § 3 Absätze 2 bis 4 LSV nachzuweisen:

- beim Aufbau von Schnellladepunkten
- auf Anforderung der Regulierungsbehörde während des Betriebs von Schnellladepunkten

Ausgenommen von den Anforderungen sind Ladepunkte mit einer Ladeleistung von höchstens 3,7 kW. (§ 7 LSV).

⁴ Öffentlich zugänglich ist ein Ladepunkt, wenn er sich entweder im öffentlichen Straßenraum oder auf privatem Grund befindet und der zum Ladepunkt gehörende Parkplatz von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbar Personenkreis tatsächlich befahren werden kann. (§ 2 Nr. 9 LSV)

7 Ladekommunikation und Steuerung von Ladevorgängen

Elektromobilität wird neben den Herausforderungen durch zusätzliche Lasten im Netz auch Chancen bieten, gezielt erneuerbare Energien durch die Steuerung von Ladevorgängen integrieren zu können. Nicht alle Ladevorgänge werden für eine Steuerung geeignet sein. Hier sind insbesondere die Kunden-Anwendungsfälle zu berücksichtigen, als auch die Geschäftsmodelle der jeweiligen Ladeinfrastrukturbetreiber. Ladevorgänge an privaten Ladepunkten – mit i. d. R. langen Verweildauern – sind prädestiniert für ein netzdienliches Laden. Eine entsprechende Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen und die Erfüllung der Mobilitätsbedürfnisse der Kunden vorausgesetzt, können hier Ladevorgänge gezielt gestartet werden, um z. B. die Abregelung von EE-Anlagen zu reduzieren, als auch Ladevorgänge gezielt abgeregelt werden, um lokale lastbedingte Netzengpässe zu verhindern.

Für die Steuerung der Ladevorgänge ist jeweils eine bidirektionale Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladeinfrastruktur als auch zwischen Ladeinfrastruktur und Energiesystem notwendig.

Die Übersicht in Abbildung 10 zeigt verschiedene, aufeinander aufbauender Stufen einer Netzintegration hinsichtlich deren Funktionsumfänge und wichtiger technischer Anforderungen aus Sicht des CharIN e. V. auf. Dies verdeutlicht, dass nicht nur auf der Netz- sondern auch auf der Fahrzeugseite noch umfangreiche Entwicklungsstufen erforderlich sind, um eine vollumfängliche Netzintegration zu ermöglichen.

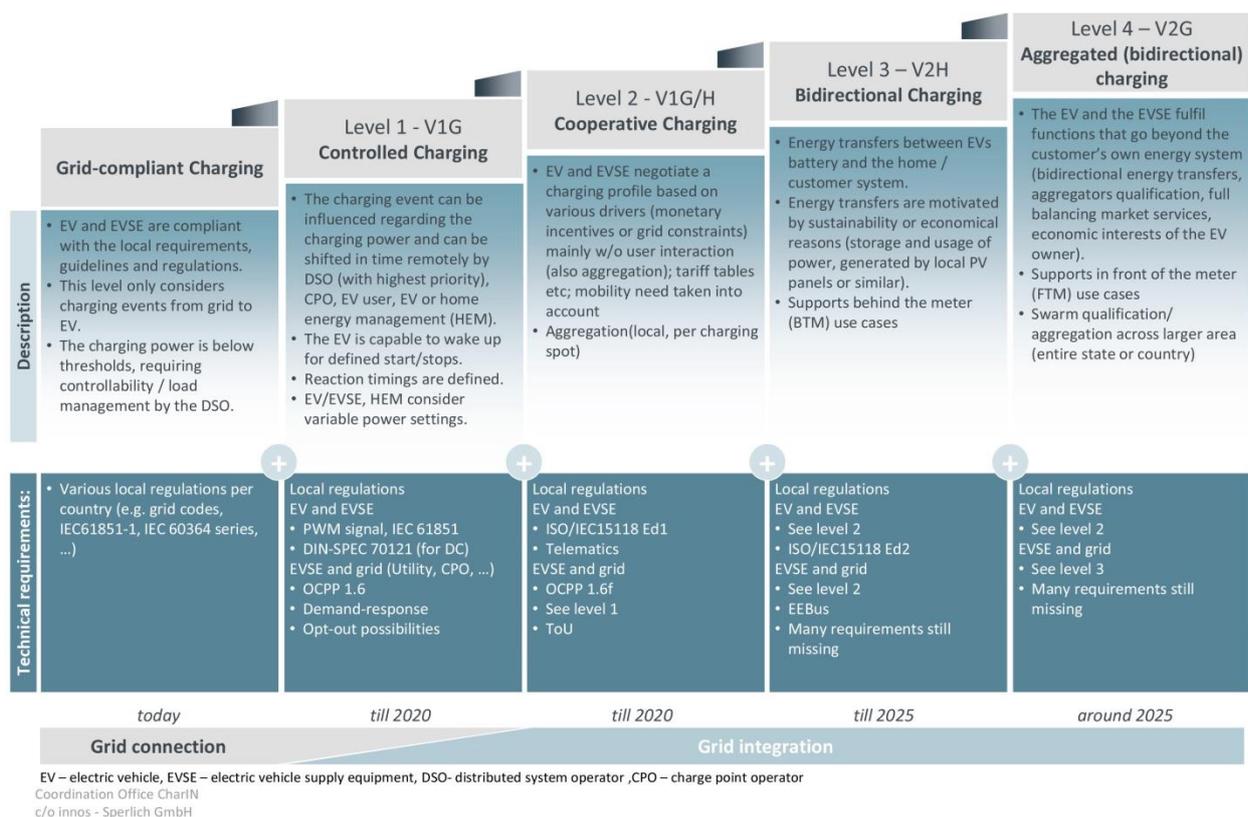


Abbildung 10: Grid Integration Levels Version 4 (Quelle: CharIN e. V.)

7.1 Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladepunkt

Die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladepunkt erfolgt heute mindestens mittels pulsweitenmoduliertem (PWM-)Signal zur Kodierung eines maximal zulässigen Ladestroms (Abbildung 11). So wird sichergestellt, dass das Fahrzeug nicht mehr Leistung anfordert oder aufnimmt, als die Infrastruktur technisch bereitstellen kann. Diese Form der Kommunikation ist unidirektional und ist nicht in der Lage die individuellen Bedürfnisse des Fahrzeugs zu berücksichtigen.

Darüberhinaus eröffnet eine digitale und bidirektionale Kommunikation über die ISO 15118⁵ die Möglichkeiten zur funktionalen Integration der Elektrofahrzeuge in die Infrastruktur. Das Laden an DC-Ladeinfrastruktur erfordert in jedem Fall deren Verwendung, da beim DC-Laden während des Ladevorgangs eine kontinuierliche und bidirektionale Kommunikation zwischen Ladepunkt und Fahrzeug bestehen muss. Die Norm ist technologieneutral formuliert, sodass sie insbesondere für erweiterte Funktionalitäten auch für das AC-Laden Verwendung findet.

Die vollständige Implementierung der ISO 15118 wird neben der reinen Ladesteuerung auch das „cooperative Charging“ (vgl. Abbildung 10, Level 2) durch Austausch von Tarif- und Leistungstabellen ermöglichen. Während mit PWM-Signal die maximale Ladeleistung nur in wenigen Stufen codiert werden kann, erlaubt die Norm eine feinere Auflösung dieser Information.

Die ISO 15118 ist ebenso Voraussetzung für „Plug & Charge“. So enthält sie Algorithmen für die Verschlüsselung der ausgetauschten Daten und legt die Struktur der digitalen Zertifikate fest, die während der Kommunikation als Unterschrift des Kunden dienen. Auch wenn sie in ihrer ersten Edition anwendbar ist und bis auf editorielle Änderungen unverändert bleibt, wird aktuell an der Erweiterung ISO 15118-20 gearbeitet. Diese berücksichtigt die folgenden Aspekte:

- Anforderungen an die Kommunikation zur Ermöglichung des Rückspeisens elektrischer Leistung
- Vereinheitlichung des XML-Schemas für alle Lademodi und -bedürfnisse
- Aufnahme der Anforderungen für induktives Laden
- Differenzierung in einen „scheduled Mode“ mit dem Fahrzeug als Master und einen „dynamic Mode“ mit dem Ladepunkt als Master

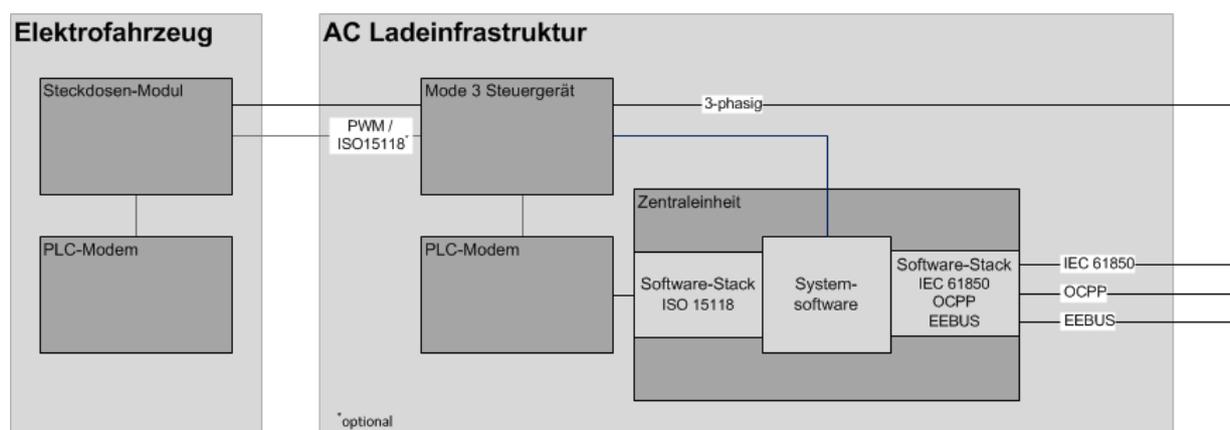


Abbildung 11: Schnittstellen Ladekommunikation

⁵ Alternativ die entsprechende Vornorm DIN SPEC 70121

7.2 Kommunikation zwischen Ladepunkt und Kundenanlage

Ladepunkte können in unterschiedlichen Kundenanlagen angeschlossen sein. Neben einem Wohnobjekt ist als Kundenanlage sowohl eine Gruppe von Ladepunkten auf einem (Flotten-)Parkplatz als auch die vorgelagerte Infrastruktur des Betreibers von öffentlichen Ladepunkten zu verstehen. Für die unterschiedlichen Kundenanlagen geben sich unterschiedliche Möglichkeiten für die Ausführung der Kommunikationsschnittstelle.

7.2.1 Kommunikation innerhalb einer Kundenanlage unter Verwendung eines elektrischen EMS

Zur Kommunikation innerhalb einer Kundenanlage gibt es unterschiedliche Kommunikationslösungen. Bezüglich energiebezogener Fragestellungen beschreiben die EEBUS-Spezifikationen die Kommunikation zwischen einem oder mehreren Ladepunkten und einem elektrischen Energiemanagementsystem (elektrisches EMS) in der Kundenanlage.

Das lokale elektrische EMS sorgt dafür, dass z. B. Anschlussleistung und Symmetriebedingungen am Netzverknüpfungspunkt eingehalten werden. Innerhalb der vom Netzbetreiber vorgegebenen Anschlusswerte optimiert das elektrische EMS die Energieflüsse aller beeinflussbaren Geräte innerhalb des Gebäudes bzw. der Liegenschaft unter Berücksichtigung der Kundenbedürfnisse.

Die Möglichkeiten der ISO 15118 sind funktionsgleich im EEBUS abgebildet, sodass diese über den Ladepunkt hinausgehend im Kundensystem weiter genutzt werden können. Darunter fallen vor allem die folgenden Anwendungsfälle:

- Koordiniertes Laden (Coordinated Charging)
- Schutz vor Überlastung (Overload Protection)
- Eigenverbrauchsoptimierung (Self-consumption)

EEBUS ist in Teilen bereits heute standardisiert (EN 50631, ETSI TS 103 264) und strebt weitergehende Standardisierungen an, um interoperable Lösungen zu erlauben. Zentraler Gegenstand künftiger Erweiterungen stellt die Spezifikation des bidirektionalen Ladens dar.

7.2.2 Kommunikation zwischen Ladepunkten und Backend-System

Für die Kommunikation zwischen Ladepunkt und Backend-System kommen bereits Kommunikationslösungen zum Einsatz. Das Open Charge Point Protocol (OCPP) ist ein verbreitetes Protokoll für diesen Anwendungszweck. Über dieses Protokoll können Abfragen an den Ladepunkt gesendet werden. Das Protokoll ist so gestaltet, dass der Ladepunkt immer eine Verbindung zu einem Betriebsführungssystem aufbaut. Zu einem ordnungsgemäßen Verbindungsaufbau gehört dabei, dass der Ladepunkt der Zentrale alle für sie relevanten Daten (z. B. Konfiguration, Typ, Ident-Nummer) mitteilt. Nach einer erfolgreichen Prüfung der Daten durch das Betriebsführungssystem, sendet diese eine positive Bestätigung an den Ladepunkt. Ab diesem Zeitpunkt steht dann der Ladepunkt mit seiner gemeldeten Funktionalität für die Freigabe, die Steuerung des Ladestroms und die Abfrage von Events, Mess- und Zählwerten zur Verfügung. Neben den Grundfunktionen zur Abfrage von Diagnosefunktionen und zur Übertragung von Messwerten stellt das Protokoll Mechanismen zum Upgrade der Firmware und Konfiguration des Ladepunkts durch das Betriebsführungssystem zur Verfügung.

OCPP wird kontinuierlich weiterentwickelt. Aktuell ist die Version 1.6 im Einsatz, wobei bereits an der Version 2.0 gearbeitet wird. Für diese Version sind folgende zusätzliche Funktionen in Planung / Umsetzung:

- Berücksichtigung der nationalen Anforderungen zur Informationssicherheit (Umgang mit Zertifikaten, Verschlüsselung, Firewall, Logging, etc.)

- Beschreibung des Mappings (OCPP) zum Fahrzeug (ISO/IEC 15118)
- Bereitstellung von zusätzlichen Signalen der Zentrale am Ladepunkt (EMS)
- Bereitstellung von Preisinformationen und Kosten am Display des Ladepunkts
- Unterstützung von intelligenten Ladefunktionen mit Unterstützung der Zentrale
- Erweiterung der bestehenden Service-, Diagnose- und Konfigurationsmöglichkeiten

Darüber hinaus ist geplant, das Protokoll in die zukünftige Norm E DIN EN 63110 zu überführen. OCPP kann im privaten wie auch im öffentlichen Bereich zum Einsatz kommen.

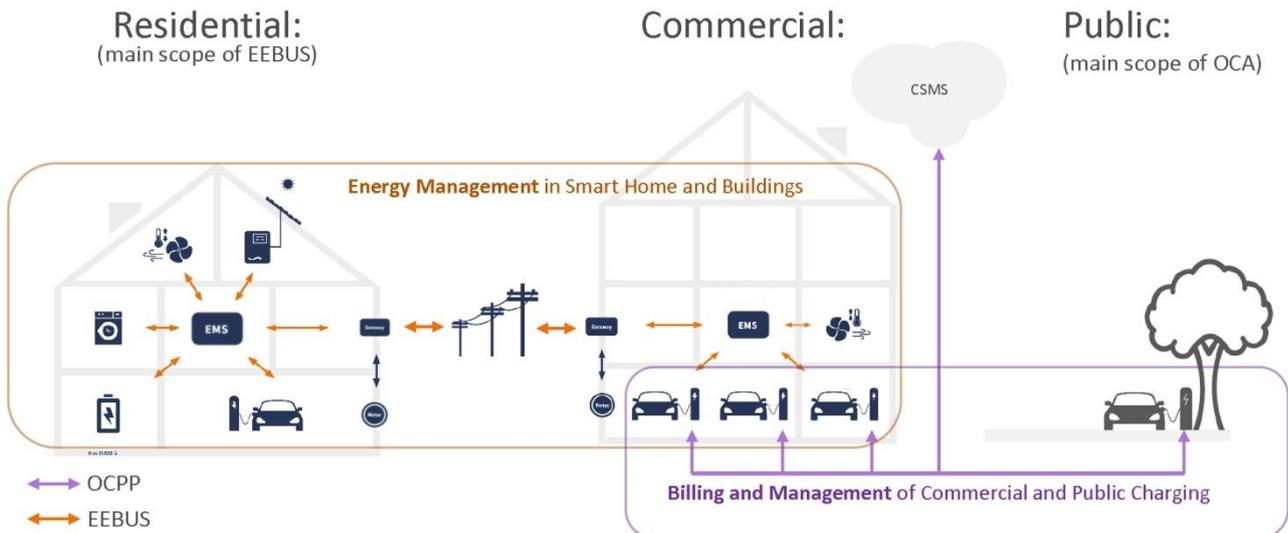


Abbildung 12: Mögliche Kommunikationslösung bestehend aus OCPP und EEBUS (Quelle: EEBUS e. V.)

Anfang 2019 wurde eine Kooperation zwischen OCPP und EEBUS beschlossen: Diese legt unter anderem fest, welche Kommunikationslösung zu verwenden ist, sollten beide Möglichkeiten zur Verfügung stehen (Abbildung 12). In diesem Falle wird der EEBUS-Kommunikation mit dem lokalen EMS ein Vorrang eingeräumt.

7.3 Kommunikation zwischen Kundenanlage und Netzbetreiber

Um in netzkritischen Situationen die Ladeleistung am Netzverknüpfungspunkt durch den Netzbetreiber beeinflussen zu können, ist ab 12 kVA eine Steuerungsschnittstelle (siehe VDE-AR-N 4100 Kapitel 10.6.4) bereitzustellen. Die Ausgestaltung dieser Schnittstelle⁶ obliegt dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber im Rahmen seiner TAB.

Bis zur Marktverfügbarkeit einer allgemein definierten Steuerungsschnittstelle, sind die bereits heute eingesetzten Lösungen, wie z. B. eine unidirektionale Steuerung der Ladeeinrichtung durch den Netzbetreiber ein möglicher Ansatz.

Perspektivisch soll diese Kommunikationsschnittstelle auf Grundlage des FNN-Lastenheftes „Steuerbox“ mit dem Protokoll DIN EN 61850-8-1 oder zukünftig DIN EN 61850-8-2 ausgeführt werden. Über dieses Kommunikationsprotokoll besteht die Möglichkeit eines interoperablen Datenaustauschs zwischen dem Netzbetreiber und der Kundenanlage je nach Spannungsebene mit oder ohne ein intelligentes

⁶ Aktuell existiert ein Lastenheft zur Steuerbox, das die Grundlage für ein standardisiertes Steuerungssystem liefert, das in der Architektur des intelligenten Messsystems betrieben werden kann. Dieses Lastenheft wird derzeit für eine zukunftssichere Anwendung weiterentwickelt. Mit einer solchen Schnittstelle ist dann eine Steuerung von entsprechenden Verbrauchsgeräten möglich.

Messsystem.

Der ebenfalls im Standard DIN EN 61850 enthaltende funktionsorientierte Modellansatz unterstützt folgende Funktionen:

- Steuerung der Kundenanlage
- Erfassung von Netzzustandsdaten (Messwerte, Betriebs- und Störmeldungen)
- Bereitstellung von Diagnosefunktionen für den Netzbetreiber
- Austausch des Datenmodells bei einer Erweiterung des Datenmodells
- Firmware- und Parameterupdate zur Behebung von erkannten Sicherheitslücken

Die jederzeit mögliche interoperable Erweiterbarkeit des Datenmodells an den jeweiligen Entwicklungsstand der Kundenschnittstelle kann somit sichergestellt werden.

Die hier beschriebene Kommunikationsschnittstelle ist aktuell unter Berücksichtigung der Koordinierungsfunktion und des Smart-Meter-Gateways (TR 31009) noch in der Abstimmung. Damit soll perspektivisch ein einheitlicher Standard geschaffen werden.

Ein EMS stellt für den Netzbetreiber eine Steuerungsschnittstelle für die Beeinflussung der Kundenanlage zur Verfügung. Mit Blick auf das private Umfeld ist das Hausenergiemanagementsystem (HEMS) als zukünftiger Teil der Kundenanlage relevant. Das HEMS wird, unter ständiger Berücksichtigung der netzseitigen Vorgaben, die für den Kunden optimale Lastsituation in der Kundenanlage herstellen.

7.3.1 Lastmanagement und zukünftige Energierückspeisung

Wenngleich der aktuelle Zuwachs an Elektrofahrzeugen noch moderat ist, wird mittelfristig mit einer deutlichen Zunahme gerechnet. Ladevorgänge werden vielfach an bestehenden Netzanschlüssen im Niederspannungsnetz stattfinden, wodurch die Netzbelastung lokal stark zunehmen kann. Insbesondere dann, wenn die Ladevorgänge ohne Steuerungsmöglichkeit durch den Netzbetreiber bzw. durch marktseitige Preissteuerung erfolgen.

Erschwerend kommt hinzu, dass Netzzustandsdaten aus Niederspannungsnetzen aktuell nicht ausreichend in Netzleitsystemen zur Verfügung stehen. Die tatsächliche Netzbelastung am Abgang der Niederspannung, die zudem zunehmend von der Einspeisung von PV-Anlagen beeinflusst wird, ist häufig nur rechnerisch ermittelt.

Im Rahmen des vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit geförderten Projektes „Gesteuertes Laden V3.0“ sind die Notwendigkeit und der Nutzen einer koordinierten Steuerung von Ladevorgängen im Hinblick auf die Vermeidung eines ansonsten gegebenenfalls notwendigen Netzausbaus untersucht worden. Hier sind insbesondere Ladevorgänge an privaten Ladepunkten – mit i. d. R. langen Verweildauern – zu nennen. Die Ergebnisse zeigen, dass bei aus Netzsicht ungesteuertem, stark korrelierendem Ladeverhalten die Aufnahmekapazität bestehender Niederspannungsnetze bereits bei wenigen Elektrofahrzeugen erreicht sein kann.

Die nachstehende Grafik zeigt das Verhältnis zwischen einem aus Netzsicht maximal ungünstigen Ladeverhalten und einem gesteuerten Ladeverhalten auf. Im Versorgungsbereich einer exemplarischen Ortsnetzstation sind, unter Berücksichtigung der (n-1)-Anforderung gemäß der aktuellen Planungsgrundsätze des jeweiligen Netzbetreibers, der bisherigen Jahreshöchstlast und einer daraus resultierenden konstant verfügbaren Ladeleistung (Jahresminimum der verfügbaren Ladeleistung) nur ca. zehn Ladepunkte installierbar (Abbildung 13).

Maximale Anzahl installierbarer Ladepunkte (im Versorgungsbereich einer Ortsnetzstation; 3,7 kW Ladeleistung)

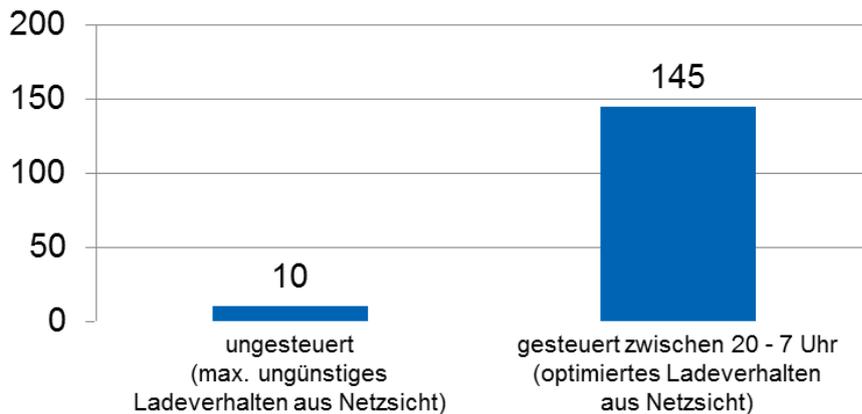


Abbildung 13: Beispielhafte Ermittlung der Anzahl maximal installierbarer Ladepunkte an einer ONS

Durch die Möglichkeit einer netzdienlichen Steuerung von Ladevorgängen lässt sich eine signifikante Steigerung des Integrationspotenzials für Elektrofahrzeuge erreichen. Damit dürfte vielfach bereits eine Größenordnung erreicht sein, die bei der zu erwartenden Durchdringung von Elektrofahrzeugen ausreicht, um einen Netzausbau signifikant zu verringern (vgl. (1)).

Für die weitere Betrachtung erfolgt die Abschätzung des zusätzlichen Energiebedarfs für Elektromobilität und der daraus resultierenden Netzbelastung unter folgenden Prämissen:

- Täglicher Mobilitätsbedarf pro Fahrzeug⁷ : 46 km
- potenzielle Anschlussdauer: 8 Stunden über Nacht (Annahme)
- Elektrischer Energiebedarf: 20 kWh / 100 km (vereinfacht⁸)

Ein Elektrofahrzeug hat demnach im Mittel einen täglichen Energiebedarf von rund 9 kWh am privaten Ladepunkt. Die hierfür erforderliche Ladedauer und der daraus resultierende bestmögliche Gleichzeitigkeitsfaktor⁹ (g) leitet sich wie folgt her¹⁰:

- 3,7 kW: ~2,4 h und damit g ~30 % sowie ein geringes Flexibilisierungspotenzial
- 11 kW: ~0,8 h und damit g ~10 % sowie ein großes Flexibilisierungspotenzial
- 22 kW: ~0,4 h und damit g ~5 % sowie ein erhebliches Flexibilisierungspotenzial

Anmerkung: haushaltsindividuelle Abweichungen sind zu erwarten, wenn z. B. nicht jeden Tag geladen wird. Eine Veränderung der Gleichzeitigkeit hat dies jedoch nicht zur Folge, wenn die Stichprobe groß genug ist (~100 EV).

Ein weiterer Vorteil von höheren Ladeleistungen liegt im geringeren Gesamtenergiebedarf aufgrund von einer kürzeren Aktivierung des Fahrzeuges (zusätzlicher Grundverbrauch des Fahrzeugs x Ladedauer).

Tabelle 2 zeigt beispielhaft die Auswirkung von Ladeleistung und Steuerung auf die Erhöhung der Netzbelastung:

⁷ MID, 2017

⁸ CharIN e. V.: 12,7 kWh/100 km; BDEW: 21,8 kWh/100 km, 2013

⁹ g = Gleichzeitigkeitsfaktor mit dem die Leistung zu multiplizieren ist, um den wirksamen Anteil eines Fahrzeugs bei einer großen Grundgesamtheit an Fahrzeugen zu ermitteln

¹⁰ gerechnet mit idealisiertem Wirkungsgrad von 100 %

Tabelle 2: Rechenbeispiel mit 100 Elektrofahrzeugen (EV) in einem Versorgungsgebiet

Individuelle Anreizsteuerung	Markteinheitliche Anreizsteuerung
3,7 kW x 30 % x 100 EV = 111 kW	
11 kW x 10 % x 100 EV = 111 kW	11 kW x 100 % x 100 EV = 1.100 kW
22 kW x 5 % x 100 EV = 111 kW	22 kW x 100 % x 100 EV = 2.200 kW

Höhere Ladeleistungen führen bei einer individuellen Anreizsteuerung durch den Verteilnetzbetreiber oder andere Marktteilnehmer demnach nicht zwingend zu einem höheren Netzkapazitätsbedarf. Im Gegenteil eröffnen diese erst die Möglichkeit, Elektrofahrzeuge flexibel einzusetzen.

Erfolgt das Laden jedoch aufgrund zeitlich synchroner Marktanreize, ausgelöst z. B. durch den automatisierten Versand von Preissignalen der Energielieferanten, für alle Kunden zur gleichen Zeit, so erhöht sich bei einer Ladeleistung von 11 kW die Netzbelastung in diesem Beispiel (100 EV) auf 1.100 kW bzw. bei 22 kW sogar auf 2.200 kW. Eine markteinheitliche Anreizsteuerung kann die Netzbelastung signifikant erhöhen und zu deutlich höheren Netzausbaukosten führen.

Zur Vermeidung von übermäßigem Netzausbau und damit zur Senkung von Netzausbaukosten ist eine individuelle Anreizsteuerung und im Fall eines Engpasses eine Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber vorzusehen. Dazu ergeben sich nachstehende Handlungsnotwendigkeiten:

- Definition des technischen Rahmens der Steuerbarkeit
 - Standardisierte Kommunikationskanäle (SMGW, CLS Box, physical layer, Protokolle)
 - Zusammenführung von lokalen momentanen Netzkapazitätssignalen der Verteilnetzbetreiber und von Marktsignalen
- Definition des regulatorischen Rahmens der Steuerbarkeit
 - Verpflichtung versus Freiwilligkeit zur Steuerbarkeit
- Prüfung der Anwendung des Ampelkonzeptes; insbesondere der Umgang mit sehr kurzfristigen Engpässen (kein Vorlauf wie bei Erzeugungsprognosen) und die starke Regionalität (einzelne Abgänge an Ortsnetzstationen)

Die netzdienliche Steuerung ist zudem wichtiger Baustein, um die Netze intelligenter zu machen und zusätzliche Erkenntnisse zu erhalten, wie das Netz bestmöglich genutzt werden kann.

7.3.2 Netzdienliches Verhalten von Ladeinfrastruktur/Elektrofahrzeugen

Der Netzanschluss und der Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge werden in folgenden Dokumenten geregelt:

- für Anlagen in der Niederspannung: VDE Anwendungsregel VDE-AR-N 4100
- für Anlagen in der Mittelspannung: VDE Anwendungsregel VDE-AR-N 4110
- für Anlagen in der Hochspannung: VDE Anwendungsregel VDE-AR-N 4120

Für Elektrofahrzeuge, die zukünftig auch für die Rückspeisung von Energie aus dem Fahrzeug in eine an das öffentliche Netz angeschlossene Kundenanlage geeignet sind, sind darüber hinaus die Anforderungen der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 zu berücksichtigen.

Gemäß der VDE-AR-N 4100 sind Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge beim Netzbetreiber $\geq 3,6$ kVA anzumelden. Dazu zählen nicht nur Ladeeinrichtungen zum konduktiven Laden nach DIN EN 61851 (VDE 0122) (alle Teile) und Einrichtungen zum induktiven Laden nach DIN EN 61980 (alle Teile), sondern auch nach DIN VDE 0100-722 (VDE 0100-722) errichtete Stromkreise mit Haushalts- oder Industriesteckvorrichtungen (Schutzkontakt- oder CEE-Steckdosen), die für den Anschluss von

ladeleitungsintegrierten Steuer- und Schutzeinrichtungen für die Ladebetriebsart 2 von Elektrofahrzeugen nach DIN EN 62752 vorgesehen sind.

Der Anschluss einzelner Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit einer Bemessungsleistung > 12 kVA sowie von mehreren Ladeeinrichtungen mit einer Summen-Bemessungsleistung > 12 kVA je Kundenanlage bedarf der vorherigen Beurteilung und Zustimmung des Netzbetreibers.

Die o. g. VDE Anwendungsregeln fordern, dass Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit einer Bemessungsleistung > 12 kVA eine Steuerung ermöglichen und eine intelligente zeitliche Steuerung oder Regeleinrichtungen zur Netzintegration über eine Unterbrechbarkeit durch den Netzbetreiber aufweisen müssen.

Die Anwendungsregeln beschreiben weiterhin die Notwendigkeit, dass sich bestimmte Ladeeinrichtungen am Blindleistungsmanagement beteiligen müssen. Vorgeschrieben wird insbesondere der Wertebereich des $\cos \varphi$, welcher im Falle des DC-Ladens durch die DC-Ladeeinrichtung und im Falle des AC-Ladens durch das Elektrofahrzeug einzuhalten ist.

Im Falle von DC-Ladeeinrichtungen sowie induktiven Ladeeinrichtungen von Elektrofahrzeugen mit einer Bemessungsleistung > 12 kVA kann der Netzbetreiber im Betriebsmodus „Energiebezug“ gegebenenfalls über eine Schnittstelle zusätzlich eine Blindleistungsstellfähigkeit in einem definierten Bereich vorgeben.

Beabsichtigt ist, diese Funktionalität der Blindleistungsstellfähigkeit auch auf das AC-Laden auszuweiten und daher die diesbezüglichen Anforderungen an das Elektrofahrzeug in der DIN EN ISO 17409 zu verankern.

Weiterhin sind in der VDE-AR-N 4100 Anforderungen an das Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz enthalten.

8 Auswirkungen auf die Netze

8.1 Perspektivische Berücksichtigung der neuen Verbraucher sowie Anpassung der Planungs- und Betriebsgrundsätze

Die Bereitstellung der elektrischen Energie ist für den PKW-Individualverkehr kein Energiethema, sondern vor allem ein Leistungsthema. Die für die durchschnittlich 46 km/Tag erforderlichen 9 kWh (siehe Abschnitt 7.3.1) kann der Hausanschluss ohne weiteres zusätzlich verkraften. Problematisch wird es, wenn das Laden mit hoher Gleichzeitigkeit und hohen Ladeleistungen erfolgen soll.

Um dem steigenden Leistungsbedarf durch Elektromobilität und auch andere neuartige Verbraucher gerecht zu werden, wird empfohlen eine Erhöhung der durchschnittlichen Leistung je Netzanschlusspunkt in den Planungs- und Betriebsgrundsätzen zu berücksichtigen, da der Ortsnetztrafo im Allgemeinen der erste Engpass ist. Dies führt letztlich dazu, dass weniger Haushalte an einer Ortsnetzstation angeschlossen sind bzw. für eine bestimmte Versorgungsaufgabe mehr Ortsnetzstationen mit einer höheren Transferleistung vom Mittelspannungsnetz zum Niederspannungsnetz benötigt werden.

8.2 Grenzwerte Netzauslastung

Die Entwicklung der Netzauslastung im Verteilnetz hängt nicht nur von der Elektromobilität, sondern auch von den generellen Veränderungen im Energiemarkt (Dezentralisierung, EE-Erzeugung), dem sich ändernden Wärmemarkt (Wärmepumpen) und den Entwicklungen im Bereich der (Gebäude-)Energieeffizienz.

Es kann davon ausgegangen werden, dass es Schwerpunktgebiete bzw. -regionen gibt, in denen die neuen Technologien besonders schnell angenommen werden, sodass sich Hotspots im Verteilnetz bilden. Zur Ermittlung solcher kritischer Hotspots gibt es Studien, die die Netzstrukturen mit sozioökonomischen Daten (Altersstruktur, Kaufkraft, etc.) überlagern, um rechtzeitig die Ausbildung von Hotspots zu erkennen und mit gezielten Netzausbaumaßnahmen entgegensteuern zu können.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass heutzutage noch keine gesicherten Erkenntnisse von zu berücksichtigenden Gleichzeitigkeitsfaktoren vorliegen, da sich die in den nächsten Jahren auf den Markt kommenden Elektrofahrzeuge hinsichtlich der unterstützten Ladetechnologien und damit auch in dem resultierenden Ladeverhalten der Kunden von den heute üblichen Fahrzeugen unterscheiden.

8.3 Netzurückwirkungen von Ladeeinrichtungen von Elektrofahrzeugen

Umrichter für Laden von und Rückspeisen aus Elektrofahrzeugen sind unabhängig von der Anordnung (on- oder offboard) so zu konstruieren, zu bauen und zu betreiben, dass Rückwirkungen auf das Netz des Netzbetreibers und die Anlagen anderer Kunden auf ein zulässiges Maß begrenzt werden. Treten darüber hinaus störende Rückwirkungen auf das Netz auf, die nachweislich auf das Laden von oder Rückspeisen aus Elektrofahrzeugen zurückzuführen sind, so hat der Anschlussnutzer Maßnahmen zur Begrenzung der Rückwirkungen zu treffen. Die Maßnahmen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Grenzwerte für zulässige Netzurückwirkungen sind in der VDE-AR-N 4100 für die Niederspannung, in der VDE-AR-N 4110 für die Mittelspannung und VDE-AR-N 4120 für die Hochspannung festgelegt.

Zudem gelten hinsichtlich der Netzurückwirkungen für das Onboard-Laden die DIN EN 61851-21-1 und für das Offboard-Laden die DIN EN 61851-21-2.

Für induktives Laden sind zukünftig die Anforderungen der DIN EN 61980 zu berücksichtigen, die jedoch nicht vor dem Jahr 2021 zu erwarten ist.

8.3.1 Verzerrung

Es ist ein Nachweis zu führen, dass die Grenzwerte gemäß den hier genannten Richtlinien für Harmonische, Zwischenharmonische und höhere Frequenzen eingehalten werden.

Zu folgenden Kenngrößen existieren für die Betrachtung als Einzelgerät mit einem Eingangsstrom bis 16 A bzw. von 16-75 A noch keine normativen Grenzwerte. Es wird folgende Vorgehensweise vorgeschlagen:

- Zwischenharmonische
 - Solange es noch keine Grenzwerte für die Zwischenharmonischen von Geräten gibt, werden die Grenzwerte für Anlagen gemäß VDE-AR-N 4100, VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120 auch für die Ladegleichrichter herangezogen.
- Frequenzbereich 2 kHz bis 150 kHz
 - Grenzwerte sind in Erarbeitung
 - Solange es noch keine Grenzwerte für Geräte gibt, werden im Frequenzbereich 2 kHz bis 9 kHz die Grenzwerte für Anlagen gemäß VDE-AR-N 4100, VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120 auch für Umrichter zum Laden von und Rückspeisen aus Elektrofahrzeugen herangezogen.
 - Die Norm DIN EN 61000-2-2 bzw. VDE 0839-2-2 definiert Verträglichkeitspegel in öffentlichen Niederspannungsnetzen für den Frequenzbereich 2-150 kHz. Solange keine Emissionsgrenzwerte existieren, können diese für eine Bewertung der Störpegel herangezogen werden.

Die Mehrheit der Umrichter für das Laden von und Rückspeisen aus Elektrofahrzeugen arbeitet mit Schaltungstechnologien, welche Schaltfrequenzen oberhalb von 9 kHz einsetzen und im Frequenzbereich zwischen 9 kHz und 150 kHz emittieren. Durch zunehmende Emissionen im genannten Frequenzbereich kann es vermehrt zu reversiblen Fehlfunktionen bei anderen Geräten, akustische Störungen bzw. zur Lebensdauerreduktion durch thermische Zusatzbeanspruchung kommen.¹¹ Treten solche Störungen auf, muss in Absprache zwischen den Beteiligten eine Klärung und Abhilfe herbeigeführt werden. Hierzu sollten in Niederspannungsnetzen auch die Verträglichkeitspegel gemäß DIN EN 61000-2-2 bzw. VDE 0839-2-2 berücksichtigt werden. Der zeitnahe Abschluss der Erarbeitung sachgerechter Emissionsgrenzwerte im Frequenzbereich 2-150 kHz ist von hoher Relevanz für die netzverträgliche Integration von Elektromobilität. Daher werden zeitnah sachgerechte Emissionsgrenzwerte benötigt.

Um das Risiko von Netzresonanzen zu minimieren und eine zu hohe Sensibilität gegenüber der vorhandenen Spannungsverzerrung im Netz wirksam zu vermeiden, können zusätzliche Vorgaben zur Charakteristik der Eingangsimpedanz für Umrichter zum Laden von und Rückspeisen aus Elektrofahrzeugen in Erwägung gezogen werden.

8.3.2 Unsymmetrie

Da die Möglichkeit besteht, dass dreiphasig angeschlossene Ladeeinrichtungen von bestimmten Fahrzeugtypen nur einphasig oder zweiphasig genutzt werden, muss eine Ladeeinrichtung für

¹¹ CENELEC - CLC/TR 50627: "Study Report on Electromagnetic Interference between Electrical Equipment/Systems in the Frequency Range Below 150 kHz"

CENELEC - CLC/TR 50669: "Investigation Results on Electromagnetic Interference in the Frequency Range below 150 kHz"

Elektrofahrzeuge mit eigenem Netzanschluss die Einhaltung der maximal zulässigen Unsymmetrie von 4,6 kVA mit einer Symmetrieeinrichtung sicherstellen. Während dreiphasig gespeiste 11 kW Ladestationen die Symmetrieanforderung prinzipbedingt erfüllen, müssen 22 kW Ladestationen mit eigenem Netzanschluss bei der Nutzung durch einphasig oder zweiphasig ladende Fahrzeuge entweder selbst oder über die Symmetrieeinrichtung der Kundenanlage die Unsymmetrie auf den maximal zulässigen Wert von 4,6 kVA am Netzanschlusspunkt begrenzen und dazu gegebenenfalls den Ladestrom reduzieren (VDE-AR-N 4100 Abschnitt 5.5).

Anmerkung: Derzeit wird beim VDE|FNN die Studie „Ermittlung des maximal zulässigen Unsymmetrie-Grenzwertes der Bemessungsscheinleistung beim Anschluss und Betrieb von elektrischen Verbrauchsmitteln, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Erzeugungsanlagen und Speichern für Kundenanlagen am öffentlichen Niederspannungsnetz“ erstellt.

8.3.3 Einschaltströme

Die Grenzwerte aus der Norm ISO 17409 Kapitel 8.2.2 (Inrush current) ist einzuhalten. Dies bedeutet, dass beim Anschluss der Ladeeinrichtung an das Netz bzw. beim Start des Ladevorgangs Stromspitzen im Mikrosekundenbereich auf 230 A zu begrenzen sind (Einschaltstromstoß in die Kondensatoren der EMV-Filter). Diesem folgt ein Strom für die erste Aufladung des Zwischenkreises, welcher höchstens 30 A Effektivwert für maximal 1 s betragen darf.

8.3.4 Gleichströme

Gleichströme können zu Korrosionsschäden, zur ungewollten Sättigung von Transformatoren und Drosseln (Betriebsmittel mit Eisenkreis) führen sowie das Auslöseverhalten von Fehlerstromschutzeinrichtungen (RCD) negativ beeinflussen. Daher gilt es den Eintrag von Gleichstrom in das Wechselstromnetz so gering wie möglich zu halten. Gleichströme sind nur im Niederspannungsnetz zu erwarten, weil die üblichen NS/MS-Transformatoren keinen dauerhaften Gleichstrom übertragen können.

Es sind die Grenzwerte nach VDE-AR-N 4100 einzuhalten, welche $\leq 0,5\%$ des Bemessungsstromes des Umrichters oder maximal ≤ 20 mA betragen.

Für die Messung der Gleichströme wird der Gleichanteil aus zehn Grundschwingungsperioden (50 Hz-System) gemäß DIN EN 61000-4-7 herangezogen.

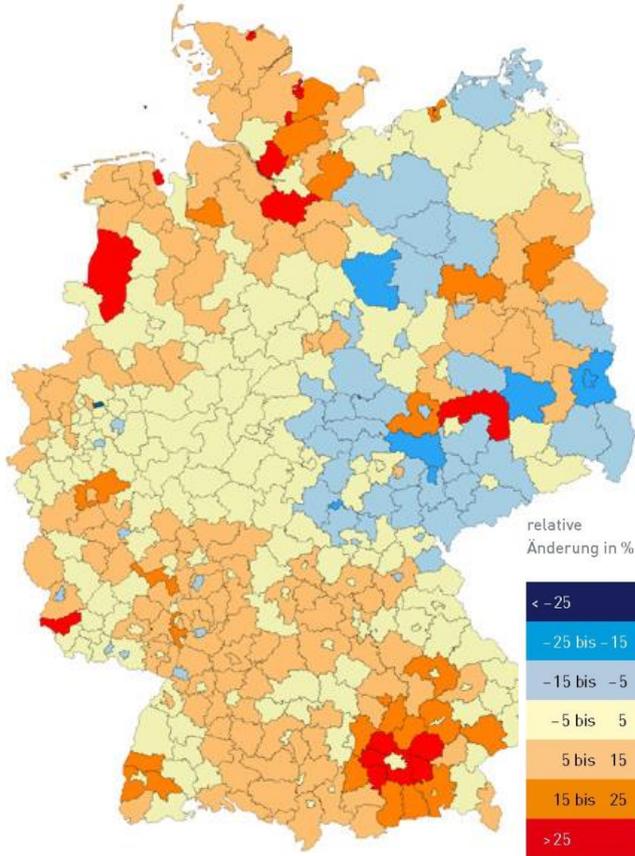
8.3.5 Spannungsschwankungen und Flicker

Um unzulässige Netzzrückwirkungen (z. B. Flicker) zu vermeiden, sind Spannungsänderungen, die z. B. durch häufige Schaltvorgänge oder Laständerungen hervorgerufen werden, zu begrenzen.

Es sind die Grenzwerte nach VDE-AR-N 4100 für die Niederspannung, für die Mittelspannung nach VDE-AR-N 4110 und für die Hochspannung nach VDE-AR-N 4120 einzuhalten.

9 Ausblick Energiesystem der Zukunft

Ein Ausblick in das Energiesystem der Zukunft ist aus heutiger Sicht im Wesentlichen anhand des Netzentwicklungsplans der Bundesnetzagentur möglich. Dieser Netzentwicklungsplan gibt unter anderem Auskunft über die zukünftig zu erwartenden regionalen Lastentwicklungen unter Berücksichtigung von



bereits heute bekannten bzw. prognostizierten Randbedingungen. Dabei wird deutlich, dass insbesondere in den Metropolregionen ein Lastanstieg verzeichnet werden wird, wohingegen in ländlichen Regionen mit einer sinkenden Nachfrage nach elektrischer Energie zu rechnen ist.

Der in Abbildung 15 dargestellte Netzentwicklungsplan greift damit die bereits in den vorherigen Kapiteln aufgezeigte Argumentation auf, dass auch die Entwicklung der Gesamtnachfrage nach elektrischer Energie (nicht nur für Mobilität) starken regionalen Unterschieden folgt. Eine allgemeine Aussage über eine homogene Lastentwicklung größerer überregionaler Gebiete ist mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet.

Darüber hinaus soll anhand der Metropolregion Hamburg sowie dem Bundesland Schleswig-Holstein die veränderte Situation im Stromnetz in Bezug auf das Verhältnis Erzeugung aus

Abbildung 15: Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur (Version 2019 2. Entwurf), Veränderung der Nettostromnachfrage je Landkreis von 2017 bis B 2030, Stand: 15.04.2019

erneuerbaren Energien und Stromverbrauch dargestellt werden (siehe Abbildung 14). Es zeigt sich, dass bis zum Jahr 2030 insbesondere das nordwestliche Schleswig-Holstein z. T. mehr als 200 % seines Bedarfs an elektrischer Energie durch die Einspeisung erneuerbarer Energien decken wird. Die Metropolregion Hamburg jedoch bleibt auch zukünftig Lastsenke für den betrachteten Bereich.

Unabhängig von der tatsächlich im Netzentwicklungsplan prognostizierten veränderten regionalen Stromnachfrage muss zukünftig auch die veränderte Erzeugungssituation vom Stromnetz beherrscht werden.

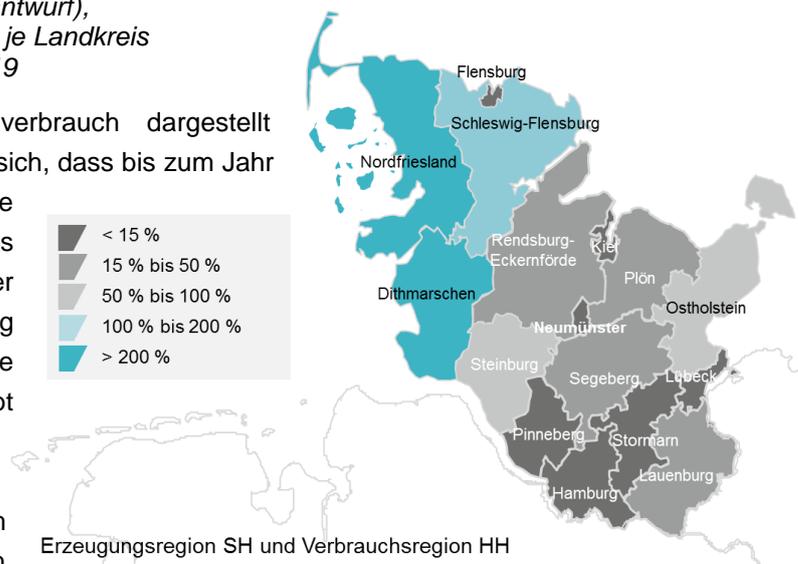


Abbildung 14: Anteil EE-Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 in Schleswig-Holstein und Hamburg (Quelle: NEW 4.0, SINTEG)

10 Aktueller Rechtsrahmen und mögliche Weiterentwicklungen

Wie in den vorhergehenden Kapiteln aufgezeigt, erfordert die zielgerichtete Netzintegration der Elektromobilität, dass sowohl die Fahrzeuge, die Ladeinfrastruktur und das Netz als Backbone bedarfsgerecht weiterentwickelt werden und eine optimale smarte Beeinflussung der Ladevorgänge unter weitestgehender Berücksichtigung der Kundenbedürfnisse aber auch unter Berücksichtigung der netztechnischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ermöglicht wird.

Um dies zu unterstützen, werden folgende flankierende Maßnahmen vorgeschlagen, die die Entwicklung der Elektromobilität fördern:

- Verweis aus der Gesetzgebung (NAV) auf die bundesweit einheitlich allgemein anerkannten Regeln der Technik (VDE-Anwendungsregeln). Dazu zählt insbesondere, dass die netzdienliche Steuerbarkeit von Ladeeinrichtungen nicht nur eine Option für den Kunden ist, sondern der Netzbetreiber dies einfordern kann (vor allem bei Ladestationen mit höheren Ladeleistungen bzw. Ladeparks mit eigenem Energiemanagementsystem). Die Anforderungen sollten sich dabei nicht auf einzelne Geräte der Kundenanlagen beziehen, sondern auf die gesamte Wirkung der Kundenanlage am Netzverknüpfungspunkt. Dies könnte z. B. bei der Überarbeitung des § 14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen berücksichtigt werden.
- Um den Einsatz netzdienlicher, steuerbarer Ladeinfrastruktur zu forcieren, sind entsprechende Anforderungen an die Ladeinfrastruktur in gesetzlichen Anforderungen, wie z. B. der LSV, zu verankern. Dazu zählt z. B. die Anforderung, dass Ladeinfrastruktur und Elektrofahrzeuge zukünftig den Standard ISO 15118 unterstützen. Für den privaten Anwendungsfall, für den die LSV aktuell nicht anwendbar ist, ist die Netzdienlichkeit und Steuerbarkeit von privater Ladeinfrastruktur als Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Förderinstrumente von Bund und Ländern zu empfehlen. Hierzu könnte die Förderung kommunikationsfähiger privater Ladeinfrastruktur (ISO 15118 in Richtung Fahrzeug und z. B. EEBUS in Richtung Kundenanlage) in Kombination mit einem HEMS für lokales Energiemanagement gehören.
- In der VDE-AR-N 4100 (TAR Niederspannung) und der NAV ist die Anmeldung bzw. Mittelung von Ladeinfrastruktur geregelt. Das Verfahren zur Anmeldung wird in den TAB der Netzbetreiber detailliert. Die Anmeldung der Ladeinfrastruktur beim Netzbetreiber ist notwendig, um für den Netzbetreiber ein Monitoring des Markthochlaufs der Elektromobilität und damit einen optimal angepassten, bedarfsgerechten Netzausbau zu ermöglichen. Der Kunde unterscheidet im Allgemeinen aber nicht zwischen Netzbetreiber und Energievertrieb und erkennt auch nicht die Notwendigkeit einer Anmeldung seiner privaten Ladeinfrastruktur. Daher ist ein zentrales „Meldeportal für private Ladeinfrastruktur“ hilfreich, über das alle entsprechenden Anlagen mit ihren relevanten technischen Daten gemeldet werden können und aus dem heraus geocodiert eine Zuordnung zu den Netzgebieten und damit den jeweiligen Netzbetreibern möglich ist.
- Um für den Netzbetreiber die erforderliche Planungs- und Investitionssicherheit hinsichtlich der Netzausbaumaßnahmen für die Elektromobilität zu schaffen, ist es wichtig, dass der vorausseilende Netzausbau, insbesondere die Kosten für den Anschluss der Schnellladeinfrastruktur, regulatorisch anerkannt wird. Ladeinfrastruktur, die in der Hochlaufphase noch mit wenigen Ladepunkten und geringer Auslastung betrieben wird, kann im Allgemeinen noch in der Mittelspannung angeschlossen werden. Langfristig muss das nicht die wirtschaftlichste Lösung sein, da perspektivisch bei zunehmender Marktdurchdringung und damit zunehmendem Leistungsbedarf gegebenenfalls auf eine Versorgung aus der Hochspannung umgestellt werden muss.
- Für den Netzbetreiber ist es wichtig, dass jede netzbezogene Maßnahme, die einer Netzengpass-Behebung dient (z. B. gezielter lokaler Einsatz von Pufferspeichern zur Netzstützung), als entsprechende Netzausbau-Maßnahme im Rahmen der ARegV anzuerkennen. Derartige Maßnahmen sind kurzfristiger als Netzausbau möglich und können z. B. helfen, Engpässe übergangsweise zu überbrücken, wenn in dem betroffenen Netzbereich ohnehin Neubau- oder

Erweiterungsmaßnahmen geplant sind oder innovative Maßnahmen den Netzausbau auf Dauer reduzieren können.

- Vor dem Hintergrund der Auswirkungen der Energiewende auf die Energienetze und die Infrastruktur im privaten Bereich insgesamt (z. B. Installation PV, Wärmepumpe, Ladeeinrichtung), erscheint ein KfW-Förderprogramm zur Modernisierung bzw. Ertüchtigung der Elektroinstallation in Kundenanlagen sinnvoll. So werden zusätzliche monetäre Hürden auf Kundenseite abgebaut und schließlich die Voraussetzungen für eine intelligente Nutzung begünstigt (Smart-Meter, HEMS, dezentrale Erzeugung und Speicherung).
- Um möglichst vielen Bürgern die Nutzung der Elektromobilität zu ermöglichen, ist es erforderlich, auf breiter Basis Möglichkeiten zum Laden der Fahrzeuge zu schaffen. Insbesondere auch für die Kundengruppe, die nicht auf private Lademöglichkeiten im privaten Wohneigentum zurückgreifen kann. Daher besteht dringender Änderungsbedarf im WEG bzgl. der Duldung/Errichtung von Ladeinfrastruktur durch einen einzelnen Eigentümer bzw. Mieter oder das Erlassen von Vorgaben zur Ausstattung von Mehrfamilienhäusern mit einer Mindestquote an Parkmöglichkeiten mit Ladeinfrastruktur. Der Baukostenzuschuss sollte weiterhin Anwendung finden, um bei großen Leistungsanfragen auf Grund zukünftig geplanter Ladeinfrastruktur steuernd zu wirken.
- Vor dem Hintergrund der beabsichtigten weiter steigenden EEG-Integration und der Zielstellung, die Elektrofahrzeuge mit Strom aus regenerativen Quellen zu laden, wenn dieser zur Verfügung steht, kommt neben der Ladeinfrastruktur im privaten Wohnumfeld sowohl der Förderung der Infrastruktur als auch des privaten Ladens beim Arbeitgeber eine große Bedeutung zu. Denn erfahrungsgemäß steht ein Großteil der Fahrzeuge tagsüber, während der Zeiten der größten Energieerzeugung aus PV, nicht zu Hause, sondern beim Arbeitgeber.
- Um die Voraussetzungen für netzdienliches, gesteuertes Laden zu schaffen, ist es erforderlich, die Mehrkosten für die kommunikative Anbindung der Ladeinfrastruktur, also für die Kommunikation zwischen
 - dem Netzbetreiber und dem HEMS bzw. der Ladeinfrastruktur des Kunden, sowie zwischen
 - dem Energielieferanten und dem HEMS bzw. der Ladeinfrastruktur des Kundenzu fördern bzw. regulatorisch anzuerkennen, da ansonsten der Kunde auf „dumme“, nicht steuerbare Ladeinfrastruktur setzt. Es ist ferner eine einheitliche Kommunikationsschnittstelle auf dieser Kommunikationsstrecke zu beschreiben und anzuwenden.

Literaturverzeichnis

1. **FGH e.V.** *VDE|FNN-BDEW-Metastudie - Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität.* Aachen : 2018.
2. **Schulz, Detlef.** *Metastudie - Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg.* Hamburg : 2016.
3. **ZUKUNFT.DE.** Projektbeschreibung ZUKUNFT.DE. *Bundesminister Scheuer startet neues Leitprojekt zur Elektromobilität Paketzustellung.* [Online] hamburg.de GmbH & Co. KG, 19. 10 2018. [Zitat vom: 15. 02 2019.] <https://www.hamburg.de/pressearchiv-fhh/11748464/2018-10-19-bwvi-elektromobilitaet/>.

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im
VDE (VDE|FNN)
Bismarckstraße 33
10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70

Stand: August 2019

VDE FNN