

Anwendungshilfe

Stromnetze für Elektromobilität

Netzintegration von Ladeinfrastruktur

Vorwort

Der Klimaschutz ist eine der wichtigsten politischen und gesellschaftlichen Herausforderungen unserer Zeit. Die Energiewirtschaft befindet sich aktuell in einem Transformationsprozess. Die Stromerzeugung mit konventionellen Kraftwerken wird zunehmend durch größtenteils dezentrale Erneuerbare Energien-Anlagen (EE-Anlagen) abgelöst. Jüngst wurde der Ausstieg aus der Kohle von der Bundesregierung beschlossen. Die deutsche Energiewirtschaft wird ihre Ziele des Klimaschutzes (Reduktion des Kohlenstoffdioxid-Ausstoßes (CO₂-Ausstoßes) gegenüber 1990 um 40% bis 2020) erreichen.

Auch in der Verkehrswirtschaft steigt das Bewusstsein für den Klimaschutz. Es wird immer deutlicher, dass europäische und nationale Politik die Rahmenbedingungen schaffen, um auch im Verkehrssektor die bisher nicht erfolgten CO₂-Reduktionen zu erzielen. So hat der europäische Gesetzgeber den Automobilherstellern ehrgeizige CO₂-Grenzwerte für ihre Flotten aufgegeben, deren Nichteinhaltung empfindliche Strafzahlungen nach sich ziehen. Zudem hat die Bundesregierung im Klimaschutzplan im Jahr 2030 eine Reduzierung des CO₂-Ausstoßes im Verkehr um 40% gegenüber 1990 eingeplant. Diese Ziele werden nur mit einem erheblichen Markthochlauf bei der Elektromobilität erreicht werden können. Für 2030 rechnet die Nationale Plattform für die Zukunft der Mobilität (NPM) mit 7 - 10,5 Mio. Elektrofahrzeugen. Führende Automobilhersteller haben für 2019/ 2020 eine Vielzahl neuer E-Modelle angekündigt. Erste Produktionsstätten werden auf Elektrofahrzeuge (E-Fahrzeuge) umstellen. Eine sogenannte Gigafactory wird in der Nähe von Berlin mit einer jährlichen Kapazität von 500.000 E-Fahrzeugen errichtet. Die Bundesregierung plant derzeit ein Maßnahmenpaket auf Basis des Masterplans Ladeinfrastruktur zur Förderung des Hochlaufs der Elektromobilität wie bspw. eine Reihe von Vergünstigungen für E-Fahrzeuge. Die Zeichen stehen also auf einen massiven Markthochlauf der Elektromobilität in den nächsten Jahren.

Jeder Ladepunkt von Elektromobilität wird direkt oder indirekt an das Verteilnetz angeschlossen und über dieses mit Energie versorgt. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) haben daher eine zentrale Funktion für den Markterfolg der Elektromobilität in Deutschland. Ein funktionierendes und zuverlässiges Stromnetz ist entscheidend für den Erfolg der Elektromobilität in Deutschland.

Für die VNB ist der zu erwartende schnelle Hochlauf von Elektromobilität eine große Herausforderung. Durch den Aufbau von privater und öffentlicher Ladeinfrastruktur (LIS) können flächendeckend neue leistungsstarke Kundenanlagen im Stromnetz entstehen. Netzbetreiber haben unverändert die Aufgabe, ihren Netzkunden die benötigte Leistung bereitzustellen und das

Stromnetz so zu betreiben, sodass weiterhin die Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet wird.

Der BDEW hat hierzu im Jahr 2018 gemeinsam mit dem Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) bzw. Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE (FNN) eine Metastudie „Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität“ veröffentlicht.¹ Die Studie hat bestätigt, dass zum aktuellen Zeitpunkt eine hohe Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung der E-Mobilität und ihrer konkreten Auswirkungen auf das Verteilnetz besteht. Neben dem Wissen über den regionalen Hochlauf von Ladeinfrastruktur fehlt es vor allem noch an belastbaren Erfahrungswerten über das reale Nutzerverhalten und dem daraus resultierenden Leistungsbedarf der Elektromobilität. Zudem ist eine netzdienliche Steuerbarkeit der Ladeeinrichtungen entscheidend für eine erfolgreiche, kurzfristig realisierbare Netzintegration der E-Mobilität. Konzepte hierfür befinden sich jedoch häufig noch in der Pilotierung und technische Lösungen im Standardisierungsprozess. Netzbetreiber benötigen somit Werkzeuge zum Umgang mit dieser Unsicherheit und den neuen Anforderungen der Elektromobilität. Daher ist es aus Sicht des BDEW wichtig, schon heute die Grundlagen für eine erfolgreiche Netzintegration der Elektromobilität zu legen.

Den praktischen Umsetzungsfragen widmet sich die vorliegende **BDEW-Anwendungshilfe**. Diese stellt eine Maßnahme aus dem Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung dar und beschäftigt sich mit der Frage, was VNB heute tun können, um sich auf die kommenden Anforderungen der Elektromobilität vorzubereiten. Dabei konzentriert sich die Anwendungshilfe vorwiegend auf den Anschluss von privaten Ladeeinrichtungen im Niederspannungsnetz (NS-Netz). Viele der Hinweise insbesondere zur Netzplanung gelten aber auch für das Mittelspannungsnetz (MS-Netz) bzw. sind übertragbar. Gleiches gilt auch für die Einbindung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur. Mithilfe anschaulicher Praxisbeispiele wird verdeutlicht, wie bestimmte Fragestellungen angegangen werden können.

Mit dieser Anwendungshilfe kommt der BDEW seiner Zusage im Rahmen der Nationalen Plattform für die Zukunft der Mobilität nach, den Wissenstransfer unter den Netzbetreibern zu unterstützen und Transparenz hinsichtlich heutiger Lösungsansätze zu schaffen. Die Anwen-

¹ Vgl. BDEW/ VDE/ FNN „Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität“, veröffentlicht im Dezember 2018.

Leistungshilfe enthält dazu Handlungsempfehlungen, die als zusätzliche Hilfestellung zu bestehenden Regelwerken und Dokumenten, wie bspw. den Hinweisen des VDE/ FNN zur Netzintegration Elektromobilität² genutzt werden kann.

Die Struktur der Anwendungshilfe orientiert sich an den logisch aufeinander aufbauenden Umsetzungsfragen aus Netzbetreiber-Sicht (NB-Sicht):

1. Welche Auswirkungen sind durch die Elektromobilität in meinem Netz zu erwarten?
2. Wie bereite ich mich als NB auf den Hochlauf der Elektromobilität vor?
3. Wie gehe ich operativ mit konkreten Netzanschlussanfragen für LIS um und welche Möglichkeiten bietet intelligentes Lastmanagement?
4. Was muss bei der Finanzierung beachtet werden?

Nachfolgend sind die in der Anwendungshilfe betrachteten Inhalte dargestellt.

Zukunftsscheck Elektromobilität	Vorbereitende Maßnahmen	Operativer Netzanschluss von Ladeinfrastruktur	Finanzierung
<ul style="list-style-type: none"> • Prognosen Hochlauf E-KFZ und LIS • Analyse betroffener Netzgebiete • Strategische Einordnung 	<ul style="list-style-type: none"> • TAB für LIS • Meldeprozess und Zustimmungspflicht • Netzzustandsüberwachung • Netzplanungsprämissen & Gleichzeitigkeit • Strategische Netzentwicklung 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzverträglichkeitsprüfung • Netzanschlussvarianten • Zukunftssichere Netzverstärkung • Vermeidung von / Umgang mit Netzengpässen 	<ul style="list-style-type: none"> • BKZ • Anreizregulierung: Umgang mit Capex, Opex • Anreizregulierung: Auswirkungen auf den Effizienzwert

Schließlich werden ausgewählte Praxisbeispiele von Verteilnetzbetreibern dargestellt.

² Vgl. VDE/ FNN „Netzintegration Elektromobilität Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen“, veröffentlicht im September 2019.

Inhalt

VORWORT	2
1. ZUKUNFTSCHECK ELEKTROMOBILITÄT FÜR DAS VERTEILNETZ	7
1.1. Methodik und strategische Einordnung von Netzstudien	7
1.2. Prognose und Regionalisierung von Elektromobilität	10
1.3. Ermittlung betroffener Netzgebiete	12
2. VORBEREITENDE MAßNAHMEN FÜR DEN HOCHLAUF DER ELEKTROMOBILITÄT	14
2.1. Anmeldung von Ladeinfrastruktur sicherstellen	14
2.1.1. Mitteilungspflicht einführen.....	16
2.1.2. Kundenfreundlichen Netzanschlussprozess aufsetzen	19
2.1.3. Kunden und Elektrohandwerker informieren	22
2.1.4. Dokumentation gemeldeter Ladepunkte	22
2.2. Netzauslastung überwachen	23
2.3. Netzplanung zukunftsicher aufstellen.....	24
2.3.1. Unterschiede in den Netzebenen.....	24
2.3.2. Leistungsannahmen und Gleichzeitigkeitsfaktoren	25
2.3.3. Vorausschauende Netzplanung.....	26
3. OPERATIVER NETZANSCHLUSS VON LADEINFRASTRUKTUR	27
3.1. Technische Anschlussbedingungen.....	27
3.1.1. Rechtliche Vorgaben und technische Regelungen: EnWG, NAV, TAB, TAR Niederspannung, DIN 18012, DIN 18015	29
3.1.2. BDEW-Einschätzung zur Zulässigkeit mehrerer Netzanschlüsse auf einem Grundstück	32
3.2. Handlungsoptionen bei Netzengpässen.....	35
3.2.1. Zustimmungspflichtige Ladeinfrastruktur	35
3.2.2. Zustimmungsfreie Ladeinfrastruktur, aber anmeldepflichtige Ladeinfrastruktur.....	36
3.3. Intelligentes Lastmanagement	37
3.3.1. Netzverträgliches Laden	37
3.3.2. Netzdienliches Laden.....	39
4. FINANZIERUNG DER NETZINTEGRATION VON ELEKTROMOBILITÄT	41
4.1. Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ).....	41
4.2. Anreizregulierung: Umgang mit Kapitalkosten (CAPEX)	42
4.3. Anreizregulierung: Umgang mit Betriebskosten (OPEX)	42
4.4. Anreizregulierung: Mögliche Auswirkungen auf den Effizienzwert	43
5. PRAXISBEISPIELE	44
5.1. Elektromobilität im öffentlichen Raum [DigiKoo]	44
5.2. Online-Anmeldung von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge [EWE NETZ]	45
5.3. WindNODE [Stromnetz Berlin]	46
5.4. Gleichzeitigkeitsfaktoren für Ladeinfrastruktur [Berliner Handbuch]	47
5.5. Gleichzeitigkeitsfaktoren [Stromnetz Berlin]	47

5.6.	NETZlabor E-Mobility-Allee [Netze BW].....	48
5.7.	NETZlabor E-Mobility-Carré [Netze BW]	49
5.8.	„ELBE“ – Netzdienliches Lademanagement von Ladeinfrastruktur an und in Gebäuden [Stromnetz Hamburg, hySOLUTIONS]	50
5.9.	MerGE (Merging Grid & EMobility) [Bayernwerk]	51
5.10.	TLP-Kombinationsprofil Heizung mit Elektromobilität [Bayernwerk]	52
5.11.	Intelligent Grid Application (InGA) [Innogy SE]	53
6.	BDEW CHECK-LISTE NETZINTEGRATION ELEKTROMOBILITÄT	54
	DEFINITIONSLISTE	56
	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	58
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	60
	TABELLENVERZEICHNIS	61
	LITERATURVERZEICHNIS/ HILFREICHE DOKUMENTE	62

1. Zukunftsscheck Elektromobilität für das Verteilnetz

In Anbetracht des erwarteten Hochlaufs der Elektromobilität auf 7 bis 10,5 Mio. E-Fahrzeuge im Jahr 2030 stellen sich für jeden Netzbetreiber in Deutschland folgende Fragen: „Welche Auswirkungen wird Elektromobilität in Zukunft auf mein Stromnetz haben?“ und „Wie kann ich mich darauf vorbereiten?“.

Aufgrund der aktuell noch hohen Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Elektromobilität sind eine Vielzahl von Zukunftsszenarien denkbar. Daher lassen sich diese Fragen heute nicht mit 100%iger Sicherheit beantworten. Die Netzbetreiber haben jedoch die Möglichkeit, mit Netzstudien verschiedene Zukunftsszenarien in Bezug auf die Entwicklung der Elektromobilität konkret zu untersuchen und deren Auswirkungen auf das eigene Stromnetz abzuschätzen.

Netzstudien können, je nach Bedarf und Möglichkeit, von Netzbetreibern eigenständig oder durch beauftragte externe Dienstleister durchgeführt werden. Hierfür gibt es inzwischen eine Vielzahl von Anbietern am Markt – in der Regel spezialisierte Dienstleister, Forschungseinrichtungen oder Energieversorger – die eine breite Palette an Möglichkeiten anbieten.

Das vorliegende Kapitel soll Netzbetreibern einen Überblick über relevante Inhalte von Netzstudien und deren Einsatzmöglichkeiten geben und Grenzen aufzeigen. Dafür sind auf den nachfolgenden Seiten die grundlegende Zielsetzung und Methodik von Netzstudien sowie mögliche Datenquellen für die Elektromobilität zusammengefasst. Ergänzt wird die theoretische Einführung durch konkrete Praxisbeispiele von verschiedenen Verteilnetzbetreibern in *Kapitel 5 „Praxisbeispiele“*.

1.1. Methodik und strategische Einordnung von Netzstudien

Eine Netzstudie kann die Untersuchung möglicher zukünftiger Versorgungssituationen sowie der jeweiligen Auswirkungen auf das eigene Netzgebiet umfassen. Häufig werden dabei die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 betrachtet. Netzstudien sind sozusagen ein „Zukunftsscheck für das Verteilnetz“. Anhand der Ergebnisse von Netzstudien lassen sich frühzeitig Handlungsbedarfe erkennen und strategische Ziele und Weichenstellungen für die Netzentwicklung ableiten. Der Netzbetreiber erhält dadurch die Möglichkeit, frühzeitig Maßnahmen zur Vorbereitung des Netzes zu ergreifen.

Naturgemäß sind Zukunftsprognosen immer mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Aufgrund der Vielzahl an möglichen Entwicklungen von Elektrofahrzeugen (Hybrid-Fahrzeuge, rein batteriebetriebene E-Fahrzeuge und Wasserstoff-Fahrzeuge) und der Ladeinfrastruktur (Standort, Ladeleistung, Nutzungsart) sowie der Geschwindigkeit bei der Marktdurchdringung besteht derzeit noch große Unsicherheit über die zukünftigen Hochlaufszszenarien der Elektromobilität. Zum Umgang mit dieser Unsicherheit werden in Netzstudien häufig mehrere unterschiedliche Zukunftsszenarien betrachtet. Alternativ besteht die Möglichkeit, ein ausgewähltes

Leitszenario zu untersuchen. Abbildung 1 zeigt beispielhaft eine Prognose der zukünftigen Absatzzahlen für Elektrofahrzeuge und die Abhängigkeit von Rahmenbedingungen bspw. Förderpaketen.

Verkaufte Elektrofahrzeuge

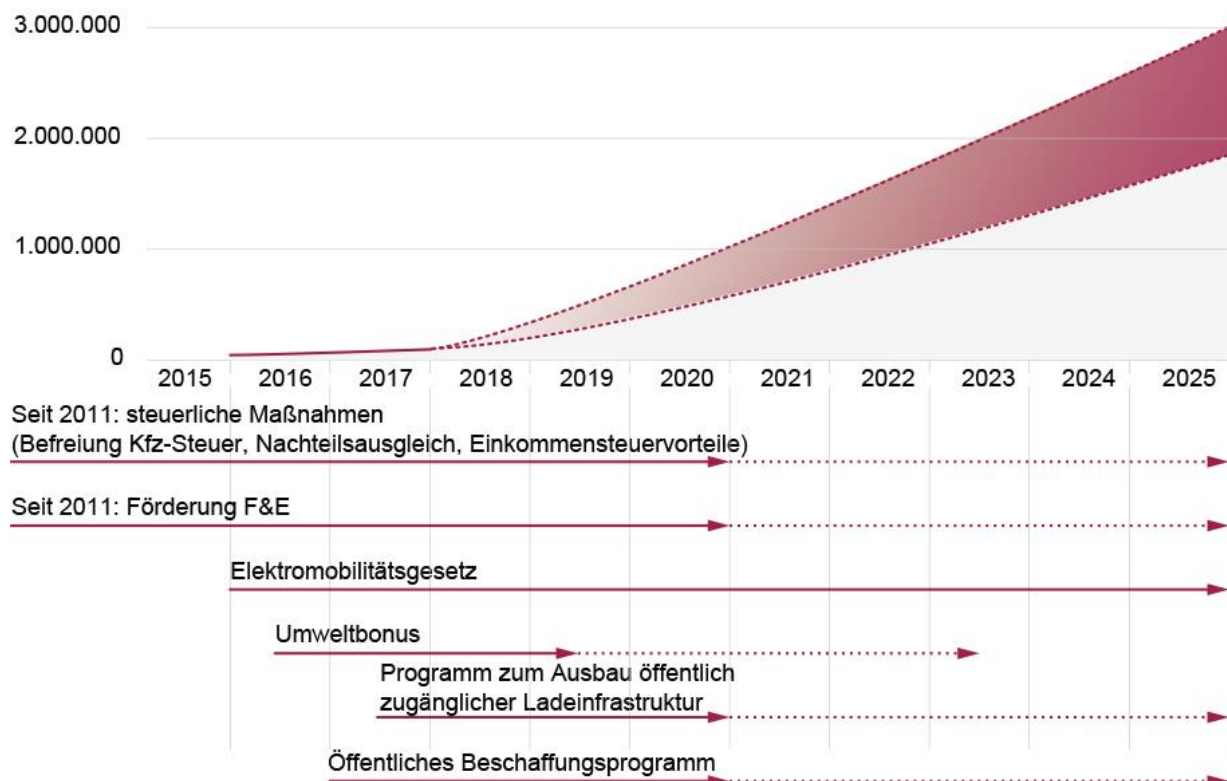


Abbildung 1: Exemplarische Prognose Absatzzahlen für Elektrofahrzeuge, NPE 2019³

Bei der Auswahl der Hochlaufszzenarien kann eine Kombination von „Bottom-up-“ und „Top-down-Ansätzen“ angewendet werden. Dadurch werden die regionalen Besonderheiten des Betrachtungsgebiets adäquat berücksichtigt und die Gefahr von Fehleinschätzungen minimiert.

Eine „Top-down-Variante“ wäre „das Herunterbrechen“ von europäischen, nationalen oder regionalen Ausbauzielen für Ladeinfrastruktur aus Industrie und Politik auf das eigene Versorgungsgebiet.

Ein „Bottom-up-Ansatz“ wäre bspw. die Abschätzung des erwarteten Ladeinfrastrukturbedarfs für Elektromobilität mithilfe unternehmensinterner und öffentlich verfügbarer Daten, wie z. B.:

- Struktur des Versorgungsgebiets (großstädtisch, städtisch, vorstädtisch, ländlich)
- Anzahl der Einwohner und Endkunden
- Verbrauchsdaten
- Bodenrichtwerte
- Kfz-Zulassungsdaten, u.v.m.

³ Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität „Fortschrittsbericht 2018 - Markthochlaufphase“, S. 51, veröffentlicht im Mai 2018.

Basierend auf den definierten Hochlaufszzenarien können Abschätzungen über den voraussichtlichen Leistungsbedarf der Ladeinfrastruktur getroffen werden. Durch Netzsimulationen lassen sich Aussagen über die Auslastung des Stromnetzes treffen. Anschließend erfolgt eine Auswahl und Bewertung möglicher Maßnahmen zur Netzentwicklung und der damit verbundenen Aufwände.

Üblicherweise beinhalten Netzstudien folgenden Aufbau:

1. Definition Simulationsszenarien und Rahmenbedingungen
2. Prognose und Regionalisierung von E-Fahrzeugen und Ladeinfrastruktur
3. Abschätzung zeitgleicher Entwicklungen anderer Verbrauchergruppen insb. Zubau EE-Anlagen und Elektrifizierung des Wärmesektors (Stichwort: Sektorenkopplung)
4. Durchführung von Netzsimulationen und Ermittlung der Netzauslastung
5. Identifikation von Netzüberlastungen und betroffener Netzgebiete
6. Vergleich verschiedener Netzentwicklungsmöglichkeiten
7. Abschätzung voraussichtlicher Netzinvestitionen

Zusätzlich zu der Elektromobilität, die einen wesentlichen Bestandteil der Verkehrswende darstellt, gibt es weitere gesellschaftliche Entwicklungen, die zu Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen führen und nicht losgelöst davon betrachtet werden sollten. Diese Entwicklungen werden in Zukunft ebenso finanzielle wie personelle Ressourcen binden. Einige Beispiele sind in Tabelle 1 aufgelistet.

Tabelle 1: Zentrale Entwicklungen im Energiesystem, eigene Darstellung

Entwicklung	Auswirkung
Verkehrswende	Zunahme der Elektromobilität
Energiewende	Zunahme dezentraler Erzeugung (Wind/PV)
Wärmewende	Zunahme von Wärmepumpen

Eine Auswahl bisheriger Studien und ihrer Ergebnisse zur Einschätzung der Größenordnung des erwarteten Investitionsvolumens zeigt Tabelle 2.

Tabelle 2: Kosten des Verteilnetzausbaus, eigene Darstellung

Studie	Erscheinungsjahr	Zusätzlicher Investitionsbedarf im Leitszenario in Mrd. €
Dena Verteilnetzstudie für Deutschland ⁴	2012	14,2 Mrd. € bis 2030
Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz ⁵	2014	1,8 Mrd. € bis 2030
Verteilnetzstudie Baden-Württemberg ⁶	2017	2,69 Mrd. € bis 2030
Verteilnetzstudie Hessen ⁷	2018	1 Mrd. € bis 2034

1.2. Prognose und Regionalisierung von Elektromobilität

Die Prognose und Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Elektromobilität und anderer Verbrauchergruppen in Form von Hochlaufszszenarien bildet die Grundlage entsprechender Netzstudien. Hochlaufszszenarien für Elektromobilität beschreiben die voraussichtliche zukünftige Entwicklung von E-Fahrzeugen und der zugehörigen Ladeinfrastruktur. Sie ermöglichen den Netzbetreibern zukünftige Ladepunkte und deren Auswirkungen auf ihr Netz möglichst genau abzuschätzen.

Bei der Erstellung von Hochlaufszszenarien für Elektromobilität muss grundsätzlich zwischen E-Fahrzeugen und LIS unterschieden werden. Der Hochlauf an E-Fahrzeugen bedeutet in erster Linie einen Anstieg des Bedarfs an LIS und deren Nutzung. Konkrete Auswirkungen auf das Stromnetz lassen sich daraus allein nicht ableiten. Entscheidend für die Auswirkungen der Elektromobilität auf das Stromnetz sind der Aufbau sowie die Netzdienlichkeit von Ladeinfrastruktur.

Aufgrund der vielfältigen Nutzungsformen wird zwischen Ladeinfrastruktur an privaten Standorten und Ladeinfrastruktur an öffentlich zugänglichen Aufstellorten unterschieden. Je nach Anwendungsfall grenzen sich die Infrastrukturen zudem in ihrer regionalen Verteilung, Häufigkeit und Leistungsbedarf voneinander ab. Für eine korrekte Abschätzung der zukünftigen Auswirkungen auf das Stromnetz sollten Hochlaufszszenarien für Ladeinfrastruktur daher die unterschiedlichen Anwendungsfälle berücksichtigen.

⁴ Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena) „dena-Verteilnetzstudie“, veröffentlicht am 10.12.2012.

⁵ Vgl. Energynautics GmbH/ Öko-Institut e.V./ Bird & Bird LLP „Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz“, veröffentlicht am 22.01.2014.

⁶ Vgl. ef.Ruhr GmbH/ Technische Universität Dortmund „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg“, veröffentlicht am 13.04.2017.

⁷ Vgl. BearingPoint GmbH/ Fraunhofer IEE „Abschlussbericht Verteilnetzstudie Hessen 2024 - 2034“, veröffentlicht am 16.04.2018.

Verteilung Ladevorgänge	Privater Aufstellort 60 - 85 %			Öffentlich zugänglicher Aufstellort 15 - 40 %			
Typische Standorte für Ladeinfrastruktur							
	Garage bzw. Stellplatz beim Eigenheim	Parkplätze (Tiefgarage, Mehrfamilienhäuser, Wohnblocks)	Firmenparkplätze auf eigenem Gelände	Ladestation/ Lade-Hub innerorts	Ladestation/ Lade-Hub an Achsen (Autobahn, Bundesstraße)	Kundenparkplätze bzw. Parkhäuser (Einkaufszentren)	Straßenrand, öffentliche Parkplätze
	regelmäßige oder Nachtladung			Schnellladung		Zwischendurchladen	

Abbildung 2: Zeigt eine Übersicht der Anwendungsfälle von Ladeinfrastruktur, BMVI

Zentraler Bestandteil von Hochlaufszenerarien ist die Aussage über die voraussichtliche Entwicklung der Anzahl an E-Fahrzeugen und installierten Ladeinfrastrukturen im betrachteten Zeithorizont (siehe Abbildung 3). Mögliche Quellen und entsprechende Daten für verschiedene Hochlaufszenerarien bieten unter anderem die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) bzw. Nationale Plattform Zukunft Mobilität (NPM), die nationale Leitstelle für Ladeinfrastruktur und die NOW, die Automobilbranche (VDA) sowie diverse Forschungsinstitute. Zahlen über aktuelle Zulassungszahlen von E-Fahrzeugen liegen beim Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) und beim statischen Bundesamt (Destatis/ StBA) vor. Der exemplarische Hochlauf von E-Fahrzeugen und der zugehörigen Ladepunkte ist in der Abbildung 3 dargestellt.

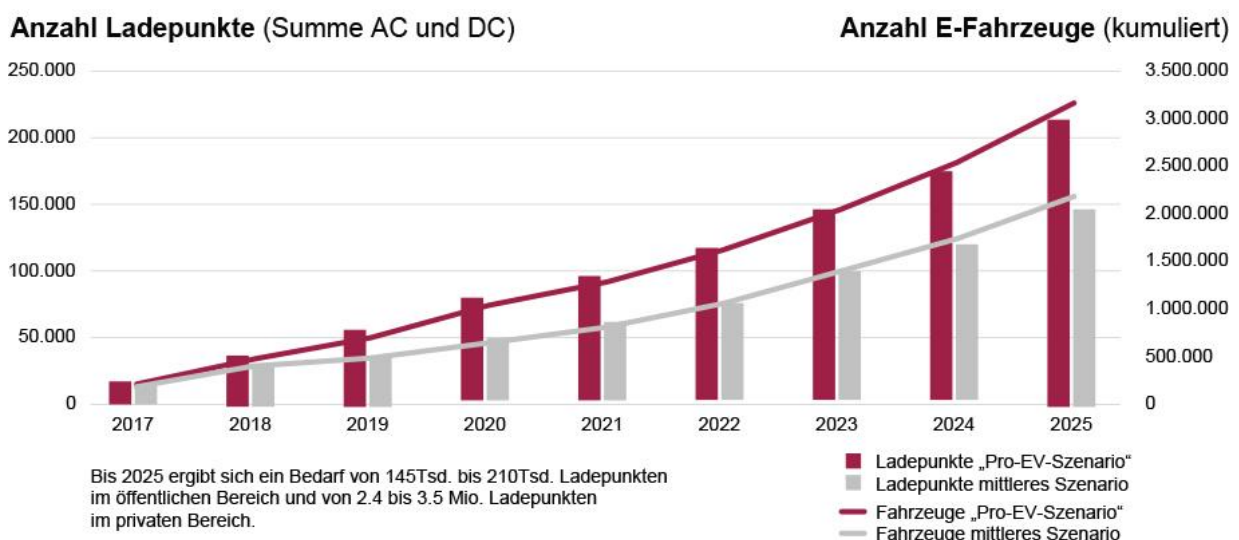


Abbildung 3: Markthochlauf E-Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur, NPE

Regionalisierung von Hochlauf Ladeinfrastruktur

Aufbauend auf Hochlaufszenarioszenarien der E-Mobilität erfolgt die regionale Zuordnung der Ladeinfrastruktur auf das Netzgebiet. Dies ist erforderlich, um regionale Unterschiede im Hochlauf der Elektromobilität sowie der regionalen Durchdringung und die daraus resultierenden unterschiedlichen Auswirkungen auf das Stromnetz abbilden zu können. Zusätzlich zur Regionalisierung der Ladeinfrastruktur ist eine Zuweisung des Netzanschlusses an verschiedene Spannungsebenen notwendig. Beispielsweise sind die Auswirkungen einer einzelnen 300-kVA-Schnellladestation mit Anschluss in der Mittelspannung auf das Stromnetz anders als der Anschluss von 27 privaten 11-kVA-Ladestationen mit einer Summenleistung von 300 kVA in der Niederspannung.

Für die Regionalisierung gibt es mehrere Möglichkeiten. Zum einen ist eine pauschale Zuordnung über Netzstrukturklassen und Verteilungsschlüssel möglich. Dies ist ein recht einfacher, aber dafür ungenauer Ansatz. Genauere Ergebnisse versprechen detailliertere Ansätze, welche reale Netzstrukturdaten, sozioökonomische Daten und statistische Faktoren berücksichtigen. Aufgrund der detaillierteren Einzelfallbetrachtung ist der Aufwand entsprechend höher.

1.3. Ermittlung betroffener Netzgebiete

Mit der Kenntnis über die zukünftige Anzahl, Art und Verteilung von E-Fahrzeugen und LIS lassen sich die Auswirkungen auf das Stromnetz abschätzen. Hierfür ist ein Abgleich des zusätzlichen Leistungsbedarfs mit der vorhandenen Netzkapazität notwendig.

Möglich ist dies durch simulative Netzberechnung der relevanten Netzgebiete. Je nach Verfügbarkeit und Umfang können reale Netze oder exemplarische Modellnetze für die Netzberechnungen verwendet werden.

Maßgeblichen Einfluss für die Netzauslastung hat die Lastannahme für Ladeinfrastruktur. Während öffentliche Ladepunkte aufgrund ihres Geschäftsmodells tendenziell mit hoher Gleichzeitigkeit betrieben und in der Planung berücksichtigt werden, stellt der Leistungsbedarf privater Ladeinfrastruktur derzeit eine große Unsicherheit dar.

Grundsätzlich existieren mehrere verschiedene Ladestrategien, die den Leistungsbedarf privater Ladeinfrastruktur definieren:

1. Ungesteuertes Laden

Die Elektrofahrzeuge werden ohne Lastmanagement und direkt gemäß dem Verhalten des Fahrzeugnutzers bzw. dessen Einstellungen im Fahrzeug geladen. Dies ist aktuell die am häufigsten vorzufindende Ladevariante für privates Laden.

2. Netzverträgliches Laden

Hier hat der Anschlussnehmer in der Regel mehrere Ladepunkte und verfügt über ein eigenes Lade-/ Lastmanagement. Dieses gewährleistet, dass die vertraglich zwischen ihm und seinem Netzbetreiber vereinbarte maximale Anschlussleistung ohne Ansteuerung des

Netzbetreibers nicht überschritten wird. Zudem kann das kundeneigene Lade-/Lastmanagement den Verbrauch von eigenerzeugter Energie optimieren (vgl. auch *Abschnitt 3.3.1 „Netzverträgliches Laden“*).

3. Netzdienliches Laden

Die Ladeinfrastruktur lässt sich netzdienlich steuern. So könnten Ladevorgänge zeitlich gestaffelt, Ladeleistungen begrenzt oder Ladezeitfenster definiert werden. Netzdienliches Laden verspricht die Möglichkeit, Lastspitzen im Stromnetz aufgrund von Elektromobilität zu reduzieren oder ganz zu vermeiden. Dadurch soll die zusätzliche Netzbelastung aufgrund von Elektromobilität reduziert und gleichzeitig die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze für Ladeinfrastruktur erhöht werden (vgl. auch *3.3.2. „Netzdienliches Laden“*).

4. Marktdienliches Laden

Hier findet eine Optimierung von Ladevorgängen gegenüber Preissignalen aus dem Energiemarkt statt. Bei Stromüberangebot auf dem Energiemarkt (z. B. durch eine wetterbedingt hohe EE-Einspeisung) entstehen niedrige Preise und viele Kunden starten gleichzeitig einen Ladevorgang. Dadurch kann die Integration Erneuerbarer Energien in das Energiesystem unterstützt werden. Jedoch können dadurch potenziell auch die Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen und die damit verbundene Netzbelastung steigen.

Je nach Umfang und Zielsetzung können in einer Netzstudie alle oder nur ausgewählte Ladeszenarien betrachtet werden. Dabei ist zu beachten, dass Lastmanagement eine wichtige Rolle bei der Auswahl der Ladestrategie spielt. Das unterscheidet sich je nach Anwendungsmöglichkeit und Nutzungsart.

Ergebnis der Netzsimulationen

Netzsimulationen geben Aufschluss über mögliche Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen im Stromverteilnetz. Dadurch lassen sich potenzielle Engpässe im Stromnetz identifizieren und bewerten. Werden diese Informationen mit der Ermittlung möglicher Standorte für Ladeeinrichtungen kombiniert (vgl. *Elektromobilität im öffentlichen Raum [DigiKoo]*), ergibt dies eine umfassende Planungsgrundlage. Der Bedarf entsprechender Maßnahmen wird dadurch frühzeitig erkannt.

Praxisbeispiele:

Elektromobilität im öffentlichen Raum [DigiKoo]

2. Vorbereitende Maßnahmen für den Hochlauf der Elektromobilität

Der Hochlauf der Elektromobilität verändert die Lastsituation im Verteilnetz und stellt Netzbetreiber vor die Herausforderung, dem Kunden auch zukünftig eine hohe Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten.

Allein das frühzeitige Informieren der Netzbetreiber über neue und zukünftige Ladepunkte trägt zu vorausschauenden Netzplanungen, bedarfsgerechten Netzverstärkungen sowie einem sicheren Netzbetrieb bei und könnte somit die Herausforderungen minimieren. Damit aber die Integration der Elektromobilität in das Verteilnetz vollständig gelingen kann, wird den Netzbetreibern empfohlen, weitere vorbereitende Maßnahmen zu treffen.

In diesem Kapitel sollen ausgewählte Maßnahmen vorgestellt und aus Sicht des BDEW erläutert werden.

Insbesondere folgende Fragen sollen geklärt werden:

- Wie stelle ich als Netzbetreiber sicher, dass mir zukünftig alle neu installierten Ladestationen in meinem Netzgebiet gemeldet werden? Erfordert die Errichtung und Inbetriebnahme von Ladestationen einer Zustimmung durch den Netzbetreiber? Gilt das für alle Leistungsklassen?
- Wie kann ich die Beobachtbarkeit von Netzgebieten, die besonders vom starken Hochlauf der Elektromobilität betroffen sind, steigern? Brauche ich dazu eine Netzstandsüberwachung?
- Sind meine Netzplanungsprämissen noch zukunftssicher? Wie bewerte ich die Auswirkungen der Ladeinfrastruktur auf mein Stromnetz? Wie plane ich Neubaugebiete, wenn ich noch nicht weiß, ob dort zukünftig Ladestationen errichtet werden? Wann wird eine Erweiterung bzw. Anpassung des Bestandnetzes notwendig sein?

2.1. Anmeldung von Ladeinfrastruktur sicherstellen

Für NB ist die frühzeitige Identifikation von neu zu errichtender Ladeinfrastruktur im eigenen Netzgebiet die Grundvoraussetzung für einen sicheren Netzbetrieb und eine schnelle Integration von Elektromobilität in das Verteilnetz. Häufig werden private Wallboxen ohne Information des Netzbetreibers errichtet und in Betrieb genommen. Laut einer Erhebung des BDEW „Fakten und Argumente über die Netzintegration privater Ladeinfrastruktur“⁸ betrug die geschätzte Dunkelziffer 85%, bezogen auf den aktuellen Bestand privater Ladepunkte in Deutschland. Für Netzbetreiber stellt dieser Umstand eine enorme Unsicherheit dar.

⁸ Vgl. BDEW „Fakten und Argumente über die Netzintegration privater Ladeinfrastruktur“, veröffentlicht im August 2019.

Um diesen Umstand zu verbessern und eine bundesweit einheitliche Regelung zu schaffen, hat der Gesetzgeber im Frühjahr 2019 eine Pflicht zur Anmeldung sämtlicher Ladeeinrichtungen von Elektromobilität an den zuständigen Netzbetreiber eingeführt. Die rechtliche Grundlage besteht seit der Novellierung der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) aus dem Frühjahr 2019. Mit der Umsetzung der Meldepflicht für private Ladeinfrastruktur soll sichergestellt werden, dass alle netzrelevanten Ladeeinrichtungen dem zuständigen Netzbetreiber noch vor der Inbetriebnahme gemeldet werden. Für die Anmeldung können vor allem Daten zum Anschlussort, zur Steuerbarkeit sowie zur Ladeinfrastruktur (z. B. Leistung und Anzahl der Ladepunkte) notwendig sein. Zudem bedarf die Ladeinfrastruktur nun einer Zustimmung des Netzbetreibers sofern ihre Summen-Bemessungsleistung 12 kVA überschreitet, unabhängig von der maximalen Leistung einzelner Ladepunkte. Des Weiteren sind Netzbetreiber nun verpflichtet, sich innerhalb von zwei Monaten nach Eingang einer Netzanschlussanfrage gegenüber dem Netzkunden zu äußern. Die Einzelheiten zum Inhalt und der Form der Rückmeldung kann der Netzbetreiber selbstständig regeln.⁹ Ein Best Practice Beispiel, wie der Anmeldevorgang aussehen kann und welche Inhalte ein Antwortschreiben enthalten sollte, kann *Kapitel 5 „Praxisbeispiele“* entnommen werden.

Praxisbeispiel:

Online-Anmeldung von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge [EWE NETZ]

Damit Netzbetreiber die Anmeldung von Ladeinfrastruktur in ihrem Gebiet so gut es geht sicherstellen können, sind diverse Maßnahmen erforderlich.

Abbildung 4 fasst die einzelnen Maßnahmenschritte für Netzbetreiber zusammen. In den nachfolgenden Kapiteln werden die einzelnen Maßnahmen näher erläutert.



Abbildung 4: Maßnahmenübersicht, eigene Darstellung, BDEW

⁹ § 19 Abs. 2 NAV

2.1.1. Mitteilungspflicht einführen

Damit Ladeinfrastrukturen an den Netzbetreiber gemeldet werden, wird Netzbetreibern empfohlen, zusätzlich zur Meldepflicht der NAV eine Meldepflicht für ihr Netzgebiet in ihren Technischen Anschlussbedingungen (TAB) einzuführen. In der Vergangenheit gab es einige Neuerungen bei den diesbezüglichen Regelungen. Daher werden in diesem Abschnitt die aktuellen Regelungen zur Anmeldung von Ladeinfrastruktur vorgestellt und eine Einschätzung des BDEW zu offenen Fragen geliefert.

Rechtliche Grundlage

In Deutschland sind die rechtlichen Vorgaben zur Anmeldung von Ladeinfrastruktur in der Niederspannungsanschlussverordnung festgeschrieben.

Originalwortlaut in § 19 Absatz 2 Satz 2 der NAV:

„Auch Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sind dem Netzbetreiber vor deren Inbetriebnahme mitzuteilen. Deren Inbetriebnahme bedarf darüber hinaus der vorherigen Zustimmung des Netzbetreibers, sofern ihre Summen-Bemessungsleistung 12 Kilovoltampere je elektrischer Anlage überschreitet; der Netzbetreiber ist in diesem Fall verpflichtet, sich innerhalb von zwei Monaten nach Eingang der Mitteilung zu äußern“.

Die Regelung der NAV zur Anmelde- und Zustimmungspflicht wurde anschließend in den BDEW-Bundesmusterwortlaut für Technischen Anschlussbedingungen (TAB 2019) aufgenommen. In der VDE-AR-N 4100 wurde eine Anmeldepflicht für Ladeeinrichtungen > 3,6 kVA bereits vor Einführung der Regelung zur Anmeldepflicht in § 19 (2) NAV aufgenommen und nach Änderung der NAV noch nicht an die neue Vorgabe der Verordnung angepasst.¹⁰

In der Praxis besteht häufig die Frage, wie mit mobilen Ladeeinrichtungen (Ladebetriebsart 2) umzugehen ist.

Nach BDEW-Verständnis unterliegt die Ladung mit mobilen Ladeeinrichtungen den Regelungen zur Melde- und Zustimmungspflicht gemäß den Regelungen der NAV. Der Grund hierfür liegt in potenziell hohen Ladeleistungen von häufig 11 bis 22 kVA. Die Melde- und Zustimmungspflichten gelten für einen Netzanschlusspunkt mit einer regelmäßigen Nutzung. Netzbetreiber haben die Möglichkeit, nach eigenem Ermessen abweichend zu den Regelungen auf eine Meldung für mobile Ladeeinrichtungen zu verzichten.

Eine Übersicht der aktuellen Anmelde- und Zustimmungspflichten gemäß BDEW-Einschätzung ist in der nachfolgenden Tabelle 3 zusammengefasst.

¹⁰ Vgl. VDE/ FNN „Anforderungen für den symmetrischen Anschluss und Betrieb nach VDE-AR-N 4100“, veröffentlicht im Dezember 2019.

Tabelle 3: Übersicht Melde- und Genehmigungspflichten, eigene Darstellung nach BDEW, VDE/ FNN

	Schuko- / CEE-Steckdose einphasig	CEE-Steckdose 3-phasig	Mobile Ladeeinrichtung Schuko- / CEE-Steckdose („In Cable Control and Protection Device“ IC-CPD)	Ortsgebundene Ladeeinrichtung (AC)	Ortsgebundene Ladeeinrichtung (DC)
	 Ladebetriebsart 1	 Ladebetriebsart 1	 Ladebetriebsart 2	 Ladebetriebsart 3	 Ladebetriebsart 4
< 12 kVA	Anmeldepflicht für Anschlussnehmer				
	Bei Leistungen < 3,6 kVA kann seitens des NB auf Anmeldepflicht verzichtet werden. Schuko-Steckdosen sind grundsätzlich ungeeignet für die Ladung von BEV/PHEV CEE-Steckdose (einphasig) nur bedingt geeignet, Empfehlung: Nutzung nur für Notfallladen	Nur bedingt geeignet, Empfehlung: Nutzung nur für Notfallladen			
> 12 kVA	-	Anmeldepflicht für Anschlussnehmer und Zustimmungspflicht des NB			
	(einphasige Ladung nach TAB 2019 und VDE-AR-N 4100 nur bis max. 4,6 kW zulässig)				

Zur Umsetzung der gesetzlichen Anmelde- und Zustimmungspflichten für den Anschluss von Ladeinfrastruktur wird den Netzbetreibern empfohlen, in ihren eigenen (TAB) entsprechende Anmelde- und Zustimmungspflichten aufzunehmen. Dies kann z. B. auf Basis des BDEW-Bundemusterwortlauts „TAB 2019“ oder auf diesem basierenden länderspezifischen Musterformulierungen erfolgen. Auf diese Weise werden im Netzanschlussverhältnis die Anschlussnehmer, Planer und Elektroinstallateure ein weiteres Mal auf die gesetzliche Regelung aufmerksam gemacht.

Dafür steht den Netzbetreibern der BDEW-Bundemusterwortlaut „TAB 2019“ zur Verfügung. Zusätzlich dazu bestehen mit VDE-AR-N 4100 und VDE-AR-N 4110 technische Mindestanforderungen nach § 19 Abs. 4 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die es umzusetzen gilt.

Zu beachten ist, dass vor der Veröffentlichung der angepassten netzbetreiberspezifischen TAB, eine Mitteilung an die Regulierungsbehörde oder/und das Bundeswirtschaftsministeriums erfolgen muss.

Umgang mit nichtgemeldeten Ladepunkten und Schuko-Steckdosen

§ 19 Abs. 2 NAV sieht keine untere Grenze für die Anmeldepflicht von Ladeeinrichtungen vor. Diese Vorgabe wurde zudem in den Bundemusterwortlaut „TAB 2019“ übernommen. Grundsätzlich sind auch Haushaltssteckdosen als Ladeeinrichtung im Sinne der NAV und der TAB anzusehen. In der Praxis wird häufig in Frage gestellt, ob die Pflicht zur Anmeldung von Ladeeinrichtungen mit vergleichsweise geringen Leistungen (z. B. < 3,6 kVA) verhältnismäßig ist. Hierbei geht es insbesondere um die Ladung von Elektrofahrzeugen über Haushaltssteckdosen (Ladebetriebsarten 1 und 2). Vor dem Hintergrund dieser Fragestellung empfiehlt der FNN eine Anmeldepflicht erst für Ladeeinrichtungen > 3,6 kVA anzuwenden.¹¹

Dies ist letztlich eine Entscheidung, die jeder Netzbetreiber für sich treffen und in seinen Anschlussbedingungen einheitlich vorgeben muss. Hierbei sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Die Ladung von Elektrofahrzeugen, wie z. B. E-Bikes, Pedelecs und E-Scooter erfolgen i.d.R. mit kleinen Ladeleistungen, die nicht auslegungsrelevant für den Netzbetreiber sind. Die Ladung erfolgt zumeist aus einer Schuko-Steckdose (Ladebetriebsart 1) mit weniger als 3,6 kVA. Der Verzicht auf eine Anmeldepflicht für die Ladeleistungen ist nachvollziehbar. Ab einer Leistung $\geq 3,6$ kVA besteht dann laut VDE-AR-N 4100 noch eine Anmeldepflicht, was aber vornehmlich daran liegt, dass die Anwendungsregel vor Änderung von § 19 Abs. 2 NAV fertiggestellt wurde.
- Hingegen erfolgt die Ladung von Personalkraftwagen (PKW) mit Elektroantrieb (reines Elektrofahrzeug, BEV oder Plug-in-Hybrid, PHEV) potenziell mit deutlich größeren Leistungen, die zumindest in Summe über einen Netzbereich auslegungsrelevant werden.

¹¹ Vgl. VDE/ FNN „Grenzwert für mitteilungspflichtige Ladeeinrichtungen benötigt“, veröffentlicht im Juni 2019.

Daher ist eine Anmeldepflicht für Ladeeinrichtungen, die zur Ladung von PKW mit Elektroantrieb vorgesehen sind, erforderlich. Dies gilt auch ausdrücklich für die Ladung von BEV/ PHEV in Ladebetriebsart 2 über CEE-Steckdosen. Bei einer dreiphasigen Ladung mit max. 32 A sind hier bis zu 22 kVA Ladeleistung denkbar.

- In jedem Fall gilt, dass die Elektroinstallation für die besonderen Anforderungen durch die Ladung von Elektrofahrzeugen ausgelegt sein muss. Bestehende Stromkreise in Bestandsanlagen können i.d.R. die Dauerstrombelastung durch eine Beladung (zumindest größerer Elektrofahrzeuge wie BEV und PHEV) nicht sicher tragen und müssen daher zuvor geprüft und ggf. ertüchtigt werden. Verantwortlich für die technische Sicherheit der Kundenanlage ist der Anschlussnehmer und der von ihm ggf. beauftragte Elektroinstallateur.
- Grundsätzlich sind Schuko-Steckdosen nicht für Dauerstrombelastungen ausgelegt. Daher eignen sie sich technisch nicht als Ladeeinrichtung für größere Elektrofahrzeuge, wie BEV und PHEV. Auch CEE-Steckdosen eignen sich nur bedingt für Dauerstromanwendungen wie das Laden von BEV und PHEV und sollten daher vornehmlich für das Notfallladen in Ausnahmefällen genutzt werden. Der BDEW rät daher dazu, auf die Ladung über Haushalts-Steckdosen zu verzichten und stattdessen spezielle dauerstromfähige Geräte, wie z. B. Wallboxen, zu installieren.¹²

2.1.2. Kundenfreundlichen Netzanschlussprozess aufsetzen

Damit die Kunden bzw. deren bevollmächtigte Elektroinstallateure neue Ladeinfrastrukturen an den jeweils zuständigen Netzbetreiber mitteilen und Netzanschlussanfragen stellen können, ist eine optimale Kundenschnittstelle des Netzbetreibers notwendig.

Aus Sicht der Installateure, die die Ladeinfrastruktur im Auftrag von Dritten, z. B. Charging Station Owner (CSOs), Privat- und Gewerbekunden errichten, ist es sinnvoll, einen möglichst einheitlichen Prozess zur Anmeldung der Ladeinfrastruktur beim jeweiligen Netzbetreiber einzuführen. Zusätzlich erwartet der private Kunde einen einfachen, transparenten und digitalen Anmeldeprozess über die Homepage. Aus diesem Grund empfiehlt der BDEW den Netzbetreibern einen kundenfreundlichen Netzanschlussprozess aufzusetzen, welcher folgende Punkte umfasst:

- **Online-Anmeldemöglichkeit**
In Form einer digitalen Anmeldemaske für Ladeinfrastruktur kann den Netzkunden eine auf der Homepage leicht auffindbare Anmeldemöglichkeit zur Verfügung gestellt werden. Zu empfehlen ist ebenfalls eine IT-gestützte Kundenschnittstelle für Meldeprozesse aufzubauen, mit automatisierter Empfangsbestätigung und Weiterverarbeitung der Information im Unternehmen.

¹² Vgl. BDEW, VDE/ FNN „Der Technische Leitfaden Ladeinfrastruktur Elektromobilität“, veröffentlicht im Januar 2020.

Vgl. HEA „Elektromobilität- Ladeinfrastruktur in Wohngebäuden“, veröffentlicht im Juni 2017.

- **Erleichterte Datenabfrage**

Um die Datenabfrage im Anmeldeformular zu beschleunigen, kann die Eingabe über eine hinterlegte Datenbank mit häufig verwendeten Ladeeinrichtungen und ihren technischen Parametern erleichtert werden.

- **Schnelle Bearbeitung und Rückmeldung**

Gemäß NAV müssen die Netzbetreiber innerhalb von zwei Monaten eine Rückmeldung geben, ob und wann der Netzanschluss technisch bereitgestellt werden kann.¹³

Für eine schnellere Rückmeldung wird ggf. eine Anpassung der internen Netzbetreiberprozesse sowie Mitarbeiterschulungen in der Netzanschlusskundenbetreuung und Kundenberatung erforderlich sein.

Weiterführende Empfehlung: Beratung von Kunden und Kommunen

Es ist zu empfehlen, dass Netzbetreiber ihren Kunden und Kommunen anbieten, sie möglichst frühzeitig bei der Planung von zukünftigen Standorten für Ladeinfrastruktur und deren Netzverknüpfungspunkten zu beraten. Dies umfasst beispielsweise den frühzeitigen Abgleich geplanter Ladeinfrastrukturstandorte mit der Netzkapazität, dem optimalen Netzanschluss inklusive der Dauer der Bereitstellung für den Netzanschluss sowie die Prüfung der Flächenverfügbarkeit für Trafostationen und andere Netzbetriebsmittel bei notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen.

¹³ § 19 Absatz 2 NAV

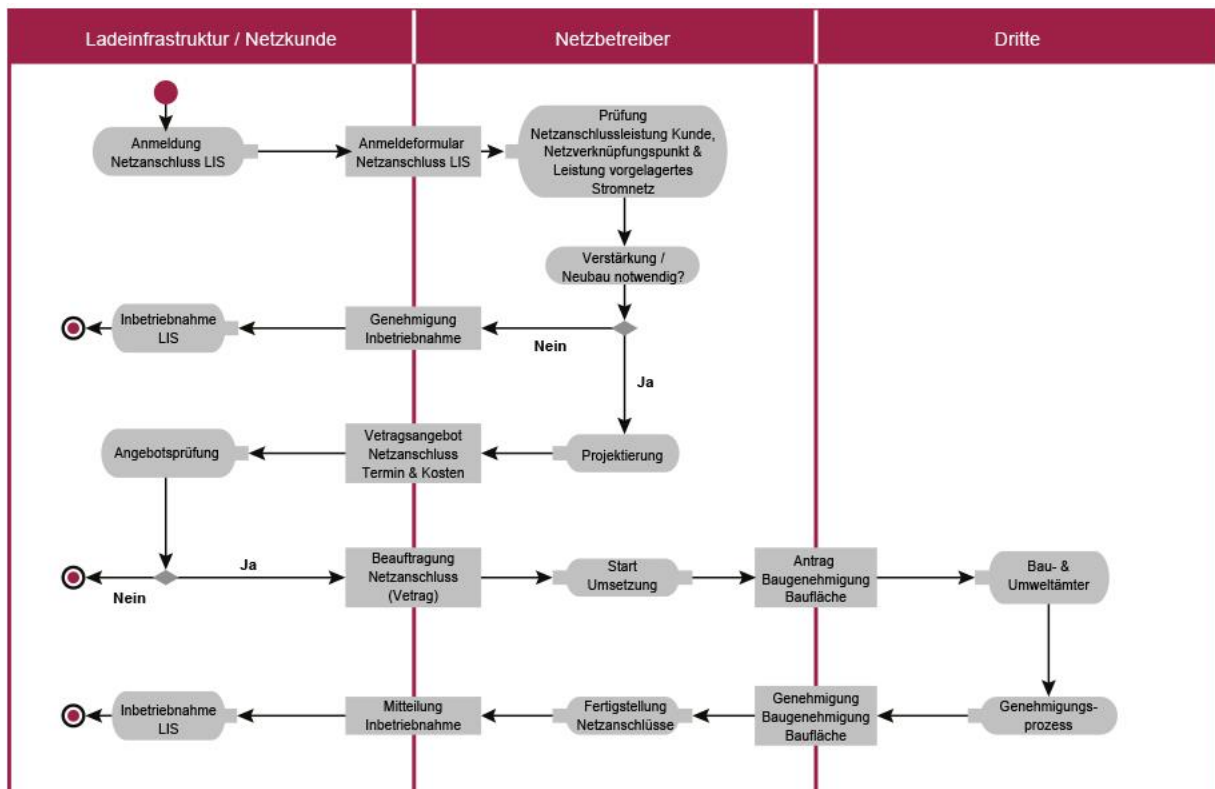


Abbildung 5: Prozessbeispiel für genehmigungspflichtige Ladeinfrastruktur, eigene Darstellung, BDEW

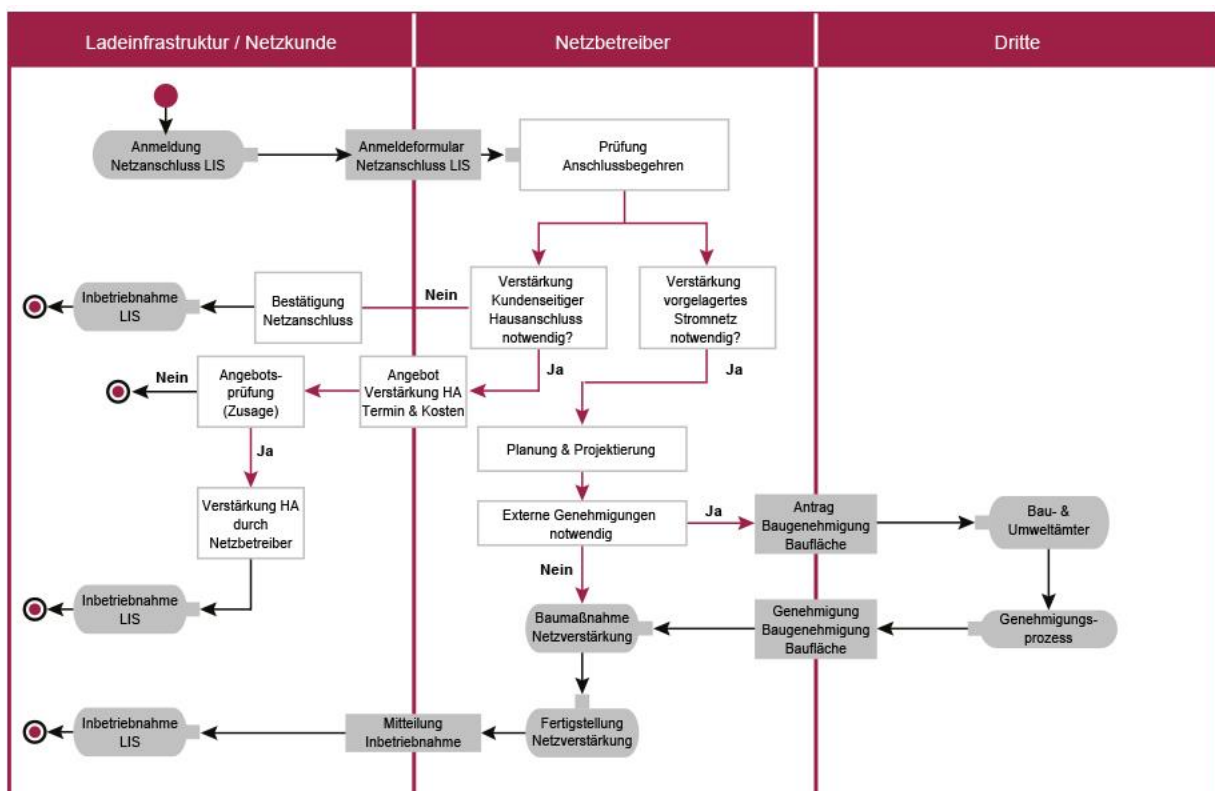


Abbildung 6: Prozessbeispiel für genehmigungsfreie Ladeinfrastruktur, eigene Darstellung, BDEW

Bei Ladeinfrastruktur kleiner als 12 kVA ist gemäß NAV aktuell keine Genehmigung des Netzbetreibers notwendig.¹⁴ Dementsprechend ändert sich der Anmeldeprozess.

Praxisbeispiel:

Online-Anmeldung von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge [EWE NETZ]

2.1.3. Kunden und Elektrohandwerker informieren

Zusätzlich zum Aufbau eines kundenfreundlichen Netzanschlussprozesses wird empfohlen, Netzkunden und lokale Elektroinstallateure über die Regelungen zur Anmeldung von Ladeinfrastruktur und Anmeldeöglichkeiten zu informieren. Hier bietet sich eine Zusammenarbeit mit der lokalen Handwerkskammer sowie den jeweiligen Elektroinstallateur-Betrieben an. Gemäß der NAV ist der Netzanschlusskunde verpflichtet, die Anmeldung von Ladeinfrastruktur beim Verteilnetzbetreiber vorzunehmen, in der Praxis ist es jedoch so, dass der mit der Errichtung der Ladeinfrastruktur betraute Elektroinstallateur dies übernimmt. Daher ist es erfolgsversprechender, die Elektroinstallateure mit dem Anmeldeverfahren vertraut zu machen.¹⁵ Auf Verbandsebene gibt es bereits diesbezügliche Abstimmungen zwischen dem BDEW und dem Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke e. V. (ZVEH).

Durch die Schulung über die Netzbetreiber und entsprechende Informationskampagnen können die Elektroinstallateure Informationen über die neuen Regelungen zur Meldepflicht für Ladeinfrastruktur und über die Zustimmungspflicht der Netzbetreiber bei einer Summen-Bemesungsleistung von mehr als 12 kVA erhalten (z. B.: TAR Fachforen). Zudem besteht die Möglichkeit, dass die benachbarten Verteilnetzbetreiber sich zusammenschließen und gemeinsame Schulungen zur operativen Handhabung der Anforderungen der NAV/ TAB anbieten. Darüber hinaus wird empfohlen, die Elektroinstallateure über die vom Netzbetreiber bereitgestellten Möglichkeiten zur Anmeldung zu informieren, um zukünftig Meldungen im Auftrag der Kunden ausführen zu können – sowie auch die Autohändler im eigenen Netzgebiet über das Vorgehen zu informieren.

2.1.4. Dokumentation gemeldeter Ladepunkte

Die Dokumentation der gemeldeten privaten und öffentlichen Ladepunkte ist erforderlich und kann als Datengrundlage für die Netzplanung sowie zur langfristigen Dokumentation der Ladeinfrastruktur, zum Beispiel für interne Planungsprozesse und behördliche Abfragen, verwendet werden.

Um eine entsprechende Plattform zu schaffen, müssen IT-Datenbanksysteme angepasst und Richtlinien zur Datenpflege durch das Personal der Verteilnetzbetreiber erarbeitet sowie eingeführt werden. Außerdem sollte sichergestellt werden, dass die Dokumentation gemeldeter

¹⁴ § 19 Absatz 2 NAV

¹⁵ § 19 Absatz 2 NAV

Ladepunkte in Abstimmung mit den relevanten Fachbereichen (z. B. Netzplanung) und gegebenenfalls mit den vorgelagerten Netzbetreibern abgestimmt wird. Idealerweise sollte der ganze Prozess der Dokumentation digitalisiert und automatisiert werden.

Ziel der Dokumentation ist es, alle relevanten Informationen zu den gemeldeten Ladepunkten den entsprechenden Fachbereichen rechtzeitig zur Verfügung zu stellen.

2.2. Netzauslastung überwachen

Ergänzend zur Sicherstellung der Anmeldung von Ladeinfrastruktur empfiehlt der BDEW, die Beobachtbarkeit in dem von starkem Hochlauf von Elektromobilität besonders betroffenen Netzgebieten zu verbessern. Dies umfasst eine bedarfsgerechte Erfassung und Auswertung der maximalen Auslastung von Netzbetriebsmitteln.

Durch eine verbesserte Kenntnis über die Auslastung des eigenen Stromnetzes können unerwartete Veränderungen in der Versorgungsaufgabe im Stromnetz erkannt und Rückschlüsse auf Abweichungen zwischen der Errichtung von Ladepunkten und der Meldung dieser Ladepunkte an den Netzbetreiber gezogen werden. Dadurch verringert sich das Risiko möglicher Betriebsmittelüberlastungen im Stromnetz aufgrund zusätzlicher Ladeleistungen durch nicht gemeldete Ladepunkte.

Mögliche Gründe für unerwartete Lastanstiege im Netz können eine Zunahme nicht gemeldeter Ladestationen oder das Laden von E-Fahrzeugen über Haushaltssteckdosen sein. Eine Möglichkeit zur Abschätzung der im eigenen Netzgebiet nicht gemeldeten Ladepunkte ist ein Vergleich der beim Netzbetreiber gemeldeten Ladepunkte mit den regionalen Zulassungszahlen von E-Fahrzeugen. Die Zulassungszahlen sowohl für batteriebetriebene als auch Hybridfahrzeuge können auf den Seiten des Kraftfahrtbundesamtes (KBA) recherchiert werden. Für den Aufbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur bieten die Seiten der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des BDEW-Ladesäulenregisters eine gute Übersicht. Für die private Ladeinfrastruktur fehlen entsprechende zentrale Erfassungssysteme, einige Verteilnetzbetreiber bauen hierfür jedoch eigene Monitoringsysteme auf.

Beispielhafte Maßnahmen für die Überwachung von Ortsnetzstationen und Niederspannungsnetzen (NS-Netzen) könnten sein (Die Art und der Umfang sind von jedem Netzbetreiber selbst zu entscheiden):

- **Analoge Schleppzeiger**
Durch regelmäßige Ablesung, Auswertung und Zurückstellung von Schleppzeigern in Ortsnetzstationen kann ein Lastzuwachs im nachgelagerten NS-Netz erkannt werden. Je nach Bedarf ist es möglich, den Ablesezyklus der Schleppzeiger anzupassen.
- **Elektronische Messgeräte**
Neuartige elektronische Messgeräte zum Einbau in Ortsnetzstationen bieten die Möglichkeit zur digitalen Erfassung von Lastflüssen im Stromnetz und zur automatisierten Fernauslesung und Überwachung des Netzes. Solche elektronischen Messtechniken werden beispielsweise von Stromnetz Berlin im Projekt *WindNODE* eingesetzt.

Aufgrund des Mehraufwandes für die Überwachung empfiehlt es sich, während der Hochlaufphase der Elektromobilität vor allem vorerst für sogenannte Elektromobilitäts-Hotspot-Gebiete eine Netzzustandsüberwachung einzuführen. Diese umfassen Netzgebiete, für die eine hohe Durchdringung mit Elektromobilität prognostiziert wird und dadurch die Wahrscheinlichkeit für Netzengpässe zunimmt.

Praxisbeispiel:

WindNODE [Stromnetz Berlin]

2.3. Netzplanung zukunftssicher aufstellen

Der Hochlauf der Elektromobilität hat starke Auswirkungen auch auf die Netzplanung und Netzentwicklung von Verteilnetzbetreibern, welche wiederum eine wichtige Funktion für eine Bewertung von Netzanschlussanfragen und eine bedarfsgerechte Netzentwicklung darstellen. In diesem Abschnitt werden Auswirkungen der Elektromobilität auf die Netzplanung und Lösungsansätze für die Praxis vorgestellt.

2.3.1. Unterschiede in den Netzebenen

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind gemäß § 11 EnWG verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist.

Für eine zukunftssichere Netzplanung und Netzentwicklung sind je nach Netzebene andere Herangehensweisen angemessen.

Die Anzahl angeschlossener Kunden ist oftmals abhängig von der Netzebene. Demzufolge unterscheidet sich auch die Versorgungsaufgabe, insbesondere im Vergleich vom Niederspannungs- zum Mittelspannungs- oder Hochspannungsnetz (MS-, HS-Netz). Änderungen im Verbrauchsverhalten haben im NS-Netz einen deutlich größeren Einfluss.

Zusätzlich ist die Versorgungsaufgabe z. B. zwischen Stadt und Land unterschiedlich.

Verschiedene Planungsgrundlagen z. B. „Elektrische Energieversorgung Band 1-3“¹⁶ bzw. Veröffentlichungen von Universitäten sind für die Netzbetreiber verfügbar. Viele Netzbetreiber haben darüber hinaus in der Regel individuelle Planungsgrundsätze entwickelt.

¹⁶ Vgl. Valentin, Carsten „Elektrische Energieversorgung“, Vol. 1-3“, veröffentlicht 2015

2.3.2. Leistungsannahmen und Gleichzeitigkeitsfaktoren

Bei der Bewertung der Auswirkungen von Ladeinfrastruktur auf das Stromnetz sind die installierte Leistung und die Gleichzeitigkeit der Betriebszeiten die relevanten Faktoren.

Gleichzeitigkeitsfaktoren werden zur Abschätzung einer realistischen Netzbelastung benötigt und stellen wichtige Planungsgrößen zur Netzauslegung dar. Sie drücken die Wahrscheinlichkeit aus – mit der sich die Nachfrage verschiedener Verbraucher, die aus einem gemeinsamen Netzknoten heraus versorgt werden – zeitlich überlappt. Konkret definiert wird der Gleichzeitigkeitsfaktor g als ein Verhältnis aus der Höchstlast einer Gruppe von elektrischen Geräten oder Endabnehmern in einer spezifizierten Periode zur Summe der individuellen maximalen Leistungen in derselben Periode.

Die Gleichzeitigkeit von Verbrauchern wird durch das Nutzerverhalten bestimmt. Da das Lastverhalten von Gewerbe- und Haushaltskunden aufgrund langjähriger Erfahrungswerte gut bekannt ist, haben sich dort gängige Gleichzeitigkeitsfaktoren etabliert.

Für die Elektromobilität existieren solche Erfahrungswerte noch nicht. Mögliche Gleichzeitigkeitsfaktoren müssen erarbeitet werden und mit den zukünftigen Entwicklungen aufgrund der Weiterentwicklung der Ladetechnologien und steigender Batteriekapazitäten abgeglichen werden.

Ausgehend von verschiedenen Projektergebnissen bzw. Studien können Erwartungswerte abgeleitet werden (vgl. *Kapitel 5 „Praxisbeispiele“*). Netzplaner sollten jedoch grundsätzlich prüfen, wie weit die Annahmen für solche (meist simulativ ermittelten) Gleichzeitigkeitsfaktoren auf ihre konkrete Versorgungsaufgabe zutreffen. Entsprechend sind die nachfolgend aufgeführten Praxisbeispiele nicht 1:1 übertragbar, sondern müssen individuell von jedem Netzbetreiber für die jeweilige Anschlusssituation ermittelt werden. Weiterführende Analysen dazu sind derzeit u. a. beim FNN in Arbeit.

Zu beachten ist zudem, dass Gleichzeitigkeitsfaktoren bzw. die daraus resultierende Höchstlast durch Steuerungsmöglichkeiten im Sinne einer optimalen Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur beeinflusst werden können.

Praxisbeispiele:

Gleichzeitigkeitsfaktoren für Ladeinfrastruktur [Berliner Handbuch]

Gleichzeitigkeitsfaktoren [Stromnetz Berlin]

NETZlabor E-Mobility-Allee [Netze BW]

2.3.3. Vorausschauende Netzplanung

Generell muss zwischen einer Neuerschließung „grüne Wiese“ und der Erweiterung bzw. Anpassung des Bestandnetzes unterschieden werden.

Neuerschließung „grüne Wiese“

Im Fall der Neuerschließung entstehen neue Niederspannungsnetze auf der „grünen Wiese“. Somit haben die Netzbetreiber die Aufgabe, das Stromnetz bedarfsgerecht und zukunftssicher auszulegen. Da private Ladeinfrastruktur zukünftig einer der entscheidenden Faktoren hierfür sein wird, stehen Netzbetreiber vor der Frage, welche Planungsprämissen hier hinsichtlich der Elektromobilität anzuwenden sind.

Der BDEW empfiehlt bei der Erschließung von Neubaugebieten und Dimensionierung des versorgenden Stromnetzes zusätzlich zu den erwarteten Haushalts- und Wärmepumpenlasten mögliche Ladepunkte von E-Fahrzeugen einzubeziehen.

Im Folgenden wird ein mögliches Vorgehen für die Auslegung eines neuen Niederspannungsnetzes bei Neuerschließungsgebieten beschrieben:

1. Abschätzung der Gesamtlast pro Hausanschluss
2. Abschätzung der Gesamtnetzlast
3. Entwurf der Netztopologie
4. Ggf. Validierung des Entwurfs mithilfe einer Netzberechnungssoftware
5. Frühzeitige Identifikation und Akquise von Flächen für weitere Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränke

Erweiterung/ Anpassung des bestehenden Netzes

In den häufigsten Fällen wird Ladeinfrastruktur an Standorten mit einer bestehenden Verbraucherstruktur (Wohngebäude, Gewerbebetriebe) und vorhandener Netzinfrastruktur errichtet. Netzbetreiber sind verpflichtet, diese Ladeinfrastruktur anzuschließen und ein bedarfsgerechtes Netz bereitzustellen. Reicht die Kapazität des Netzes für die angefragte Anschlussleistung nicht mehr aus, ist die Nutzung eines intelligenten Lastmanagements, eine Netzverstärkung oder eine andere Lösung im Bestand notwendig. Dies kann jedoch in Bestandsnetzen sehr aufwendig werden, wenn z. B. Bauflächen bspw. für neue Trafostationen benötigt werden oder aufwendige Baumaßnahmen für großflächige Leitungsverstärkungen erforderlich sind.

Im Folgenden wird ein mögliches Vorgehen für die Auslegung bei einer Netzverstärkung des Bestandnetzes beschrieben:

1. Abschätzung der Gesamtlast pro Hausanschluss
2. Abschätzung der Gesamtnetzlast
3. Entwurf einer angepassten Netztopologie
4. Validierung des Entwurfs ggf. mithilfe einer Netzberechnungssoftware

5. Monitoring geplanter Tiefbauarbeiten in Gemeinde und dritter Infrastrukturanbieter (Glasfaser, Gas, Wasser) zur Detektion möglicher Synergieeffekte zur Nutzung für vorbereitende Maßnahmen wie z. B. einer Leiterquerschnittserhöhung oder die Verlegung von Leerrohren bei einer Baumaßnahme für eine spätere Nachverkabelung.

3. Operativer Netzanschluss von Ladeinfrastruktur

Bei dem erwarteten Hochlauf der Elektromobilität wird der Umfang und die Häufigkeit von Netzanschlussanfragen von Ladeinfrastrukturen bei Netzbetreibern deutlich zunehmen.

Damit Netzbetreiber hierfür gerüstet sind, werden in diesem Kapitel folgende Punkte erläutert:

- Welche besonderen Technischen Anschlussbedingungen für Ladeinfrastruktur gibt es? Gibt es hierzu Regelwerke oder anerkannte Regeln der Technik?
- Welche Handlungsoptionen gibt es bei genehmigungspflichtigen und genehmigungsfreien Ladeinfrastrukturen, für den Fall, dass Ladeinfrastruktur angemeldet wird und die Kapazität des Stromnetzes nicht für die Versorgung ausreicht?
- Was ist Lastmanagement? Welche Möglichkeiten für kundenseitiges Lastmanagement gibt es heute?

3.1. Technische Anschlussbedingungen

Für Netzbetreiber bilden Regelwerke eine wichtige Grundlage für die Definition der eigenen Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss und den Betrieb von Ladeinfrastruktur. Für Anschlussnehmer, Errichter und Betreiber von Ladeinfrastruktur schaffen sie Klarheit über die erforderlichen Eigenschaften der Ladeinfrastruktur und der Kundenanlage.

Der BDEW empfiehlt allen Netzbetreibern, ihre Technischen Anschlussbedingungen für Ladeinfrastruktur laufend zu aktualisieren. Bundesweit einheitliche Netzanschlussbedingungen fördern einen schnellen Ausbau der Ladeinfrastruktur. Im Hinblick auf möglichst einheitliche Technische Anschlussbedingungen der Netzbetreiber ist daher die Anwendung des BDEW-Bundemusterwortlauts „TAB 2019“ als Basis für die Formulierung der eigenen TAB durch die Netzbetreiber zu empfehlen.

Netzbetreiber können in Form von TAB weitere Anforderungen an den Anschluss und den Betrieb elektrischer Anlagen am Niederspannungsnetz festlegen (vgl. § 20 NAV). Die TAB des Netzbetreibers umfassen dabei i.d.R. auch Anforderungen an elektrische Anlagen und Geräte, zu denen auch Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge gehören.

Die TAB werden Bestandteil des Netzanschlussvertrags und des Anschlussnutzungsverhältnisses zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer bzw. -nutzer.

Da die TAB nach § 20 NAV den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechen müssen, verweisen die TAB i.d.R. aufgrund der Vermutungswirkung des § 49 (2) EnWG auf die einschlägigen technischen Regeln des VDE.

Grundsätzlich stellt die Ladeinfrastruktur (unter Vernachlässigung der Option der Rückspeisung aus dem Fahrzeug in Richtung Netz) einen elektrischen Verbraucher dar. Insoweit finden die rechtlichen und technischen Vorgaben für elektrische Verbrauchsgeräte auch für Ladeinfrastruktur Anwendung.

Darüber hinaus gibt es einige spezielle Vorgaben für Ladeinfrastruktur. Die wichtigsten sind hier genannt:

- Ladeeinrichtungen mit Bemessungsleistungen > 4,6 kVA sind dreiphasig anzuschließen.
- Ladeeinrichtungen sind beim Netzbetreiber vor Inbetriebnahme anzumelden (vgl. auch *Kapitel 2.1 „Anmeldung von Ladeinfrastruktur sicherstellen“*).
- Ladeeinrichtungen mit (Summen-)Bemessungsleistungen > 12 kVA bedürfen vor der Inbetriebnahme der Zustimmung des Netzbetreibers. Maßgeblich ist hier die Summenbemessungsleistung aller Ladeeinrichtungen hinter einem Netzanschluss (vgl. auch *Kapitel 2.1 „Anmeldung von Ladeinfrastruktur sicherstellen“*).
- Die Installation von Ladeeinrichtungen darf nur von einem in ein Installateurverzeichnis eingetragenen Elektro-Installationsunternehmen ausgeführt werden. Das Installationsunternehmen hat dabei die Elektroinstallation so zu errichten/ zu erweitern, dass die elektrische Anlage auch bei Dauerstrombelastung durch die Ladeeinrichtung sicher und störungsfrei betrieben werden kann. In Bestandsanlagen müssen bestehende Anlagenteile hierfür ggf. angepasst werden.
- Ladeeinrichtungen mit Bemessungsleistungen > 12 kVA müssen laut TAR eine Möglichkeit zur Steuerung/ Regelung durch den Netzbetreiber aufweisen (Abschnitt 10.6.4 VDE-AR-N 4100:2019-04). Für eine Steuerung durch den Netzbetreiber ist darüber hinaus eine Vereinbarung zwischen Anschlussnutzer oder Lieferant und Netzbetreiber nach § 14a EnWG erforderlich.

Diese und weitere wesentlichen Rahmenbedingungen für den Anschluss und den Betrieb von Ladeinfrastruktur finden sich u. a. in folgenden Regelwerken:

- Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)
- Technische Anschlussregeln (TAR) des VDE/ FNN (insb. VDE-AR-N-4100 und VDE-AR-N-4110 sowie die VDE/ FNN Hinweise Netzintegration Elektromobilität und Anforderungen für den symmetrischen Anschluss und Betrieb nach VDE-AR-N 4100)
- Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz – TAB 2019 (BDEW-Bundesmusterwortlaut sowie die Landes- und bundesländerspezifischen Varianten)
- Leitfaden der Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e. V. (HEA-Leitfaden) „Elektromobilität - Ladeinfrastruktur in Wohngebäuden“
- Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)/ Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE)/ Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke e. V. (ZVEH)/ Zentralverband

Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V. (ZVEI) - Technischer Leitfaden Ladeinfrastruktur Elektromobilität

- DIN 18015-1, Elektrische Anlagen in Wohngebäuden - Teil 1: Planungsgrundlagen
- DIN VDE 0100-722, Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 7-722: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art - Stromversorgung von Elektrofahrzeugen

Grundsätzlich gibt es verschiedene Möglichkeiten, Ladeinfrastruktur über einen Netzanschluss an das öffentliche Verteilnetz anzuschließen. Die Lösungsmöglichkeiten umfassen:

1. Versorgung aus dem bestehenden Netzanschluss ohne Leistungserhöhung
2. Versorgung aus dem bestehenden Netzanschluss mit Leistungserhöhung
3. Versorgung aus einem verstärkten Netzanschluss
4. Aufbau eines separaten oder zusätzlichen Netzanschlusses
5. Ersatz des bisherigen Netzanschlusses gegen einen neuen in einer anderen Netzebene

In der Praxis wird gerade der Punkt „Aufbau eines separaten oder zusätzlichen Netzanschlusses“, also die Zulässigkeit von separaten Netzanschlüssen für Ladeinfrastruktur stark und kontrovers diskutiert. Fraglich ist, unter welchen Bedingungen Ladeinfrastruktur über separate/ zusätzliche Netzanschlüsse auf einem Grundstück oder sogar in einem Gebäude angeschlossen werden kann. Neben den rechtlichen Rahmenbedingungen aus dem EnWG und der NAV spielen hier v. a. netztechnische und betriebliche Fragen eine Rolle. Als Hilfestellung für die Netzbetreiber bei der Beurteilung der Möglichkeit, Ladeinfrastruktur mittels separater Netzanschlüsse anzuschließen, werden im Nachfolgendem zunächst die derzeit geltenden rechtlichen Vorgaben und technischen Regeln dargestellt, um darauf aufbauend im Anschluss eine BDEW-Empfehlung für zustimmungspflichtige und zustimmungsfreie LIS abzugeben (Abschnitte Abschnitt 3.2.1 „Zustimmungspflichtige Ladeinfrastruktur“ und 3.2.2 „Zustimmungsfreie Ladeinfrastruktur“).

3.1.1. Rechtliche Vorgaben und technische Regelungen: EnWG, NAV, TAB, TAR Niederspannung, DIN 18012, DIN 18015

§ 18 EnWG: Allgemeine Anschlusspflicht, Energiewirtschaftsgesetz

„Abweichend von § 17 haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen für Gemeindegebiete, in denen sie Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung von Letztverbrauchern betreiben, allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss von Letztverbrauchern in Niederspannung oder Niederdruck und für die Anschlussnutzung durch Letztverbraucher zu veröffentlichen sowie zu diesen Bedingungen jedermann an ihr Energieversorgungsnetz anzuschließen und die Nutzung des Anschlusses zur Entnahme von Energie zu gestatten. Diese

Pflichten bestehen nicht, wenn der Anschluss oder die Anschlussnutzung für den Betreiber des Energieversorgungsnetzes aus wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar ist“.¹⁷

§ 49 EnWG: Anforderungen an Energieanlagen, Energiewirtschaftsgesetz

„Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten“.¹⁸

„Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informations-technik e. V., [...] eingehalten worden sind [...]“.¹⁹

§ 6 NAV: Herstellung des Netzanschlusses, Niederspannungsanschlussverordnung

„Art, Zahl und Lage der Netzanschlüsse werden nach Beteiligung des Anschlussnehmers und unter Wahrung seiner berechtigten Interessen vom Netzbetreiber nach den anerkannten Regeln der Technik bestimmt. Das Interesse des Anschlussnehmers an einer kostengünstigen Errichtung der Netzanschlüsse ist dabei besonders zu berücksichtigen“.²⁰

Technische Anschlussbedingungen (TAB):

5. Netzanschluss (Hausanschluss),

5.1 Art der Versorgung

„Grundsätzlich ist jedes Grundstück, das eine selbstständige wirtschaftliche Einheit bildet, bzw. jedes Gebäude über einen eigenen Netzanschluss an das Netz des Netzbetreibers anzuschließen. Ein Gebäude liegt vor, wenn es über eine eigene Hausnummer und Hauseingänge bzw. eigene Treppenträume verfügt“.²¹

¹⁷ § 18 Absatz 1 Satz 1, 2 EnWG

¹⁸ § 49 Absatz 1 Satz 1, 2 EnWG

¹⁹ § 49 Absatz 2 Satz 1 EnWG

²⁰ § 6 Absatz 2 Satz 1, 2 NAV

²¹ Vgl. BDEW Bundesmusterwortlaut „Technische Anschlussbedingungen (TAB 2019) für den Anschluss an das Niederspannungsnetz“, S.21 Abs. 3, veröffentlicht im Oktober 2019.

*„Mehrere Anschlüsse auf einem Grundstück sind in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zulässig. In diesem Fall stellen Anschlussnehmer, Planer, Errichter sowie Betreiber der Kundenanlagen in Abstimmung mit dem Netzbetreiber durch geeignete Maßnahmen sicher, dass eine eindeutige und dauerhafte elektrische Trennung der Kundenanlagen gegeben ist. [...] Zusätzlich ist die Zugehörigkeit der Hausanschlusskästen und Zähleranlagen vor Ort eindeutig zu kennzeichnen“.*²²

VDE-AR-N 4100:2019-04, Technische Anschlussregeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)

5.1 Art der Versorgung

*„Grundsätzlich erhält jedes zu versorgende Gebäude einen eigenen Netzanschluss, der mit dem Niederspannungsnetz des Netzbetreibers verbunden ist. [...]“.*²³

*„Werden mehrere Netzanlüsse in einem Gebäude errichtet, stellen Planer, Errichter sowie Betreiber der Kundenanlagen durch geeignete technische oder organisatorische Maßnahmen sicher, dass eine eindeutige elektrische Trennung der angeschlossenen Anlagen gegeben ist“.*²⁴

DIN 18012: 2018-04 Anschlusseinrichtungen für Gebäude – Allgemeine Planungsgrundlagen

„Werden mehrere Netzanlüsse auf einem Grundstück bzw. in einem Gebäude errichtet, haben Planer, Errichter sowie Betreiber der elektrischen Anlagen durch geeignete Maßnahmen sicherzustellen, dass eine eindeutige elektrische Trennung der angeschlossenen Anlagen dauerhaft gegeben ist. Der Anschluss an das Elektrizitätsversorgungsnetz hat gemäß den Vorgaben der NAV

²² Vgl. BDEW Bundesmusterwortlaut „Technische Anschlussbedingungen (TAB 2019) für den Anschluss an das Niederspannungsnetz“, S.21 Abs. 5, veröffentlicht im Oktober 2019.

²³ Auszug aus VDE-AR-N 4100, Ausgabe April 2019, für die angemeldete limitierte Auflage wiedergegeben mit Genehmigung 272.020 des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.. Für weitere Wiedergaben oder Auflagen ist eine gesonderte Genehmigung erforderlich. Maßgebend für das Anwenden der Normen sind deren Fassungen mit dem neuesten Ausgabedatum, die bei der VDE VERLAG GMBH, Bismarckstr. 33, 10625 Berlin, www.vde-verlag.de, erhältlich sind.

²⁴ Ebd.

zu erfolgen. Die TAB des Netzbetreibers an die elektrische Anlage des Anschlussnehmers bzw. Anschlussnutzers als Bestandteil der technischen Mindestanforderung gemäß § 49 EnWG sind einzuhalten“.²⁵

DIN 18015-1: 2020-05 Elektrische Anlagen in Wohngebäuden – Teil 1 Planungsgrundlagen

„Für den Anschluss von Ladeeinrichtungen an das Niederspannungsnetz ist DIN VDE 0100-722 zu berücksichtigen.

Wenn eine Lademöglichkeit für Elektrofahrzeuge vorgesehen wird, ist eine Zuleitung mit 3 Außenleitern (3L, N, PE) und einer zulässigen Strombelastbarkeit von 32A von der Hauptverteilung bzw. dem Zählerschrank zum Ladeplatz oder mindestens ein entsprechendes Elektroinstallationsrohr vorzusehen.

Zusätzlich zur Stromversorgung ist ein Elektroinstallationsrohr für ein Netzkabel von der Hauptverteilung bzw. dem Zählerschrank zum Ladeplatz zu verlegen.

Bei der Ermittlung der Gesamtleistung eines Wohngebäudes mit Ladeeinrichtungen ist zu beachten, dass der Leistungsbedarf für Wohngebäude nach Bild A.1 die Ladeleistung für Elektrostraßenfahrzeuge nicht beinhaltet. Bei der Bemessung des Gesamtleistungsbedarfs ist die elektrische Ladeleistung dem allgemeinen Leistungsbedarf des Gebäudes zuzurechnen. Es ist zu berücksichtigen, dass die Ladeleistung im Allgemeinen über einen längeren Zeitraum in voller Höhe benötigt wird. Das erfordert die Bemessung aller elektrischen Betriebsmittel in den Ladestromkreisen und des Zählerplatzes für die Betriebsart „Dauerlast“.²⁶

3.1.2. BDEW-Einschätzung zur Zulässigkeit mehrerer Netzanschlüsse auf einem Grundstück

Im Grundsatz „ist jedes Grundstück, das eine selbständige wirtschaftliche Einheit bildet, bzw. jedes Gebäude über einen eigenen Netzanschluss an das Netz des Netzbetreibers anzuschließen“.²⁷ Diese Anschlusskonstellation ist aus netztechnischen und betrieblichen Gründen zu bevorzugen. Im Hinblick auf den Anschluss von Ladeinfrastruktur bedeutet dies, dass die Versorgung über den vorhandenen Netzanschluss des Grundstücks grundsätzlich zu präferieren

²⁵ Vgl. DIN „Anschlusseinrichtungen für Gebäude - Allgemeine Planungsgrundlagen“, S. 12 ff. veröffentlicht im April 2018.

²⁶ Vgl. DIN „Elektrische Anlagen in Wohngebäuden – Teil 1 Planungsgrundlagen“, S. 22 ff. veröffentlicht im Mai 2020.

²⁷ Vgl. BDEW Bundesmusterwortlaut „Technische Anschlussbedingungen (TAB 2019) für den Anschluss an das Niederspannungsnetz“, S. 21 Abs. 3, veröffentlicht im Oktober 2019.

ist. So sollte bei Einfamilienhäusern die private Ladeinfrastruktur – z. B. eine Wallbox im Carport oder in der Garage – in die bestehende elektrische Anlage/ Kundenanlage eingebunden werden. Hierzu wird die Wallbox mittels eines neuen Stromkreises (Ladestromkreis) an den Zählerschrank/ Stromkreisverteiler im Anschlussraum des Gebäudes angeschlossen.

Da die rechtlichen Rahmenbedingungen und das technische Regelwerk hohe Anforderungen an die Ablehnung weiterer Netzanschlüsse (z. B. für den Anschluss von Ladeinfrastruktur mittels separater Netzanschlüsse) stellen, können entsprechende Anschlussbegehren nur verweigert werden, wenn hierfür sachliche Gründe vorliegen. Dies ist insbesondere der Fall, wenn durch weitere Netzanschlüsse, die sichere und störungsfreie Versorgung gefährdet ist oder unzulässige Netzrückwirkungen, zu erwarten sind.

Technische Probleme können insbesondere entstehen, wenn die elektrischen Anlagen/ Kundenanlagen hinter den Netzanschlüssen (im Laufe der Zeit) elektrisch verbunden werden. So kann z. B. die Nutzung desselben Erdungssystems zu Problemen führen, wenn die verschiedenen Netzanschlüsse gleichzeitig aus unterschiedlichen Speisepunkten (z. B. unterschiedliche Ortsnetzstationen/ Kundenstationen) versorgt werden. In diesen Anschlusskonstellationen kann es zu unerwünschten Ausgleichsströmen kommen, die den sicheren Betrieb der Anlage gefährden (Spannungsfreiheit bei Arbeiten an der Anlage kann nicht sichergestellt werden) und Störungen verursachen können (z. B. bei Kommunikationsleitungen, deren Schirmung sich bei Ausgleichsströmen erwärmen kann).

Ist die sichere und störungsfreie Versorgung nicht gefährdet bzw. sind unzulässige Netzrückwirkungen nicht zu erwarten, so sind nach TAB mehrere Netzanschlüsse auf einem Grundstück möglich, sofern eine vorherige Abstimmung mit dem Netzbetreiber erfolgt. Im Rahmen der Abstimmung prüft der Netzbetreiber die Möglichkeit der technisch und betrieblich sicheren Errichtung weiterer Netzanschlüsse unter Berücksichtigung der jeweiligen Netz- und Anschlusssituation. Sollte diese Prüfung positiv ausfallen, ist zusätzlich die dauerhafte Trennung der elektrischen Anlagen hinter den verschiedenen Netzanschlüssen vom Anschlussnehmer zu gewährleisten. Des Weiteren ist die Zugehörigkeit der Hausanschlusskästen und der Zähleranlagen zu den verschiedenen Netzanschlüssen vor Ort eindeutig zu kennzeichnen. Es wird empfohlen diese Bedingungen im Netzanschlussvertrag aufzunehmen.

Im Normalfall sollte folglich die Versorgung der Ladeinfrastruktur eines Grundstückes über den vorhandenen Netzanschluss erfolgen. Insbesondere wenn die Kapazität des Netzanschlusses für die zusätzliche Versorgung der Ladeinfrastruktur ausreicht, sollte diese Variante bevorzugt werden.

Auch wenn die Kapazität des vorhandenen Netzanschlusses den zusätzlichen Leistungsbedarf der Ladeinfrastruktur nicht bereits abdeckt, kann die Ladeinfrastruktur nach einer Ertüchtigung/ Leistungserhöhung des Netzanschlusses in vielen Fällen effizient über die vorhandene elektrische Anlage angeschlossen werden.

Sollten jedoch alle technischen und sicherheitsrelevanten Voraussetzungen für einen separaten Netzanschluss gegeben sein, kann ein zweiter Netzanschluss in Abstimmung mit dem Netzbetreiber dem Kunden ermöglicht werden.

Supermarkt, Raststätte, Autovermietung, Autohaus, Rathaus... (mit Parkplatzfläche)

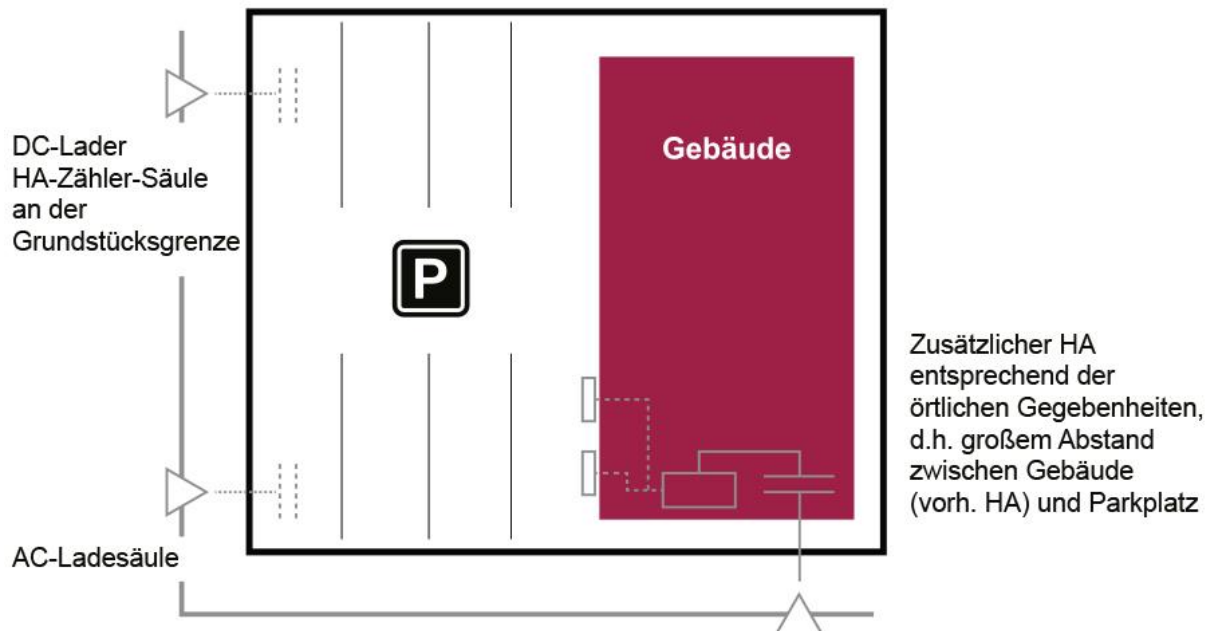


Abbildung 7: Anschluss von Ladeinfrastruktur für Kundenparkplätze

In der obigen Abbildung sollen Kundenparkplätze eines Supermarktes mit Ladeeinrichtungen ausgestattet werden. Da das öffentliche Verteilnetz unterhalb des Bürgersteigs in unmittelbarer Nähe des Parkplatzes verläuft, ist hier der Anschluss der Ladeeinrichtungen mittels eines weiteren/ separaten Netzanschlusses der aufwendigen Einbindung in die elektrische Anlage des Gebäudes vorzuziehen. Hierfür wäre neben dem Anschluss an den Zählerschrank/ Stromkreisverteiler eine Aufgrabung des Parkplatzes und eine Gebäudeeinführung für das Kabel zum Anschluss der Ladeeinrichtung erforderlich. Im Vergleich mit dem Anschluss über einen separaten Netzanschluss erscheint dies unverhältnismäßig. Aufgrund des räumlichen Abstands der beiden Netzanschlüsse auf dem Grundstück erscheint eine dauerhafte Trennung der elektrischen Anlagen hinter den beiden Netzanschlüssen auch gewährleistet zu sein.

Die Entscheidung für oder gegen einen separaten Netzanschluss ist somit eine Einzelfallbetrachtung und unterliegt unter Berücksichtigung der oben genannten rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen dem Ermessungsrahmen des zuständigen Netzbetreibers.

Praxisbeispiele:

NETZlabor E-Mobility-Carré [Netze BW]

3.2. Handlungsoptionen bei Netzengpässen

Der zunehmende Hochlauf der Elektromobilität kann dazu führen, dass bei einer Häufung von Ladeeinrichtungen in abgegrenzten Netzabschnitten die Grenze der Leistungsfähigkeit der bestehenden Netzinfrastruktur erreicht wird. Sofern die Integration von Elektromobilität auch unter Berücksichtigung der Nutzung von Flexibilitäten nicht möglich ist, sind in solchen Fällen Netzverstärkungen oder Ausbaumaßnahmen erforderlich. Da diese jedoch teilweise aufwendig und langwierig sind, ist zu erwarten, dass in solchen Fällen der Anschluss weiterer Ladeeinrichtungen erst nach Ablauf einer gewissen Zeit möglich wird. Um Netzkunden möglichst zeitnah einen Anschluss der Ladeeinrichtung zu ermöglichen und gleichzeitig eine Überlastung des Stromnetzes zu vermeiden, empfiehlt der BDEW Netzbetreibern weitere Handlungsoptionen zu prüfen.

Somit soll dieses Kapitel den Netzbetreibern Handlungsoptionen aufzeigen, für den Fall, dass Ladeinfrastruktur angemeldet wird und die Kapazität des vorgelagerten Stromnetzes nicht für die Versorgung ausreicht. Zu unterscheiden sind dabei Ladeinfrastrukturen mit einer Summen-Bemessungsleistung ab 12 kVA, die eine Zustimmung des Netzbetreibers erfordern und Ladeinfrastrukturen mit einer Summen-Bemessungsleistung unter 12 kVA, die nach vorheriger Anmeldung ohne Zustimmung des Netzbetreibers errichtet und in Betrieb genommen werden dürfen. Häufig spricht man hier von privaten Wallboxen in den heimischen Wohnbereichen.

3.2.1. Zustimmungspflichtige Ladeinfrastruktur

Im Falle der oben geschilderten Situation werden sich die Netzbetreiber zukünftig bei genehmigungspflichtiger Ladeinfrastruktur mit folgenden Fragen beschäftigen müssen:

- Was kann ein Netzbetreiber machen, wenn ihn eine Genehmigungsanfrage für eine neue Ladeeinrichtung erreicht, aber die Kapazität des Stromnetzes nicht ausreicht?
- Muss der Anschluss der Ladeeinrichtung bis zum Abschluss der Netzverstärkungsmaßnahme verschoben werden oder ist es möglich, die Ladeeinrichtung temporär in der Leistung zu begrenzen bis die erforderlichen Verstärkungen umgesetzt wurden?

Bei einer notwendigen Netzverstärkung ist es erforderlich, dem Kunden gemäß § 19 Abs. 2 NAV innerhalb von 2 Monaten nach Antragstellung eine Rückmeldung zu geben. Im Rahmen der Rückmeldung ist dem Antragsteller der erforderliche Zeitbedarf der Netzverstärkungsmaßnahme mitzuteilen. „Stimmt der Netzbetreiber nicht zu, hat er den Hinderungsgrund, mögliche Abhilfemaßnahmen des Netzbetreibers und des Anschlussnehmers oder -nutzers sowie einen hierfür beim Netzbetreiber erforderlichen Zeitbedarf darzulegen“.²⁸ Im Sinne eines schnelleren und kundenfreundlichen Anschlusses sollten Netzbetreiber den Kunden hinsichtlich des Netzanschlusses als Berater zur Verfügung stehen – sofern die technischen Voraussetzungen erfüllt sind – und folgende Alternativen für einen schnelleren Netzanschluss anbieten:

²⁸ § 19 Absatz 2 NAV

1. Option eines kundenseitigen Lastmanagements

Hierbei erfolgt die Reduktion der anzumeldenden Leistung durch Einsatz von dauerhaftem kundenseitigen Lastmanagement. Z. B. ergibt sich die Möglichkeit, dass der Kunde sich bewusst gegen eine 22 kW-Wallbox entscheidet und dauerhaft eine (genehmigungsfreie) 11 kW-Wallbox akzeptiert.

Fokus: Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Gewerbeflotten, öffentliche Ladeinfrastruktur etc.

2. Temporäre Begrenzung der Netzanschlussleistung

Der Netzbetreiber bietet dem Kunden an, seine Ladeinfrastruktur für die Dauer der Netzverstärkungsmaßnahme mit reduzierter Leistung zu installieren und zu betreiben. Nach Abschluss der Netzverstärkung kann der Kunde seine Leistung erhöhen.

Fokus: Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Gewerbeflotten, öffentliche zugängliche Ladepunkte etc.

3. Anmeldung der Ladeinfrastruktur als netzdienlich steuerbare Verbrauchseinrichtung gem. § 14a EnWG

Der Netzbetreiber kann die Ladeinfrastruktur mit kundeneigenem Lademanagement entsprechend der Netzauslastung regeln und so einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten.

Fokus: Private Ladeinfrastruktur in der Niederspannung.

3.2.2. Zustimmungsfreie Ladeinfrastruktur, aber anmeldepflichtige Ladeinfrastruktur

Bei den Anmeldungen der zustimmungsfreien Ladeinfrastrukturen stellt sich die zentrale Frage, was ein Netzbetreiber machen kann, wenn in einem Netzabschnitt/ einer Straße viele Kunden zustimmungsfreie 11 kW-Ladestationen errichten und die zulässige Netzkapazität überschritten wird.

Auch in diesen Fällen muss der Netzbetreiber rechtzeitig Maßnahmen ergreifen, um die Sicherheit zu gewährleisten und gegebenenfalls Abhilfe zu leisten. Bis zum Abschluss der Netzverstärkung besteht jedoch das Risiko einer lokalen Versorgungsunterbrechung. Um Netzüberlastungen diesen Fall zu vermeiden, können Netzbetreiber bereits im Vorfeld weitere zusätzliche Handlungsoptionen unternehmen:

1. Betriebliche Maßnahmen zur Netzverstärkung

Hierbei handelt es sich um den Einsatz schneller betrieblicher Maßnahmen zur temporären Erhöhung der Leistungskapazität, bspw. um das Versetzen von Trennstellen im Niederspannungsnetz oder dem Einsatz von stationären Batteriespeichern zur Spitzenlastkompensation.

2. Netzdienliche Steuerung der Ladeinfrastruktur gem. § 14a EnWG

Dem Anschlussnutzer oder Netznutzer (der zugleich LIS-Betreiber sein kann) wird von der Seite des Netzbetreibers angeboten, die Ladeinfrastruktur als steuerbare Verbrauchseinrichtung gemäß § 14a anzumelden. Somit hat der Netzbetreiber die Möglichkeit die Ladeinfrastruktur entsprechend der Netzauslastung zu regeln und damit evtl. zusätzlich Anschlusskapazität im betroffenen Ortsnetz bereitstellen.

3.3. Intelligentes Lastmanagement

Um die Integration einer hohen Anzahl an Ladepunkten im Verteilnetz zu realisieren und die Bereitstellung einer ausreichend dimensionierten Netzanschlussleistung für den Kunden zu gewährleisten, ist es für die Einhaltung einer hohen Versorgungszuverlässigkeit ggf. notwendig, die Ladevorgänge intelligent zu steuern. Dieses Kapitel soll eine Übersicht über die Möglichkeiten eines netzverträglichen und netzdienlichen Lastmanagements geben und aufzeigen, wie der aktuelle Rechtsrahmen gestaltet ist.

3.3.1. Netzverträgliches Laden

Das netzverträgliche Laden auf Basis des kundenseitigen Lademanagements gewährleistet einen schnelleren Netzanschluss von Ladeeinrichtungen und trägt zur Vermeidung von lokalen Engpässen im Niederspannungsnetz bei. Für die Ladepunktbetreiber kann ein Eigeninteresse zur Umsetzung eines lokalen Lademanagements von Ladeinfrastruktur gegeben sein, damit z. B. die eigene Infrastruktur optimal betrieben werden kann. In diesem Fall wird mit dem Anschlussnehmer über den Netzanschlussvertrag eine entsprechende Anschlussleistung vereinbart. Dieser setzt ein lokales Lademanagement ein, um seine vertraglich vereinbarte Netzanschlussleistung für sich optimal zu nutzen und technische Vorgaben (bspw. Unsymmetrie-Einhaltung) zu erfüllen. Dadurch soll eine unnötige Verstärkung des Netzanschlusses mit einhergehenden Kosten vermieden werden.

Über ein lokales Lademanagement kann die Netzanschlussleistung für mehrere Ladepunkte erheblich unter die rechnerische Summe der einzelnen Leistungen der Ladepunkte abgesenkt werden. Der Anschlussnehmer benötigt durch den Einsatz eines Lademanagements weniger Anschlussleistung und spart sich entsprechende Kosten für den Netzanschluss und beim evtl. anfallenden Baukostenzuschuss (BKZ). Auf der anderen Seite muss der Netzbetreiber nur die tatsächlich benötigte Netzkapazität bereitstellen.

Generell kann hierbei in ein statisches und ein dynamisches lokales Lastmanagement unterschieden werden. Beim lokalen statischen Lastmanagement wird ein fester Maximalwert (Strom oder Leistung), der nicht überschritten werden darf, für die Ladeinfrastruktur (Cluster) vorgegeben. Gleichzeitig verteilt sich die verfügbare Kapazität auf die integrierten Ladepunkte. Möglich ist hierbei auch unterschiedliche Priorisierungen der Ladepunkte vorzunehmen. Beim lokal dynamischen Lastmanagement wird eine zusätzliche Messung am Übergabepunkt oder

in der Kundeninstallation eingesetzt. Diese dient zum Abgleich der verfügbaren Netzanschlusskapazität mit allen aktuellen Lasten in der Kundeninstallation. Die Differenz wird anschließend für die Ladepunkte freigegeben.

Beide Anwendungen werden von verschiedenen Backend-Anbietern bereits heute angeboten, welche mit den Kundenanforderungen abgeglichen werden müssen, damit keine bzw. gut handhabbare Komforteinbußen entstehen. Eine Verbindung von lokalem Lastmanagement und Netzbetreiber wird z. B. in den Projekten „ELBE“ – *Netzdienliches Lademanagement von Ladeinfrastruktur an und in Gebäuden [Stromnetz Hamburg, hySOLUTIONS]* und *Intelligent Grid Application (InGA) [Innogy SE]* umgesetzt.

Typische Anwendungsfälle von lokalem Lademanagement sind:

1. Private Ladeinfrastruktur
 - gewerbliche Elektrofahrzeugflotten (PKW, Busse)
 - Mitarbeiterfahrzeuge laden beim Arbeitgeber
 - Mehrparteienhäuser mit mehreren Ladepunkten
 - Hotels mit mehreren Ladepunkten

2. Öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur
 - Parkhäuser mit vielen Ladepunkten
 - Parkplätze mit vielen Parkmöglichkeiten mit z. B. Übernacht-Ladetarifoptionen

Für Netzbetreiber ergeben sich aus dem netzverträglichen Lastmanagement keine neuen Anforderungen. Aufgrund der genannten Vorteile für Anschlussnehmer und Netzbetreiber sollte der Kunden aber bei erkennbar überdimensionierten Leistungsanmeldungen auf die Möglichkeiten des Lademanagements hingewiesen/ beraten werden. Perspektivisch sind die Netzbetreiber bei dem vermehrten Einsatz gefordert, die Planungsgrundsätze insbesondere bezüglich der Gleichzeitigkeitsgrade zu überprüfen.

Aktueller Rechtsrahmen

§11 (3) NAV	Möglichkeit, für Leistungsanforderung >30 kW einen Baukostenzuschuss (BKZ) zu verlangen	I.d.R. dauerhaftes Kundeneigenes Lastmanagement
§19 (2) NAV	Ab 12 kVA Zustimmungserfordernis NB; Möglichkeit schnellerer Netzanschluss durch Lastmanagement	Vorübergehendes kundeneigenes oder NB-Lastmanagement

Mit dem lokalen Lademanagement können die Kunden ihre Netzanschlussleistung möglichst gering halten. Hintergrund dafür ist, dass der Netzbetreiber von Anschlussnehmern mit einer Netzanschlussleistung über 30 kW die Zahlung eines Baukostenzuschusses verlangen kann. Auch die Kosten für den Netzanschluss orientieren sich zumeist an der beantragten Kapazität (gleichzeitig benötigte Leistung am Netzanschluss).

Praxisbeispiele:

„ELBE“ – Netzdienstliches Lademanagement von Ladeinfrastruktur an und in Gebäuden
[Stromnetz Hamburg, hySOLUTIONS]
Intelligent Grid Application (InGA) [Innogy SE]

3.3.2. Netzdienstliches Laden

Netzdienstliches Laden auf Basis eines netzbetreiberseitigen Lastmanagements stellt einen entscheidenden Erfolgsfaktor für eine effiziente und schnelle Umsetzung des Aufbaus privater Ladeinfrastruktur dar.

Vorteile von netzdienstlichem Lastmanagement sind:

- Vermeidung lokaler Engpässe im Niederspannungsnetz
- höhere Auslastung bestehender Netzkapazitäten
- ggf. schneller Netzanschluss von Ladeeinrichtungen

Aktueller Rechtsrahmen nach § 14a EnWG

§14a EnWG	Möglichkeit, reduziertes Netzentgelt für Steuerbarkeit anzubieten (geht i.V. mit §29 (1) MsbG mit einer iMS-Pflicht einher)	Dauerhaftes §14a-Lastmanagement durch den NB
------------------	---	--

Auf der Grundlage von § 14a EnWG ist netzdienstliches Lastmanagement für Ladeeinrichtungen bereits heute möglich. Netzbetreiber können gemäß § 14a EnWG mit den Anschlussnutzern oder dem Lieferanten eine Steuerbarkeit vereinbaren. Allerdings sind die Einzelheiten der Steuerung aktuell netzbetreiberspezifisch geregelt und es besteht für die genannten Berechtigten bei Vorliegen der Voraussetzungen auch lediglich die Möglichkeit, eine entsprechende Vereinbarung zu schließen.

In der Wahl des technischen Konzeptes sind die Netzbetreiber frei und können individuell vom Netzbetreiber festgehalten werden. Derzeit finden sich verschiedene Konzepte und Geräte zur technischen Steuerung von Ladeeinrichtungen bei den Netzbetreibern in der Entwicklung und der Praxis. Die Spannweite der Lösungen umfasst die Nutzung von bestehenden Steuergeräten (bspw. Funkrundsteuerempfänger) über innovative Ansätze (bspw. Strompager) bis hin zu

zukünftig standardisierten Lösungen (intelligente Messsysteme und Steuerbox). FNN beschäftigt sich detailliert mit dem Thema „Steuerbarkeit von Elektromobilität“ und hat eine Roadmap zur technischen Steuerung von Ladeinfrastruktur erstellt.²⁹

Die weitere Ausgestaltung bzw. die Änderung des § 14a EnWG wird aktuell auch innerhalb der Branche diskutiert.

Praxisbeispiele:

NETZlabor E-Mobility-Carré [Netze BW]

NETZlabor E-Mobility-Allee [Netze BW]

MerGE (Merging Grid & EMobility) [Bayernwerk]

TLP-Kombinationsprofil Heizung mit Elektromobilität [Bayernwerk]

²⁹ Vgl. VDE/FNN „Schalten und Steuern mit dem intelligenten Messsystem“, veröffentlicht im Dezember 2019.

4. Finanzierung der Netzintegration von Elektromobilität

Die Kosten der Netzintegration von Elektromobilität werden zum Teil über die Zahlung von Anschlusskosten und ggf. Baukostenzuschüssen (BKZ) durch die Anschlussnehmer getragen. Zum anderen werden die verbleibenden Kosten im Rahmen der Anreizregulierung über die Netzentgelte auf alle Letztverbraucher umgelegt.

Vor diesem Hintergrund werden folgende Fragen mit Blick auf die regulatorischen Aspekte der Netzintegration von Elektromobilität in diesem Kapitel genauer betrachtet:

- Wie stellt sich die Erhebung von BKZ mit Blick auf Ladeinfrastruktur dar, insbesondere in Bezug auf einen zweiten Netzanschluss?
- Werden im Rahmen der Anreizregulierung die Kapitalkosten (CAPEX) adäquat berücksichtigt?
- Werden im Rahmen der Anreizregulierung die Betriebskosten (OPEX) adäquat berücksichtigt?
- Welche möglichen Auswirkungen gibt es auf den Effizienzwert eines Netzbetreibers?

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ein neues Instrument der Spitzenglättung für die Verteilernetze im Gutachten zur Digitalisierung der Energiewende vorgestellt hat.³⁰ Mithilfe der Spitzenglättung soll der erforderliche Netzausbau und damit auch die Kosten der Netzintegration der Elektromobilität reduziert werden.

4.1. Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ)

Die Aufgabe von Baukostenzuschüssen ist die Lenkung der Nachfrage nach Netzanschlusskapazität. Über Baukostenzuschüsse sollen die Anschlussnehmer angereizt werden, die nachgefragte Netzanschlusskapazität auf ihren tatsächlichen Bedarf zu begrenzen bzw. ihren Kapazitätsbedarf durch geeignete Maßnahmen zu reduzieren, damit die Netzbetreiber ihre Netze nicht unnötig ausbauen müssen. Die Erhebung von BKZ ist dem Netzbetreiber freigestellt.³¹

In der Niederspannung darf der Netzbetreiber gemäß NAV vom Anschlussnutzer einen „angemessenen“ Baukostenzuschuss bis maximal 50 Prozent der Kosten für die Erstellung oder Verstärkung der örtlichen Verteileranlagen einschließlich der Transformatorenstationen fordern.³² Der Baukostenzuschuss darf dabei nur für Leistungsanforderungen > 30 kW erhoben werden.

³⁰ Vgl. BMWi „Digitalisierung der Energiewende Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung“, veröffentlicht 2018.

³¹ Vgl. auch Erläuterungen der BNetzA „Baukostenzuschüsse“, o.J.

³² § 11 Absatz 1 und 3 NAV

Mit Blick auf die in *Kapitel 3.1 "Technische Anschlussbedingungen"* diskutierte Frage des zweiten Netzanschlusses gilt, dass der BKZ grundstücksbezogen ist, mit der Folge, dass sich der Sockelfreibetrag von 30 kW auf die am Grundstück vorgehaltene Anschlussleistung bezieht. Somit ist im Falle eines zweiten Netzanschlusses dessen Anschlussleistung zu der Anschlussleistung des bestehenden Netzanschlusses hinzuzurechnen. Sofern der Sockelbetrag von 30 kW überschritten wird, kann ein BKZ hinsichtlich der überschießenden Anschlussleistung vom Netzbetreiber geltend gemacht werden.³³ Baukostenzuschussfähig wären in diesem Fall insbesondere die notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen.

Für Baukostenzuschüsse für Netzanschlüsse oberhalb der Niederspannung hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur 2009 im Rahmen eines Positionspapieres ein Kalkulationsmodell vorgelegt (BNetzA 2009).

Im Rahmen der Anreizregulierung, um die es in den folgenden drei Abschnitten geht, werden BKZ gemäß § 9 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) über eine Dauer von 20 Jahren linear abgeschrieben und jährlich netzkostenmindernd angesetzt.

4.2. Anreizregulierung: Umgang mit Kapitalkosten (CAPEX)

Die regulatorischen Kapitalkosten für den Netzausbau (kalkulatorische Abschreibungen gemäß § 6 StromNEV, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 StromNEV, kalkulatorische Steuern gemäß § 8 StromNEV) fließen in die Festsetzung der individuellen Erlösobergrenze (EOG) des Netzbetreibers ein.

Investitionen nach dem Basisjahr³⁴ einer Regulierungsperiode fließen nicht in das Ausgangsniveau einer Erlösobergrenze ein, können aber über den Kapitalkostenaufschlag gemäß § 10a Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bereits während der Regulierungsperiode in die Netzentgelte einfließen.

Mit den o. g. Instrumenten werden die kalkulatorischen Kapitalkosten aller betriebsnotwendigen Investitionen des Netzbetreibers und damit auch des Netzausbaus für Elektromobilität ohne Zeitverzug in der Regulierung berücksichtigt.

4.3. Anreizregulierung: Umgang mit Betriebskosten (OPEX)

Die Betriebskosten (OPEX) fließen ebenso wie die Kapitalkosten in die Ermittlung der individuellen Erlösobergrenze ein. Zusätzliche Betriebskosten, die nach dem Basisjahr anfallen, können im Gegensatz zu den Kapitalkosten nicht während einer Regulierungsperiode geltend gemacht werden. Das heißt, während Veränderungen der Kapitalkosten ohne Zeitverzug in der Regulierung berücksichtigt werden, werden Betriebskosten auf dem Niveau des Basisjahres

³³ § 11 Absatz 1 NAV

³⁴ 2021 ist Basisjahr für die 4. Regulierungsperiode der Stromnetzbetreiber, eine Regulierungsperiode dauert fünf Jahre.

für die nächste Regulierungsperiode fixiert („Budgetprinzip“). Steigende Betriebskosten gehen damit vollständig zu Lasten des Netzbetreibers.

Das Basisjahr für die 4. Regulierungsperiode Strom (2024 bis 2028) ist 2021. Sofern die im Rahmen der Nationalen Plattform für die Zukunft der Mobilität diskutierte Hochlaufkurve für Elektrofahrzeuge Realität wird, ist ab 2024 mit einem verstärkten Markterfolg von Elektromobilität zu rechnen. Dies würde bedeuten, dass die dann zunehmende private Ladeinfrastruktur insbesondere im Niederspannungsnetz zu einem stark steigenden Netzausbau - wie auch Monitoring - und Steuerungsbedarf führt. Damit möglicherweise verbundene zusätzliche Betriebskosten werden dann erst in der 5. Regulierungsperiode ab 2029 berücksichtigt. Das Basisjahr für die 5. Regulierungsperiode ist 2026.

4.4. Anreizregulierung: Mögliche Auswirkungen auf den Effizienzwert

Im Rahmen der EOG-Ermittlung findet gemäß §§ 12 bis 16 ARegV ein Effizienzvergleich der Netzbetreiber statt mit dem Ziel, individuelle Effizienzwerte für die Netzbetreiber zu ermitteln und Ineffizienzen über die nächste Regulierungsperiode vollständig abzubauen. In den Effizienzvergleich werden Aufwandsparemeter (Kosten) und Vergleichsparemeter (Strukturparemeter) des Basisjahres einbezogen.

Für Netzbetreiber mit weniger als 30.000 Anschlussnehmern gibt es die Möglichkeit, am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 ARegV teilzunehmen. Dabei wird der Effizienzwert pauschal aus dem gewichteten Durchschnitt der Effizienzwerte aller Netzbetreiber im Regelverfahren der vorhergegangenen Regulierungsperiode ermittelt.

Mit Blick auf die Elektromobilität ist unklar, wie sich die im „Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung“ (2019) festgehaltene Strategie, die Ladeinfrastruktur vor dem Hochlauf der Elektrofahrzeuge signifikant auszubauen, auf den Effizienzwert der Netzbetreiber auswirkt. Es muss geprüft werden, inwieweit der vorgezogene Aufbau einer nicht ausgelasteten Ladeinfrastruktur im Basisjahr Strom 2021 zu steigenden Werten auf Seiten der Aufwandsparemeter führen kann, ohne dass dies auf Seiten der Vergleichsparemeter (z. B. der Jahresarbeit) seinen Niederschlag findet. Insbesondere im Fall der anvisierten Schnelllade-Hubs können Leistungsanforderungen von 10-20 MW erfolgen, ohne dass eine signifikante Nutzung stattfindet. Hierauf hat die kundenseitige Verwendung eines Lastmanagements und von Energiespeichern eine reduzierende Wirkung auf die Netzanschlussleistung.

Dennoch sollten Netzbetreiber insbesondere dieses Risiko im Blick behalten. Die Bundesnetzagentur wird die Situation bei der Durchführung des Effizienzvergleichs der nächsten Regulierungsperiode im Rahmen der Datenerhebung und Kostentreiberanalyse analysieren.

5. Praxisbeispiele

Dieses Kapitel enthält eine Sammlung von ausgewählten Praxisbeispielen von Verteilnetzbetreibern.

5.1. Elektromobilität im öffentlichen Raum [DigiKoo]

Ansprechpartner: Peter Mathis, Geschäftsführer, DigiKoo GmbH, peter.mathis@digikoo.de

Der bedarfsgerechte Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur soll zukünftig mithilfe von DigiKoo maßgeblich unterstützt werden. DigiKoo ist ein Ladesäulen-App-Anbieter, welcher die digitale Plattform DigiPAD für Netzbetreiber, Stadtwerke und Kommunen entwickelt hat. Die Digitale Plattform DigiPAD unterstützt bei Planung, Analyse und Entscheidungsfindung im Netzumfeld. Über ein Lizenzmanagement und eine Rechteverwaltung bietet diese Plattform unterschiedlichen Nutzern den Zugang zu verschiedenen Applikationen und Daten. Die verschiedenen Applikationen verknüpfen Netz, Mess- und kommerzielle Daten in einer Plattform miteinander, um einerseits Transparenz in den Verteilungsnetzen zu schaffen und andererseits Veränderungen im Netz schnell adaptieren/ermitteln zu können.



Abbildung 8: DigiPAD, DigiKoo

Die Collector-App „ParkShip“ gehört zu einer der Applikationen. Dabei können Kommunen zusammen mit dem Netzbetreiber schnell den „richtigen“ Standort für eine Ladestation ermitteln und vorschlagen. Die vorgeschlagenen Ladesäulen können in der Grid Plattform APP (IGP), einer anderen Applikation der Plattform, bewertet oder durch die Bevölkerung in Wunschladesäulen erfasst werden.

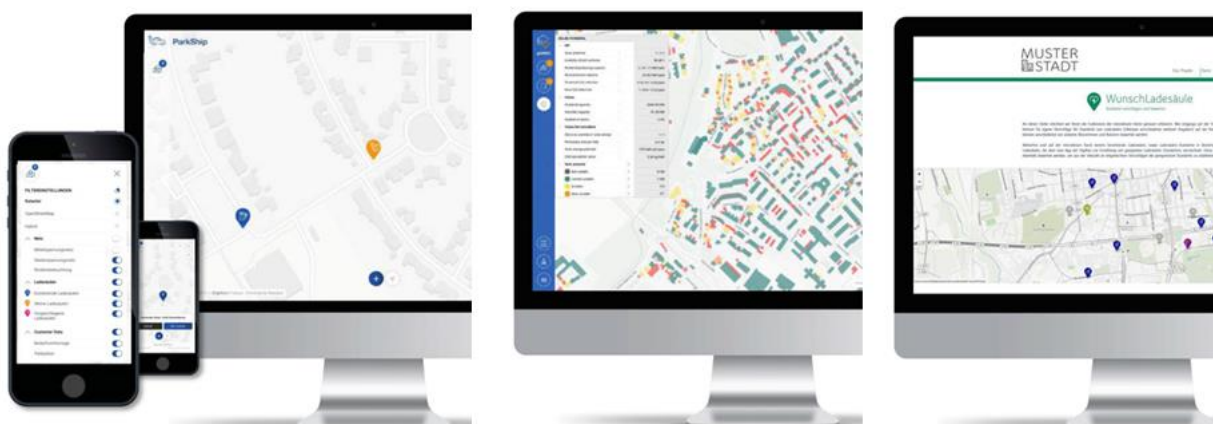


Abbildung 9: ParkShip, Netzberechnung IGP und Wunschladesäule, DigiKoo

5.2. Online-Anmeldung von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge [EWE NETZ]

Ansprechpartner: Martin Collmann, Vermarktung Netzanschluss, EWE NETZ, Martin.Collmann@ewe-netz.de

Die Verpflichtung zur Anmeldung von elektrischen Geräten und Anlagen ist in der VDE-Anwendungsregel AR-N 4100³⁵ sowie in den TAB geregelt. EWE NETZ hat für diese Meldungen auf der Internetseite eine entsprechende Formularstrecke³⁶ veröffentlicht. Der Kunde kann hier die Geräte und Anlagen online anmelden. EWE NETZ bestätigt den Eingang der Anmeldung per Mail, überprüft, ob das Netz und der Hausanschluss geeignet sind, und versendet abschließend ein Antwortschreiben an den Kunden. Dies kann einerseits die Zusage zum Betrieb des Gerätes oder ein individuelles Angebot für eine Netz- oder Hausanschlussverstärkung sein.

Für die Dateneingabe der verschiedenen Anlagen und Geräte stehen aufgrund unterschiedlicher Abfragen mehrere Auswahlmöglichkeiten, unter anderem auch für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, zur Verfügung. Die Abbildung 10 zeigt die Auswahlmöglichkeiten für den Kunden.

Anmeldung elektrischer Anlagen
Erzeugende Anlage
Elektrische Geräte und Anlagen
Steuerbare Verbrauchseinrichtungen
Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge

Abbildung 10: Auswahlmaske für die Anmeldung elektrischer Anlagen und Geräte, EWE NETZ

Für private Ladeeinrichtungen gilt gemäß § 19 der Niederspannungsanschlussverordnung seit März 2019 eine generelle Anmeldepflicht. Deren Inbetriebnahme bedarf darüber hinaus der vorherigen Zustimmung des Netzbetreibers, sofern ihre Summen-Bemessungsleistung 12 kVA je elektrischer Anlage überschreitet.

Für die Anmeldung von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge werden zuerst die Daten zur Ladeeinrichtung abgefragt.

Nach den Angaben für die Ladeeinrichtung schließen sich die Angaben für den Anschlussort und den Kundendaten an. Die Angabe einer E-Mail-Adresse ist zwingend, da an diese Adresse die Eingangsbestätigung mit den Hinweisen über das weitere Vorgehen versendet wird. Zudem kann der Kunde entsprechende Datenblätter, Konformitätserklärungen oder weitere Unterlagen beifügen. Die Daten gehen elektronisch ein und werden bei EWE NETZ anhand der abgefragten Postleitzahl an die zuständige Organisationseinheit weitergeleitet. Diese übernimmt dann die Bearbeitung der Anfrage.

Nach der Versendung der Bestätigungsmail von EWE NETZ an den Kunden erfolgt die weitere Korrespondenz per Brief.

³⁵ Vgl. VDE/ FNN „Anforderungen für den symmetrischen Anschluss und Betrieb nach VDE-AR-N 4100“, veröffentlicht im Dezember 2019.

³⁶ Vgl. EWE Netz „Anmeldung elektrischer Anlagen“, (o.J.).

5.3. WindNODE [Stromnetz Berlin]

Ansprechpartner: Thomas Röstel, Leiter Asset Strategie & Innovation, Stromnetz Berlin
E-Mail: thomas.roestel@stromnetz-berlin.de

Stromnetz Berlin als größter urbaner Netzbetreiber Deutschlands bzw. der EU (nach Einwohnern) ist fest davon überzeugt, dass durch die Zunahme von Erneuerbaren Energien, weiterer dezentraler Erzeugungen und der Elektromobilität die Digitalisierung in der Niederspannung eine logische Konsequenz darstellt. Das Monitoring und die Steuerung ist ein Schlüsselfaktor für die urbane Energiewende. Im Projekt WindNODE (<https://www.stromnetz.berlin/technik-und-innovationen/projekte/windnode>) werden schon heute Netzzustandsdaten für das zukünftige innovative Betriebsführungskonzept aus dem Niederspannungsnetz bereitgestellt (siehe Abbildung 11).

Ein Element für die neue Betriebsführung ist der weitreichendere Einsatz von Messtechnik. Die Gleichzeitigkeit der Last ändert sich, wenn viele Verbraucher ihr Verhalten zeitgleich ausrichten, z. B. das Laden der E-Fahrzeuge zum Feierabend, und erhöht die Netzbelastung. Mit der bereits im Einsatz befindlichen Messtechnik in den Ortsnetzstationen wird die Niederspannung beobachtbar (siehe Abbildung 12). Gleichzeitig werden die Daten an die Netzleitstelle übertragen und stehen auch für die Netzführung zur Verfügung. Damit kann Stromnetz Berlin die Betriebsführung und die Netzplanung noch nachhaltiger und effizienter an die Veränderungen anpassen.

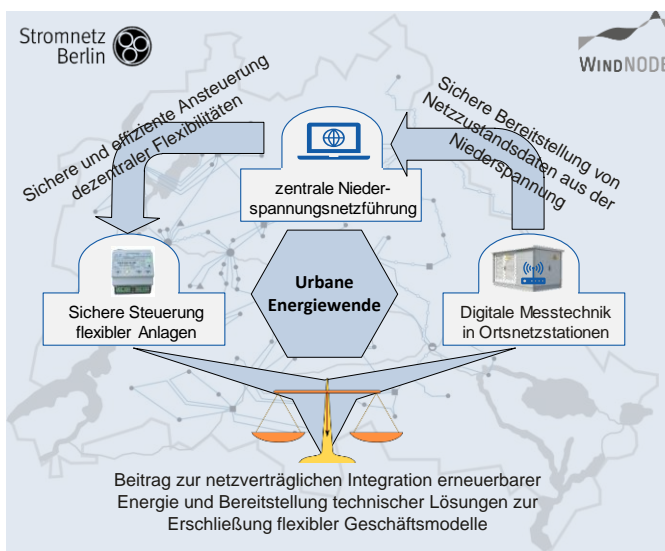


Abbildung 11: Betriebsführungskonzept, Stromnetz Berlin



Abbildung 12: Messtechnik in einer Ortsnetzstation von Stromnetz Berlin

5.4. Gleichzeitigkeitsfaktoren für Ladeinfrastruktur [Berliner Handbuch]

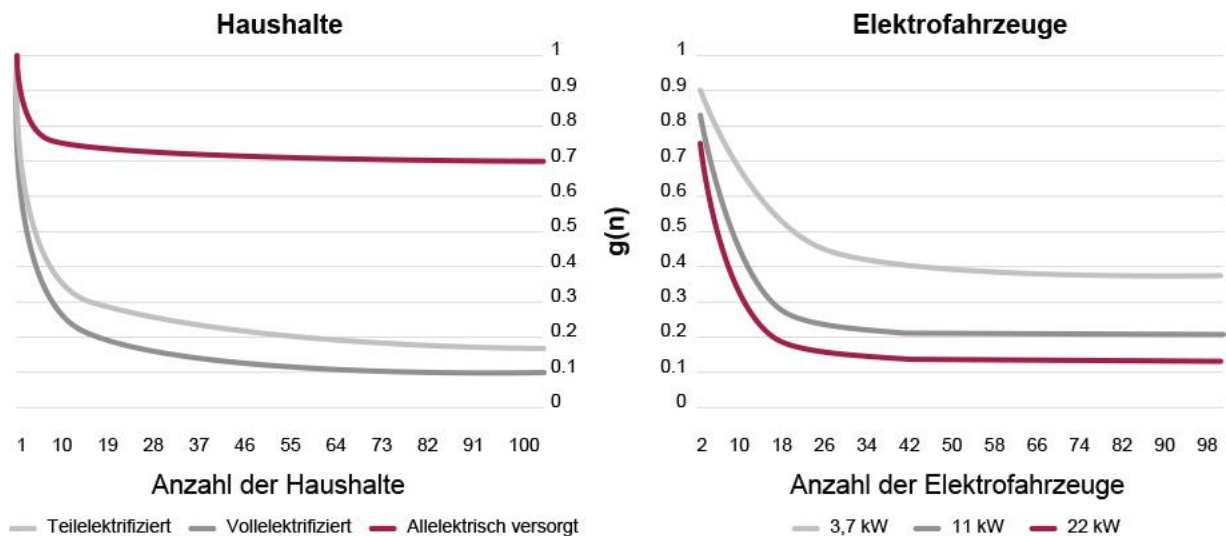


Abbildung 13: Gleichzeitigkeit von Haushaltskunden und Ladepunkten, Boesche³⁷

5.5. Gleichzeitigkeitsfaktoren [Stromnetz Berlin]

Tabelle 4: Beispiele für anzusetzende Gleichzeitigkeitsfaktoren, Stromnetz Berlin und andere.

Ladepunkt	Netzebene	Typische Anschlussleistung in kW	Gleichzeitigkeitsfaktor g_{∞}^*
Einfamilienhaus	Niederspannung	11 ... 22	0,15 ... 0,25
Mehrfamilienhaus	Niederspannung	30 ... 60	0,20 ... 0,50**
In der Arbeit (privat)	Niederspannung	50 ... 300	0,30 ... 0,50**
Kleines Gewerbe (Supermarkt)	Niederspannung	22 ... 50	0,25 ... 0,40**
Großes Gewerbe (Shopping-Center)	Mittelspannung	100 ... 2 500	0,15 ... 0,30
Straßenrand	Niederspannung	22 ... 100	0,25 ... 0,40
Schnellladepunkte (Autobahn)	Mittelspannung	600 ... 6 000	... 0,90 (Urlaubsverkehr)
Flotten-Depot	Mittelspannung	100 ... 1000	0,30 ... 0,50**
Bus-Depot	Mittelspannung bzw. HS/MS-Ebene	1 000 ... 20 000	... 1,00**

*bezogen auf einen Strang o. ein Netzgebiet. Bei der Dimensionierung des Netzanschlusses sind in Abh. Der Anzahl der Ladepunkte höhere Gleichzeitigkeiten anzusetzen.

**hohe Wahrscheinlichkeit für ein Lademanagement

³⁷ Vgl. K.V. Boesche „Berliner Handbuch zur Elektromobilität – Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf das Niederspannungsnetz“, veröffentlicht im Juni 2013.

5.6.NETZlabor E-Mobility-Allee [Netze BW]

Ansprechpartner: Christian Bott, Projektleiter, Netze BW GmbH, c.bott@netze-bw.de

Für die Netze BW als größtem Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg steht die Netzintegration der Ladeinfrastruktur oben auf der Tagesordnung. Speziell den privaten Bereich erforschten wir mit der E-Mobility-Allee von Juni 2018 bis Oktober 2019 in Ostfildern bei Stuttgart. In dem Praxistest ging es zunächst darum, welches Ladeverhalten Haushalte mit E-Mobilen überhaupt an den Tag legen. Zudem untersuchten wir die damit verbundenen Auswirkungen auf das Verteilnetz. Schließlich konnten wir innovative Ansätze zur Netzintegration testen, wie die Lastspitzenbegrenzung durch Lademanagement oder die Kompensation der Spitzenlast mittels Batteriespeichern.

Konkret statteten wir 10 von 21 Haushalte in einem Straßenzug mit E-Fahrzeugen und der passenden Ladeinfrastruktur aus, die über einen Niederspannungs-Strang versorgt werden. Zusätzlich installierten wir in den Haushalten Mess- sowie Steuerungsgeräte und in der Ortsnetzstation ein System zur Netzzustandsüberwachung – jeweils mit Kommunikationsanbindung an die Netze BW.

Die Kombination der Betriebsmittel erlaubte unterschiedliche Ansätze, um Netzengpässe im Zusammenhang mit der Ladeinfrastruktur zu vermeiden. Die Testergebnisse sollen in die Entwicklung neuer Lösungen und deren Standardisierung einfließen und das Verteilnetz für die kommenden Herausforderungen rüsten.

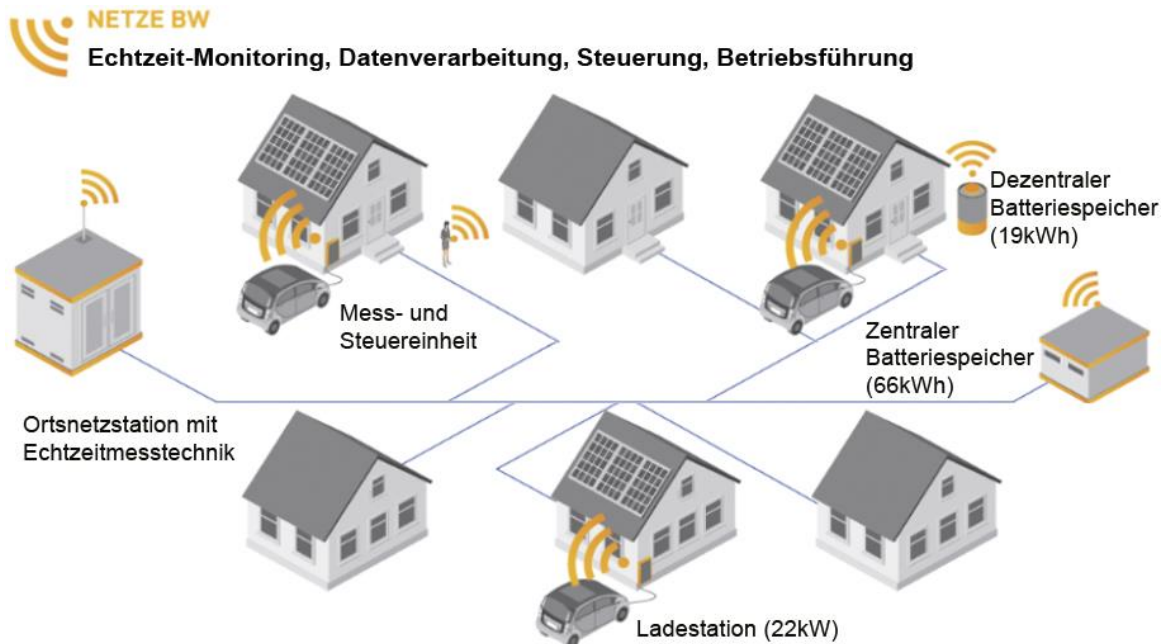


Abbildung 14: Schematischer Aufbau E-Mobility-Allee, Netze BW³⁸

Weitere Details zum Projekt sowie die wesentlichen Ergebnisse finden sich auf der Homepage der Netze BW: <https://www.netze-bw.de/e-mobility-allee>

³⁸ Vgl. Netze BW „Die E-Mobility-Allee“, S.25, (o.J.).

5.7. NETZlabor E-Mobility-Carré [Netze BW]

Ansprechpartner: Ralph Holder, Netze BW, r.holder@netze-bw.de

Wie muss der Netzanschluss einer Wohnanlage beschaffen sein, wenn künftig 58 E-Fahrzeuge in einer gemeinsamen Tiefgarage geladen werden? Und wie ist das Ladeverhalten der Bewohner? Diese und weitere Aspekte untersucht die Netze BW im Jahr 2020 in einem neuen NETZlabor in der Gemeinde Tamm bei Ludwigsburg.

Eine Wohnanlage mit Mehrfamilienhäusern und einer gemeinschaftlich genutzten Tiefgarage mit 85 Stellplätzen auf zwei Ebenen steht seit Herbst 2019 in Tamm unter besonderer Beobachtung durch die Netze BW GmbH. Das Unternehmen will in Praxistests herausfinden, welche Anforderung die Elektromobilität an die Netzanschlüsse in Mehrfamilienhäusern stellt. An den Praxistests nehmen sowohl Familien mit Kindern als auch jüngere Paare und Rentner teil. Sie alle nutzen das E-Fahrzeug komplett unterschiedlich.

Mit dem E-Mobility-Carré weitet das Unternehmen seine Untersuchungen im Stromnetz, nach dem Abschluss der E-Mobility-Allee in Ostfildern im Oktober 2019, aus. Zum Einsatz kommt in Tamm eine Ladelösung mit einem dynamischen Lastmanagement und stationären Batteriespeichern. Die Tiefgarage wird über einen eigenen Netzanschluss aus dem Stromnetz mit Energie versorgt. So wurde sichergestellt, dass in einem Bestandsgebäude unkompliziert und kundenfreundlich die notwendige Leistung für die Ladeinfrastruktur bereitgestellt werden kann.

Ziel des Projektes ist es, Lastspitzen auf das Stromnetz zu reduzieren und neue Erkenntnisse rund um das Lademanagement und die Speicherung bei Netzengpässen zu gewinnen – und zwar genau dort, wo die moderne Mobilität gelebt wird, bei den Menschen im E-Mobility-Carré.

Projekt: www.netze-bw.de/e-mobility-carre

Ladeinfrastruktur: <https://chargehere.de/projekte/2019/netzlabor-e-mobility-carre/>



Abbildung 15: Elektrofahrzeug laden gleichzeitig in der Tiefgarage des E-Mobility-Carré, Netze BW

5.8. „ELBE“ – Netzdienstliches Lademanagement von Ladeinfrastruktur an und in Gebäuden [Stromnetz Hamburg, hySOLUTIONS]

Ansprechpartner: Christoph Steinkamp, Projektleitstelle Elektromobilität Hamburg hySOLUTIONS, christoph.steinkamp@hysolutions-hamburg.de; Annika Magdowski, Stromnetz Hamburg, annika.magdowski@stromnetz-hamburg.de

Alle Informationen auf einen Blick: www.elbe-hh.de/

Die Freie und Hansestadt Hamburg (FHH) verfolgt ehrgeizige Ziele zur Verbesserung der Luftqualität. Ein zentrales Förderinstrument ist der Aufbau von Ladeinfrastruktur als grundlegende Voraussetzung für elektrische Fahrzeuge. Im Bereich öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur bietet Hamburg bereits heute mit ca. 900 Ladepunkten eine hohe Bedarfsabdeckung. Dies wird im Rahmen des Projektes „ELBE“ durch den Aufbau von bis zu 7.400 Ladepunkten außerhalb des öffentlichen Raums zur exklusiven Nutzung durch Mieter, Wohnungseigentümer, Beschäftigte oder deren Arbeitgeber errichtet werden. Um die Ladepunkte effizient in das Stromverteilungsnetz einzubinden, implementiert Stromnetz Hamburg ein System zur Netzzustandsüberwachung in der Niederspannung und entwickelt in Kooperation mit den beteiligten Ladeinfrastrukturbetreibern eine IT-Schnittstelle auf Basis standardisierter Protokolle.



Abbildung 16: Gesamtübersicht Projekt ELBE, Stromnetz Hamburg

Zur Implementierung einer Steuerung der Ladeinfrastruktur im Projekt wurde das Protokoll OpenADR (IEC 62746-10-1ED1) zur Kommunikation zwischen der Netzzustandsüberwachung in der Niederspannung und dem Ladepunktbetreiber ausgewählt und implementiert. Die Kommunikation zwischen dem Ladepunktbetreiber und der Ladeinfrastruktur wird vom Ladepunktbetreiber verantwortet und z. B. über das Open Charge Point Protocol (OCPP) umgesetzt. Im Rahmen der Projekterweiterung „ELBESecure“ wird darüber hinaus eine Kommunikation über das Smart-Meter-Gateway ermöglicht und demonstriert.

Das Projekt hat eine Laufzeit von 10/2018 bis 09/2022. Die Implementierungsarbeiten wurden im Jahr 2019 abgeschlossen und die erste Phase des Feldtestbetriebs begonnen.

5.9. MerGE (Merging Grid & EMobility) [Bayernwerk]

Ansprechpartner: Dr. Marco Wagler, Leiter Netzzugang und Bilanzierung, Bayernwerk Netz GmbH, marco.wagler@bayernwerk.de

Gemeinsam mit Audi AG, SMA Solar Technology AG und Venios GmbH hat das Bayernwerk für drei Jahre (April 2018 - April 2021) das Projekt MerGE gestartet. Im Mittelpunkt des Forschungsprojektes steht die Motivation, die Kundenbedürfnisse bzgl. Mobilitätswünsche zu erfüllen und Mobilitätskosten im Einklang mit einer intelligenten sowie netzdienlichen Integration der E-Mobilität zu bringen. Dabei soll das Projekt umfangreiche Datenquellen liefern sowie tiefe Einblicke in die Sektorenkopplung zwischen Mobilität und Energie bis hin zu einer innovativen Netzentwicklung bieten.

20 Audi e-Tron mit intelligenter Ladefunktion werden im bayernwerk-Netzgebiet getestet. Zur netzdienlichen und kundenfreundlichen Integration von Flexibilität wird ein Anreizmodell sowie ein „live“-Steuerungsmodell entwickelt. Die Signale sollen über die Smart Meter Gateway -Infrastruktur (SMGW-Infrastruktur) + Steuerbox vom Netzbetreiber in das HEMS als Schnittstelle zum Endverbraucher übermittelt werden.

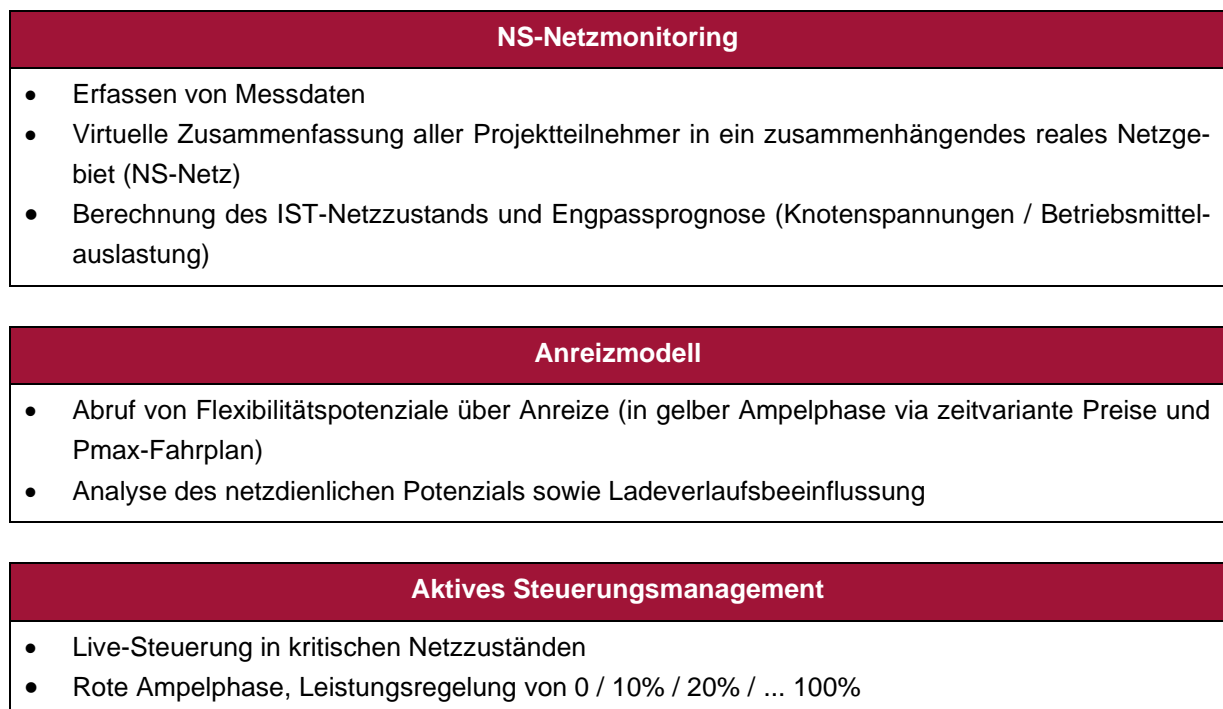


Abbildung 17: Kernkomponenten im Projekt MerGE, Bayernwerk Netz GmbH

5.10. TLP-Kombinationsprofil Heizung mit Elektromobilität [Bayernwerk]

Ansprechpartner: Ulrike Mayer, Fachkoordinatorin Strom, Bayernwerk Netz GmbH, ulrike.mayer@bayernwerk.de

Hierbei geht es um ein kombiniertes temperaturabhängiges Lastprofil (TLP) für Speicherheizungen (HZ0) bzw. Wärmepumpen (HZ2) mit Elektromobilität für §14a Kunden.

Bisher mussten Netzkunden für jede steuerbare Verbrauchseinrichtung einen eigenen Zähler einbauen. Mithilfe des neuen Lastprofils können Netzkunden ihre Heizung sowie ihren Ladepunkt auf einen gemeinsamen Zähler hängen (siehe Abbildung 18).

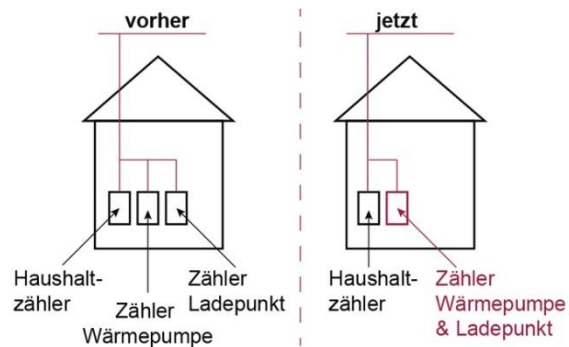


Abbildung 18 Zählernutzung für Ladepunkt und Wärmepumpe Lastprofilen vorher (links) Zählernutzung mit dem neuen kombinierten Lastprofil jetzt (rechts), Bayernwerk Netz GmbH

Das neue Profil entspricht dem Summenprofil aus dem entsprechendem Elektromobilitätsstandartlastprofil (Elektromobilitäts-SLP) und dem TLP der Wärmeanwendung.

Abbildung 19 zeigt für diese Kombination das ursprüngliche Wärmepumpenprofil HZ2 sowie das ungesteuerte E-Mobilitätsprofil EO. Das neue Profil ist somit abhängig von der Temperatur und damit der Kategorie TLP zuzuordnen.

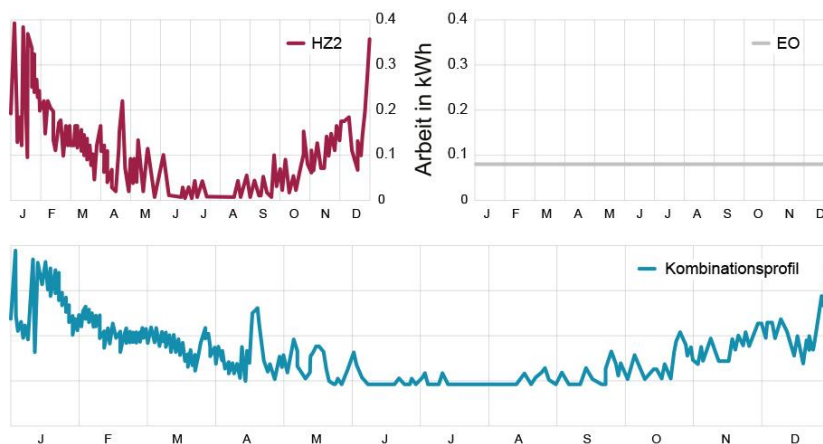


Abbildung 19: Profil HZ2 (oben links), Profil EO (oben rechts), Kombinationsprofil, Bayernwerk Netz GmbH

Die allgemeine Vorgehensweise zur Erstellung des Lastverlaufes in kWh je 15 Minuten auf Basis einer temperaturabhängigen Profilschaar ist grundsätzlich analog (bis auf minimale Anpassungen) der bisher bekannten Vorgehensweise für TLP durchzuführen. Eine detaillierte Erläuterung zur Vorgehensweise kann unter folgendem Link eingesehen werden:

<https://www.bayernwerk-netz.de/de/energie-anschiessen/netznutzung-strom/lastprofilverfahren.html>

5.11. Intelligent Grid Application (InGA) [Innogy SE]

Ansprechpartner: Christopher Fuchs, Koordination Technische Produktentwicklung, Innogy SE, christopher.fuchs@innogy.com

Für eine effiziente Integration von E-Mobilität in die Verteilnetze ist ein intelligentes Management der Ladevorgänge unerlässlich. Dabei gilt es, die Übertragungskapazitäten möglichst effizient zu nutzen. Die Herausforderung ist die dazu massenhaft notwendige Kommunikation und Informationsverarbeitung. Sollen in Deutschland im Endausbauszenario die Ladevorgänge aller an die Charge Service Operator (CSO) angeschlossenen Ladepunkte netzdienlich gesteuert werden, sind dafür heute unter der Annahme von 800 Verteilnetzbetreibern und 100 CSO ca. 80.000 Schnittstellen notwendig. In diesem Szenario besteht für marktlich motivierte Akteure kein Anreiz, in den Markt einzutreten, da jeder weitere Akteur eine Schnittstelle zu jedem DSO und zu jedem CSO implementieren müsste.



Abbildung 20: Reduktion notwendiger Schnittstellen durch das InGA, Innogy SE

InGA bietet als unabhängige, vertrauenswürdige Plattform zur Kommunikation über eine standardisierte und diskriminierungsfreie Schnittstelle eine schnell adaptierbare Lösung zur kostengünstigen Integration von E-Mobilität. Kernfunktion ist die Möglichkeit, Angebot und Nachfrage von Leistung und Flexibilität aus E-Mobilität Ladevorgängen über eine einzige Schnittstelle zu konsolidieren und intelligent zu steuern, wobei derzeitige Aufgaben der DSO und CSO weiterhin unberührt bleiben.

Das Konzept wurde im Rahmen eines Forschungsprojekts bis Dezember 2019 in Zusammenarbeit mit der Westnetz GmbH getestet und validiert. Im Ergebnis werden Potentiale durch den Beitrag zur Reduktion des Netzausbaubedarfs und zur effizienteren Bewirtschaftung des Verteilnetzes auf Seiten der DSO sowie nennenswerte Einsparpotentiale und Möglichkeiten zur Nutzung neuer Erlöspfade auf Seiten der CSO gesehen. Aus diesem Grund wurde beschlossen, InGA bis Dezember 2020 zu einem marktfähigen Produkt weiterzuentwickeln.

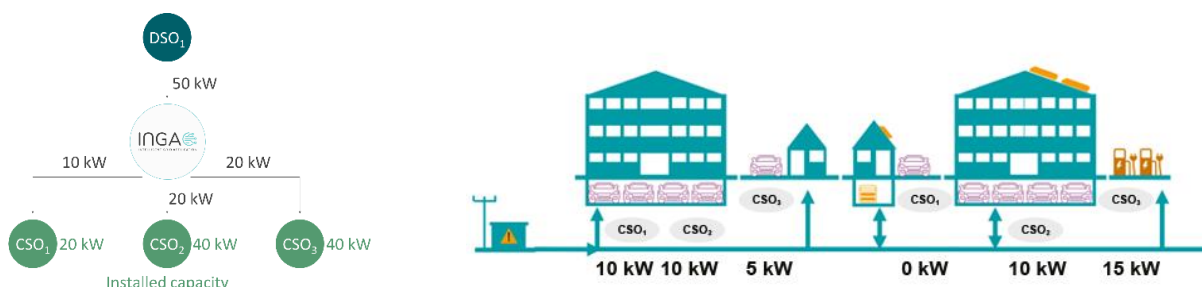


Abbildung 21: Die verfügbare Leistung wird über das InGA auf Basis von installierter Leistung bzw. NAK je Zählpunkt diskriminierungsfrei auf angeschlossene CSO verteilt. Diese können die Leistung frei auf ihre Ladepunkte aufteilen und perspektivisch untereinander verschieben, Innogy SE

6. BDEW Check-Liste Netzintegration Elektromobilität

Folgende Maßnahmen werden den Verteilnetzbetreibern im Hinblick auf eine erfolgreiche Einbindung der Elektromobilität in das Netz empfohlen:

1. Zukunftskheck für die Elektromobilität im eigenen Verteilnetz durchführen.
a. Überblick über aktuelle relevante regulatorische, technische und finanzielle Rahmenbedingungen im Kontext der Elektromobilität verschaffen.
b. Festlegung wahrscheinlicher Hochlaufszenerarien für Elektromobilität und regionale Zuordnung von Ladeinfrastruktur auf das Netzgebiet durchführen.
c. Identifikation potentieller zukünftige Netzengpässe durch Ermittlung des jeweiligen LIS-Leistungsbedarfs und Abgleich mit verfügbarer Netzkapazität.
d. Bewertung der Ergebnisse und strategische Einordnung prüfen.
2. Verteilnetz auf spezifischen Markthochlauf der Elektromobilität vorbereiten.
a. Einführung der Meldepflicht in die eigene TAB.
b. Aufbau kundenfreundlicher Anmeldeprozesse für Netzkunden und Installateure.
c. Bereitstellung an Schulungen und Informationskampagnen für Netzkunden und Elektrohandwerker.
d. Dokumentation der gemeldeten privaten und öffentlichen Ladepunkte.
e. Beobachtung der Netzauslastung in dem von starkem Hochlauf von Elektromobilität besonders betroffenen Netzgebieten.
f. Entwicklung unterschiedlicher Herangehensweisen bei unterschiedlichen Netzebenen.
g. Beachtung der installierten Leistung sowie der Gleichzeitigkeit bei der Bewertung der Auswirkungen von Ladeinfrastruktur auf das Stromnetz.

3. Operativer Netzanschluss von Ladeinfrastruktur

- a. Sicherstellung der Einhaltung rechtlicher Vorgaben und technische Regelungen (EnWG, NAV, TAB, TAR Niederspannung, DIN 18012) beim Netzanschluss von Ladeinfrastruktur.
- b. Laufende Aktualisierung der Technischen Anschlussbedingungen für Ladeinfrastruktur.
- c. Überprüfung folgender Handlungsoptionen, um Netzkunden möglichst zeitnah einen Anschluss der Ladeeinrichtung zu ermöglichen und gleichzeitig eine Überlastung des Stromnetzes zu vermeiden:
 - Einsatz schneller betrieblicher Maßnahmen zur temporären Erhöhung der Leistungskapazität (Zustimmungsfreie Ladeinfrastruktur)
 - Netzdienliche Steuerung der Ladeinfrastruktur gem. § 14a EnWG (Zustimmungsfreie Ladeinfrastruktur)
 - Kundenseitiges Lastmanagement (Zustimmungspflichtige Ladeinfrastruktur)
 - Temporäre Begrenzung der Netzanschlussleistung (Zustimmungspflichtige Ladeinfrastruktur)
 - Netzdienlich steuerbare Verbrauchseinrichtung gem. § 14a EnWG (Zustimmungspflichtige Ladeinfrastruktur)

4. Finanzierung der Netzintegration von Elektromobilität

- a. Mit Blick auf die diskutierte Frage des zweiten Netzanschlusses gilt, dass der BKZ grundstücksbezogen ist, mit der Folge, dass sich der Sockelfreibetrag von 30 kW auf die am Grundstück vorgehaltene Anschlussleistung bezieht. Somit ist im Falle eines zweiten Netzanschlusses dessen Anschlussleistung zu der Anschlussleistung des bestehenden Netzanschlusses hinzuzurechnen. Sofern der Sockelbetrag von 30 kW überschritten wird, kann ein BKZ hinsichtlich der überschüssigen Anschlussleistung vom Netzbetreiber geltend gemacht werden.
- b. Die regulatorischen Kapitalkosten (CAPEX) für den Netzausbau (kalkulatorische Abschreibungen gemäß § 6 StromNEV, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 StromNEV, kalkulatorische Steuern gemäß § 8 StromNEV) fließen in die Festsetzung der individuellen Erlösobergrenze (EOG) ein.
- c. Die Betriebskosten (OPEX) fließen ebenso wie die Kapitalkosten in die Ermittlung der individuellen Erlösobergrenze ein.
- d. Effizienzvergleich der Netzbetreiber findet gemäß §§ 12 bis 16 ARegV statt.

Definitionsliste

Ladeinfrastruktur

Ladeinfrastruktur ist die Gesamtheit der Ladeeinrichtungen. Dazu zählt neben der Ladestation bzw. der Ladesäule/ Wallbox auch die Trafostation, Kabelanlagen und sonstige technische Nebeneinrichtungen.

Ladeinfrastruktureigentümer

Der Ladeinfrastruktureigentümer (Charging Station Owner) ist der Eigentümer des Ladeinfrastruktur. Dieser muss nicht zwingend der operative Betreiber der Ladeinfrastruktur sein.

Lademanagement

Mithilfe des Lademanagements können Kunden sowie Betreiber der Ladeinfrastruktur die elektrischen Anlagen mit Ladepunkten optimal mit der ihm zur Verfügung stehenden Leistung betreiben.

Ladepunkt

Ein Ladepunkt (LP) ist nach Ladesäulenverordnung (LSV) eine Einrichtung, die zum Aufladen von Elektromobilen geeignet und bestimmt ist und an der zur gleichen Zeit nur ein Elektromobil aufgeladen werden kann. I.d.R. hat eine Ladesäule zwei Ladepunkte.

Ladepunktbetreiber (Charge Point Operator, CPO)

Der Ladepunktbetreiber ist verantwortlich für den operativen Betrieb von Ladepunkten inkl. der Anbindung an ein IT-Backend (ggf. zugleich Eigentümer). Nach Ladesäulenverordnung (LSV) ist CPO, wer unter Berücksichtigung der rechtlichen, wirtschaftlichen und tatsächlichen Umstände bestimmenden Einfluss auf den Betrieb eines Ladepunkts ausübt. Der CPO ist Letztverbraucher im Sinne des EnWG und in der Regel sowohl Messgeräteverwender als auch Messwertverwender im Sinne des Mess- und Eichrechts.

Ladepunktnutzer/ Kunde

Der Ladepunktnutzer/ Kunde nutzt E-Fahrzeuge und Ladepunkte. Er erhält via Direct Pay oder durch einen Vertrag mit mindestens einem EMP Zugang zu Ladepunkten. Der geschlossene Vertrag mit dem EMP kann weitere Dienstleistungen beinhalten.

Ladesäule

Eine Ladesäule hat eine oder mehrere Ladepunkte, an denen wiederum mehrere Konnektoren angeschlossen sein können.

Ladestation

Eine Ladestation kann aus einer oder mehrerer Ladesäulen/Wallboxen bestehen (sogenannte „Ladehubs“) und ist zum Aufladen von Elektromobilen geeignet und bestimmt.

Lastmanagement

Das Lastmanagement dient einer aktiven Steuerung des Stromverbrauchs.

Lieferant

Der Lieferant ist der Stromlieferant, der den Strom für den Ladepunkt liefert. LF und CPO können dieselben Organisationen sein.

Verteilnetzbetreiber

Der Verteilernetzbetreiber ist für den Betrieb des Netzes zuständig, an das der Ladepunkt in aller Regel angeschlossen ist. Er stellt den Netzanschluss für den Ladepunkt bereit und gewährleistet die Anschlussnutzung durch den Letztverbraucher (CPO).

Wallbox

Eine Wallbox ist eine Ladeeinrichtung, die primär für den Innenbereich (private Garage, Tiefgarage, etc.) geeignet ist und an der Wand montiert wird. I.d.R. verfügt sie über einen oder mehrere AC-Ladepunkte.

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (alternating current)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BEV	Reines Elektrofahrzeug
BKZ	Baukostenzuschuss
BNetzA	Bundesnetzagentur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CAPEX	Kapitalkosten
CPO	Ladesäulenbetreiber (Charge Point Operator)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CSO	Ladeinfrastruktureigentümer (Charging Station Owner)
DC	Gleichstrom (direct current)
Destatis/StBA	Statistisches Bundesamt
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
EE	Erneuerbare Energien
E-Fahrzeug	Elektrofahrzeug
E-KFZ	Elektrokraftfahrzeug
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOG	Erlösobergrenze
FHH	Freie und Hansestadt Hamburg
FNN	Forum Netztechnik/ Netzbetrieb
HEA	Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e. V.
HS	Hochspannung
iMS	Intelligentes Messsystem
inGA	Intelligent Grid Application
KBA	Kraftfahrt-Bundesamt
kVA	Kilovoltampere
kW	Kilowatt
LIS	Ladeinfrastruktur
MerGE	Merging Grid

MS	Mittelspannung
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NB	Netzbetreiber
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
NPM	Nationale Plattform Zukunft Mobilität
NS	Niederspannung
OCPP	Open Charge Point Protocol
OPEX	Betriebskosten
PHEV	Plug-in-Hybrid
PKW	Personalkraftwagen
PV	Photovoltaik
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SMGW	Smart Meter Gateway
SLP	Standartlastprofil
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAR	Technische Anschlussregeln
TLP	Temperaturabhängige Lastprofile
VNB	Verteilnetzbetreiber
VDA	Automobilbranche
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
ZVEH	Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke e. V.
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Exemplarische Prognose Absatzzahlen für Elektrofahrzeuge, NPE 2019.....	8
Abbildung 2: Zeigt eine Übersicht der Anwendungsfälle von Ladeinfrastruktur, BMVI.....	11
Abbildung 3: Markthochlauf E-Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur, NPE.....	11
Abbildung 4: Maßnahmenübersicht, eigene Darstellung, BDEW.....	15
Abbildung 5: Prozessbeispiel für genehmigungspflichtige Ladeinfrastruktur, eigene Darstellung, BDEW.....	21
Abbildung 6: Prozessbeispiel für genehmigungsfreie Ladeinfrastruktur, eigene Darstellung, BDEW.....	21
Abbildung 7: Anschluss von Ladeinfrastruktur für Kundenparkplätze.....	34
Abbildung 8: DigiPAD, DigiKoo.....	44
Abbildung 9: ParkShip, Netzberechnung IGP und Wunschladesäule, DigiKoo.....	44
Abbildung 10: Auswahlmaske für die Anmeldung elektrischer Anlagen und Geräte, EWE NETZ.....	45
Abbildung 11: Betriebsführungskonzept, Stromnetz Berlin.....	46
Abbildung 12: Messtechnik in einer Ortsnetzstation von Stromnetz Berlin.....	46
Abbildung 13: Gleichzeitigkeit von Haushaltskunden und Ladepunkten, Boesche.....	47
Abbildung 14: Schematischer Aufbau E-Mobility-Allee, Netze BW.....	48
Abbildung 15: Elektrofahrzeug laden gleichzeitig in der Tiefgarage des E-Mobility-Carré, Netze BW.....	49
Abbildung 16: Gesamtübersicht Projekt ELBE, Stromnetz Hamburg.....	50
Abbildung 17: Kernkomponenten im Projekt MerGE, Bayernwerk Netz GmbH.....	51
Abbildung 18 Zählernutzung für Ladepunkt und Wärmepumpe Lastprofilen vorher (links) Zählernutzung mit dem neuen kombinierten Lastprofil jetzt (rechts), Bayernwerk Netz GmbH.....	52
Abbildung 19: Profil HZ2 (oben links), Profil E0 (oben rechts), Kombinationsprofil, Bayernwerk Netz GmbH.....	52
Abbildung 20: Reduktion notwendiger Schnittstellen durch das InGA, Innogy SE.....	53
Abbildung 21: Die verfügbare Leistung wird über das InGA auf Basis von installierter Leistung bzw. NAK je Zählpunkt diskriminierungsfrei auf angeschlossene CSO verteilt. Diese können die Leistung frei auf ihre Ladepunkte aufteilen und perspektivisch untereinander verschieben, Innogy SE.....	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zentrale Entwicklungen im Energiesystem, eigene Darstellung.....	9
Tabelle 2: Kosten des Verteilnetzausbaus, eigene Darstellung.....	10
Tabelle 3: Übersicht Melde- und Genehmigungspflichten, eigene Darstellung nach BDEW, VDE/ FNN.....	17
Tabelle 4: Beispiele für anzusetzende Gleichzeitigkeitsfaktoren, Stromnetz Berlin und andere.	47

Literaturverzeichnis/ hilfreiche Dokumente

Anreizregulierungsverordnung: Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Artikel 3 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935).

BearingPoint GmbH; Fraunhofer IEE (2018): Abschlussbericht Verteilnetzstudie Hessen 2024 - 2034. Verfügbar unter: https://www.house-of-energy.org/mm/2018_Verteilnetzstudie_Hessen_2024_bis_2034.pdf.

Boesche; Franz; Fest et al. (2013): Berliner Handbuch zur Elektromobilität. München, C.H. Beck oHG Verlag. ISBN: 9783406648625.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018): Digitalisierung der Energiewende Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewendethema-2.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (o.J.): Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung. S.3. Verfügbar unter: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile.

Bundesnetzagentur (o.J.): Baukostenzuschüsse. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzanchluss/Baukostenzuschuesse/baukostenzuschuesse-node.html.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2016): Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20161130-VNB-Netzkonzept-2030.pdf.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2019): Fakten und Argumente über die Netzintegration privater Ladeinfrastruktur. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190820_Netzintegration-privater-Ladeinfrastruktur_mse1Rq4.pdf.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2019): Technische Anschlussbedingungen (TAB 2019) für den Anschluss an das Niederspannungsnetz. Verfügbar unter: https://md.bdew.de/login/?next=/media/documents/LG-MD_TAB_2019_Bundesmusterwortlaut_v_20190304_Korrektur_Anhang_A_B-.pdf.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2019): Verordnung zur Berechnung der Offshore-Netzumlage und zu Anpassungen im Regulierungsrecht Konsolidierte Änderungen an StromNEV, ARegV, NAV, StromGKV. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190218_Arbeitshilfe_Verordnung_Offshore_Netzumlage.pdf.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft; Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (2020): Der Technische Leitfaden Ladeinfrastruktur Elektromobilität. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/988408/a2b8e484994d628b515b56376f809e28/technischer-leitfaden-ladeinfrastruktur-elektromobilitaet---version-3-data.pdf>.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft; Forum Netztechnik/Netzbetrieb in VDE (2018): Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/metastudie-von-vdefnn-und-bdew-zur-netzintegration-der-elektromobilitaet-veroeffentlicht/>.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2012): dena-Verteilnetzstudie. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf.

Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN) 18012: 2018-04 (2018): Anschlusseinrichtungen für Gebäude - Allgemeine Planungsgrundlagen, Beuth-Verlag, Berlin.

Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN) 18015-1: 2020-05 (2020): Elektrische Anlagen in Wohngebäuden – Teil 1 Planungsgrundlagen, Beuth-Verlag, Berlin.

ef.Ruhr GmbH; Technische Universität Dortmund (2017): Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf.

Energynautics GmbH; Öko-Institut e.V.; Bird & Bird LLP (2014): Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/oekodoc/1885/2014-008-de.pdf>.

Energiewirtschaftsgesetz: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2002).

Forum Netztechnik/Netzbetrieb (2019): Anforderungen für den symmetrischen Anschluss und Betrieb nach VDE-AR-N 4100. Verfügbar unter: <https://shop.vde.com/de/fnn-hinweis-anforderungen-f%C3%BCr-den-symmetrischen-anchluss-und-betrieb-nach-vde-ar-n-4100-download>.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb (2019): Grenzwert für mitteilungspflichtige Ladeeinrichtungen benötigt. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/1876064/ed78a99f347f10a682fcad14ad214df2/e-mobilitaet-position-haushaltssteckdose-download-data.pdf>.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (2019): Netzintegration Elektromobilität Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/1896384/8dc2a98adff3baa259dbe98ec2800bd4/e-mobilitaet-fnn-hinweis-download-data.pdf>.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (2019): Schalten und Steuern mit dem intelligenten Messsystem. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/imesssystem/las-tenhefte/steuerbox>.

HEA (2017): Elektromobilität – Ladeinfrastruktur in Wohngebäuden. Verfügbar unter: <https://www.hea.de/shop/elektromobilitaet-ladeinfrastruktur-in-wohngebaeuden>.

Stromnetzentgeltverordnung: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935).

Nationale Plattform Elektromobilität (2018): Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase. S. 51. Verfügbar unter: http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_Fortschrittsbericht_2018_barrierefrei.pdf.

Netze BW (o.J.): Die E-Mobility-Allee. S.25. Verfügbar unter: https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/6gXs8wiRSF0E2SqkwSq406/fc1c9430ba88b81c31e399242b09b17e/20191217_BroschuereE-Mobility_210x275mm_100Ansicht.pdf.

Niederspannungsanschlussverordnung: Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (NAV) vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), zuletzt geändert durch Artikel 3 der Verordnung vom 14. März 2019 (BGBl. I S. 333).

Valentin, Carsten (2015): Elektrische Energieversorgung, Vol. 1-3, Springer-Verlag, Berlin.