

Auswirkungen einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur für Elektromobilität auf die Verteilnetzebene – Ein Fallbeispiel aus dem Projekt Designetz

Jan Kellermann, Lukas Lühr*, Jens D. Sprey, Albert Moser

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen,
Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel: 0241/80-96711, km@iaew.rwth-aachen.de,
<http://www.iaew.rwth-aachen.de>

Kurzfassung: Neben der fortschreitenden Integration erneuerbarer Energien (EE) in das Elektrizitätsversorgungssystem stellt zukünftig auch die Integration von Elektrofahrzeugen (E-KFZ) sowie der entsprechenden Ladeinfrastruktur die Energiewirtschaft und -infrastruktur vor wachsende Herausforderungen. Trotz der aktuell eher geringen Anzahl an E-KFZ in Deutschland ist aufgrund der politischen Ziele (bis 2030 sechs Millionen E-KFZ [1]) sowie bestehender Förderprogramme [2] in den nächsten Jahren mit einem starken Anstieg der Anzahl an E-KFZ zu rechnen. Damit einher geht auch die entsprechende Entwicklung der Ladeinfrastruktur, die von privaten Ladepunkten über öffentliche Ladesäulen bis hin zu Schnellladestationen mit hohem Leistungsbezug reicht. Da der größte Anteil der Ladeinfrastruktur in den Stromverteilnetzen der Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen wird, sind für diese Netze die Auswirkungen auf einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu untersuchen. Im Rahmen des Projektes „Designetz“ werden dazu Modelle und Verfahren entwickelt, die mögliche Standorte für Ladeinfrastruktur auf Basis öffentlich zugänglicher Daten identifizierten und nachfolgend realitätsnahe Zeitverläufe der Ladevorgänge für zukünftige Szenarien ableiten. Auf Basis dieser Eingangsdaten können die Auswirkungen der Ladevorgänge sowie möglicher steuernder Eingriffe in die Ladevorgänge auf die Netzbelastungen untersucht werden. In dieser Veröffentlichung werden die erarbeiteten Modelle vorgestellt und für ein exemplarisches Mittelspannungsnetz angewendet. Erste Simulationsergebnisse zeigen, dass es durch Elektromobilität zu deutlich erhöhten Auslastungen im betrachteten Verteilnetz kommen kann, sodass, wenn heutige Planungs- und Betriebsgrundsätze beibehalten werden, ggf. ein konventioneller Netzausbau notwendig wird. Es zeigt sich jedoch auch, dass die Netzbelastungen durch EE-Einspeisungen die lastbedingten Belastungen noch überschreiten.

Keywords: Elektromobilität, Ladeinfrastruktur, Zeitreihen, Verteilnetz

1 Motivation

Das "Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG) [3] ist ein Förderprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), das Lösungen für eine klimafreundliche, sichere und effiziente Stromversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien demonstrieren soll. Im

Projekt „Designetz“ [4] werden dabei auf Grundlage einer Vielzahl von Demonstrationsprojekten in drei Schaufensterregionen ganzheitliche Lösungen erarbeitet, wie ein regenerativ geprägtes Erzeugungssystem auch in Zukunft die Versorgungsaufgabe erfüllen kann. Im Fokus des Projekts steht die Nutzung von Flexibilitätsoptionen sowohl auf der Erzeugungs-, der Nachfrage- als auch der Netzseite. Einzelne Arbeitspakete fokussieren sich dabei auf innovative Netztechnologien unter Berücksichtigung zugehöriger Schnittstellen zwischen Netzebenen und -gebieten. Weiterhin sollen Technologien zur Beherrschung der Leistungsflüsse bei zunehmender dezentraler Einspeisung oder bei hohen Netzbelastungen, z.B. durch Ladevorgänge von E-KFZ erprobt werden.

Ein Ziel des Projektes ist es, grundsätzliche Erkenntnisse für den intelligenten Netzbetrieb, Netzausbau und Messstellenbetrieb abzuleiten und gegebenenfalls Planungs- und Betriebsgrundsätze anzupassen oder zu ergänzen. Um dies zu erreichen, werden Simulationen von Netzbetrieb und Netzausbau für zukünftige Szenarien durchgeführt. Hierbei werden repräsentative Netzregionen der beteiligten Verteilnetzbetreiber betrachtet und Szenarien für Versorgungsaufgaben im Jahr 2035 abgestimmt.

Im Rahmen dieser Veröffentlichung stellt sich insbesondere die Frage, welche Anforderungen sich zukünftig durch die zunehmende Integration der E-KFZ in den Verteilnetzen ergeben. Dazu werden Modelle entwickelt, die öffentlich zugängliche und georeferenzierte Datenquellen nutzen, um mögliche Standorte für Ladesäulen zu identifizieren und realitätsnahe Zeitverläufe der Ladevorgänge für zukünftige Szenarien abzuleiten. In den Untersuchungen werden die Auswirkungen unterschiedlicher Durchdringungsraten von E-KFZ sowie unterschiedlicher Ladestrategien auf ausgewählte Mittel- und Niederspannungsnetze untersucht.

Die vorliegenden Ergebnisse werden in dieser Veröffentlichung für ein exemplarisches Mittelspannungsnetz diskutiert.

2 Methodisches Vorgehen

Zur Bestimmung der zukünftigen Netzbelastung durch E-KFZ wird in einem ersten Schritt die insgesamt installierte Ladeleistung für ein zu untersuchendes Netzgebiet, bspw. für ein Mittelspannungsnetz, ermittelt. Ausgehend von Rahmenszenarien einzelner Bundesländer für die Entwicklung des Stromverbrauchs durch Elektromobilität und die installierte Ladeinfrastruktur werden lokal aufgelöste Szenarien für das betrachtete Netzgebiet abgeleitet. Dies erfolgt durch Skalierung der Rahmenszenarien anhand der anteiligen Einwohnerzahlen der Gemeinden des Netzgebiets am Bundesland. Für die skalierten Szenarien erfolgen eine Regionalisierung der Ladesäulen im Netzgebiet sowie eine Generierung von synthetischen Ladeprofilen für jeden Ladepunkt, die als Eingangsdaten für Leistungsflusssimulationen dienen. Das generelle methodische Vorgehen ist in Abbildung 1 dargestellt und wird im Folgenden detaillierter erläutert.

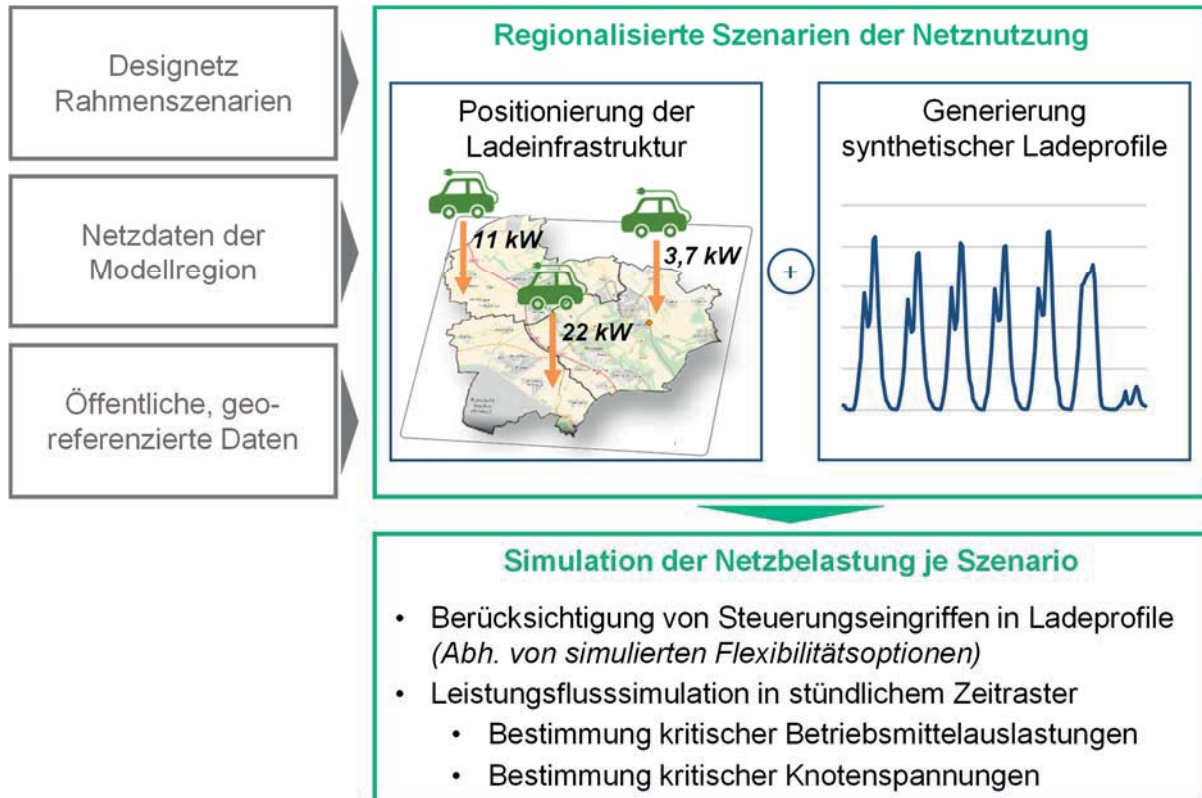


Abbildung 1: Methodisches Vorgehen

2.1 Identifikation von Standorten für Ladeinfrastruktur

Für die Szenarien der im Netzgebiet erwarteten Ladeinfrastruktur werden geeignete Standorte innerhalb des geografischen Einzugsbereichs des betrachteten Netzes identifiziert. Hierbei werden sowohl Ladesäulen mit geringen Nennleistungen für das Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz als auch eine Schnellladeinfrastruktur mit höheren Ladeleistungen, bspw. an größeren, öffentlich zugänglichen Parkplätzen berücksichtigt.

2.1.1 Private und gewerbliche Ladeinfrastruktur

Ein definierter Anteil der je Szenario installierten Ladesäulen wird auf private Haushalte und gewerbliche Einrichtungen verteilt. Dabei werden geeigneten Standorten solange iterativ Ladesäulen zugeordnet, bis die vorgegebene installierte Leistung des Szenarios erreicht wird.

Als potentielle Standorte für private oder gewerbliche Ladeinfrastruktur dienen die Anschlussorte bestehender, konventioneller Verbraucher. Sind diese in unterlagerten Netzebenen angeschlossen, wird ihre installierte Leistung an der entsprechenden Umspannstation aggregiert, um Netzurückwirkungen auf den betrachteten Netzausschnitt abzubilden.

Eine Abschätzung der potentiellen Eignung der identifizierten Standorte erfolgt mittels einer Analyse der umliegenden Flächennutzung des Standorts. Dazu wird auf Daten des Projekts CORINE Land Cover der Europäischen Union zur Gewinnung und Auswertung von europaweit harmonisierten Landbedeckungs- und Landnutzungsdaten zurückgegriffen [5]. Die Standorte können so einer Vielzahl von Nutzungsflächengruppen zugeordnet werden, die zur weiteren Bearbeitung zu sieben Gruppen zusammengefasst werden. Zu diesen Gruppen zählen

städtisch, vorstädtisch, industriell und landwirtschaftlich genutzte Flächen sowie Freizeit-, Grün- und Sperrflächen.

Jede Nutzungsflächengruppe erhält eine Bewertung, welche die Wahrscheinlichkeit für den potentiellen Zubau von Ladeinfrastruktur für E-KFZ zu einem Standort der jeweiligen Nutzungsflächengruppe beschreibt. Dabei haben beispielsweise städtisch und vorstädtisch genutzte Flächen eine höhere Bewertung als Sperrflächen. Für jeden potentiellen Standort wird aus den Flächennutzungsanteilen in einem definierten Umkreis eine individuelle Bewertung ermittelt, durch die anteilig an der Gesamtbewertung aller Standorte eine Auswahlwahrscheinlichkeit des Standorts für den Zubau einer Ladesäule zugeordnet wird.

Nach stochastischer Bestimmung eines geeigneten Standorts für den Zubau einer Ladesäule, wird deren Nennleistung ebenfalls stochastisch ermittelt. Dabei wird auf eine je Rahmenszenario definierte Verteilung verschiedener Nennleistungen einzelner Ladepunkte zurückgegriffen, die eine Bandbreite von einphasigen Steckern bis hin zu Schnellladeeinrichtungen abdeckt.

2.1.2 Räumlich konzentrierte Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum

Ein weiterer Anteil der Ladesäulen wird auf größere, öffentlich zugängliche Parkplätze verteilt, um eine mögliche räumliche Konzentration von Ladeinfrastruktur zu berücksichtigen. Dabei werden geeigneten Standorten solange iterativ Ladesäulen zugeordnet, bis die vorgegebene installierte Leistung des Szenarios erreicht wird.

Die Identifikation der Parkplätze im Netzgebiet erfolgt mit Hilfe von Daten des OpenStreetMap (OSM) Projektes [6], welche die Lage und den Umfang der Parkplätze enthalten. Auf Basis der so ermittelten Parkplatzflächen erfolgt eine Zuordnung zu geeigneten Netzanschlusspunkten indem für jede Parkplatzfläche der Flächenschwerpunkt bestimmt und für diesen der Netzknoten mit der kürzesten Distanz ermittelt wird (vgl. Abbildung 2). Die Fläche des Parkplatzes wird für die Bewertung der potentiellen Eignung des Standorts genutzt.

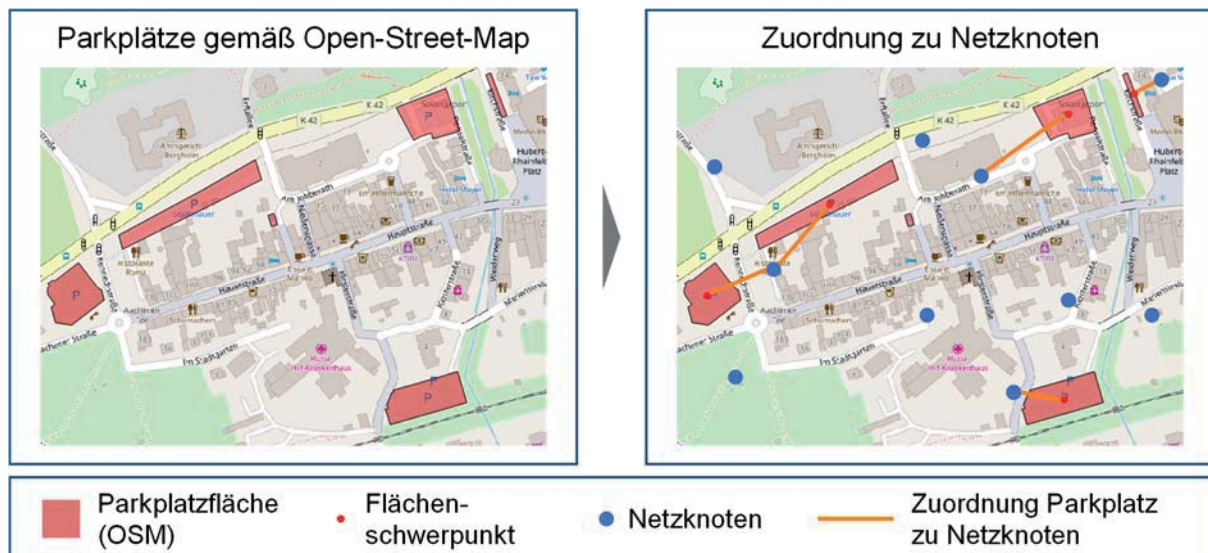


Abbildung 2: Ermittlung von Parkplätzen und Netzanschlusspunkten (Kartendaten aus [6])

2.2 Generierung synthetischer Zeitverläufe für Ladevorgänge

Den ermittelten Ladesäulen werden stochastisch generierte Zeitverläufe der Ladevorgänge abhängig von typischen Ankunfts- und Abfahrzeiten sowie Ladebedarfen zugeordnet, die im Rahmen der Netzsimulationen als Lastzeitreihen genutzt werden. Ziel ist es, die auftretenden Gleichzeitigkeiten der Ladevorgänge und die damit verbundenen Netzbelastungen abbilden zu können. Dazu werden den Ladesäulen unterschiedliche Fahrer- und damit Ladetypen zugeordnet, wobei die Typen Pendler, Gelegenheitsfahrer, gewerbliche Ladeinfrastruktur sowie Laden im öffentlichen Raum unterschieden werden. Werden einem Standort mehrere Ladesäulen zugeordnet, werden die Zeitreihen der einzelnen Ladesäulen aggregiert.

2.2.1 Private Fahrten

Gelegenheitsfahrer benutzen ihr KFZ unregelmäßig und unterschiedlich. Im Modell zur Generierung der synthetischen Zeitreihen führen Gelegenheitsfahrer daher pro Tag eine Fahrt durch und laden ihr E-KFZ nach der Ankunft zu Hause. Die Ladeenergie ist dabei abhängig vom durchschnittlichen Verbrauch des E-KFZ sowie der zurückgelegten Fahrtstrecke, der Ladezeitpunkt ist abhängig von der Ankunftszeit. Fahrtstrecke und Ankunftszeit unterscheiden sich bei jeder Fahrt. Daher wird jede Fahrt stochastisch aus einer Verteilung für die zurückgelegten Entfernungen [7] sowie der Ankunftszeiten von KFZ-Fahrern an ihrem zu Hause [8] (vgl. Abbildung 3) ermittelt. Bei ungesteuertem Laden entspricht die Ladedauer der Zeit, die für eine vollständige Aufladung des E-KFZ bei installierter Leistung der Ladesäule benötigt wird. Dabei wird ein durchschnittlicher Verbrauch von knapp 15 kWh/km angenommen [9].

Im Gegensatz zu Gelegenheitsfahrern verfolgen Pendler feste Routinen. Daher wird bei der Generierung der synthetischen Zeitreihen für Pendler einmalig eine Entfernung zur Arbeit [10] sowie eine Ankunftszeit zu Hause nach der Arbeit [11] ermittelt. Analog zu den Gelegenheitsfahrern entsteht so eine Zeitreihe für Pendler für die Tage Montag bis Freitag. An Wochenenden wird das Verhalten eines Gelegenheitsfahrers angenommen.

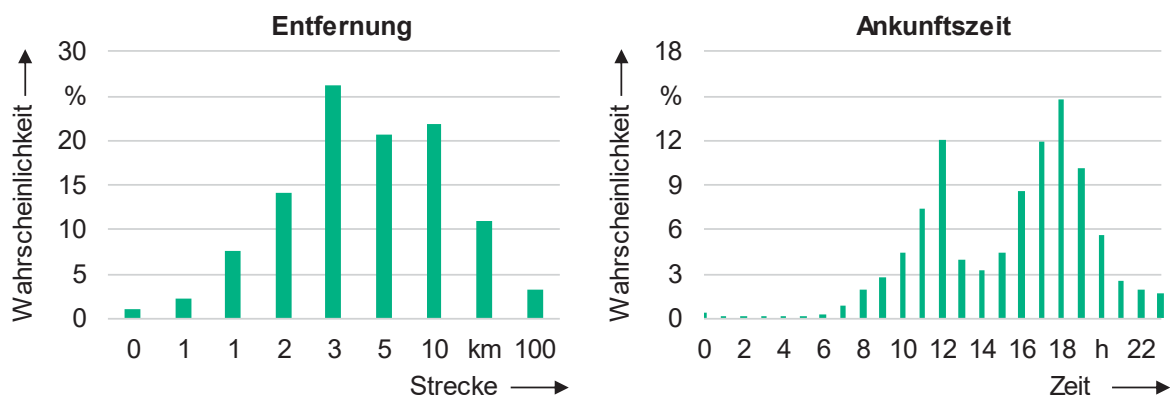


Abbildung 3: Wahrscheinlichkeitsverteilungen für Entfernungen [6] (links) und Ankunftszeiten [7] (rechts) für Gelegenheitsfahrer

2.2.2 Gewerbliche Ladeinfrastruktur

Gewerbliches Ladeverhalten kann je nach Gewerbe sehr unterschiedliche Charakteristiken aufweisen. Eine synthetische Zeitreihe kann in bestimmten Branchen Ähnlichkeiten zu Pendler- oder Gelegenheitszeitreihen, jedoch auch sehr individuelles Verhalten aufweisen. Je nach Verfügbarkeit der Eingangsdaten verschiedener Gewerbetypen kann das Modell analog

zu Pendlern und Gelegenheitsfahrern synthetische Zeitreihen generieren. In dieser Veröffentlichung werden jedoch vereinfachte Gewerbezeitreihen mit Ladevorgängen zur Mittags- und Abendzeit angenommen.

2.2.3 Laden im öffentlichen Raum

Neben privater und gewerblicher Ladeinfrastruktur sind zudem Zeitverläufe für Ladevorgänge im öffentlichen Raum abzubilden. Da die Nutzung der auf Parkplätzen installierten Ladesäulen abhängig von der Auslastung der Parkplätze ist, wird diese für die Generierung synthetischer Zeitreihen genutzt. Basierend auf einer Auswertung der durch Google bereitgestellten Auslastung von Einzelhandelsgeschäften in der Region wird je Stunde einer Woche eine durchschnittliche Wahrscheinlichkeit, ob ein einzelner Parkplatz mit Ladesäule belegt ist, abgeleitet (Abbildung 4). Je öffentlicher Ladestation entsteht durch stündliche Zufallsziehung eine individuelle, stochastische Zeitreihe.

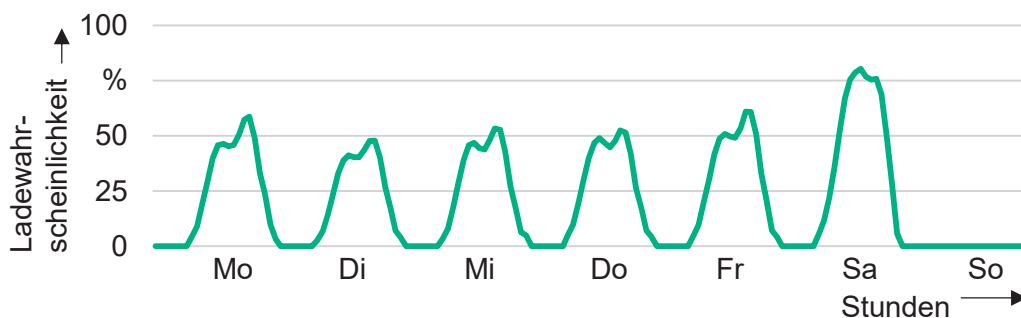


Abbildung 4: Wöchentliche Ladewahrscheinlichkeit von Ladesäulen im öffentlichen Raum

2.3 Simulation der Netzbelastung

Basierend auf den Szenarien und den vorgestellten Modellen zur Regionalisierung der Ladeinfrastruktur sowie zur Generierung synthetischer Ladeprofile werden Last- und Einspeisezeitreihen je Knoten des betrachteten Netzes generiert. Es erfolgt eine Leistungsfluss-simulation in stündlichem Zeitraster zur Ermittlung der resultierenden Netzbelastungen. Werden unterschiedliche Ladestrategien untersucht, so erfolgt in Abhängigkeit der Ladestrategie ggf. eine Anpassung der Ladeprofile. Die Ergebnisse der Simulationen erlauben eine detaillierte Analyse der Betriebsmittelauslastungen und Knotenspannungen für das betrachtete Verteilnetz. Diese werden im weiteren Projektverlauf genutzt, um zum einen die Auswirkungen unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen (z.B. Steuerungseingriffe in den Ladevorgang) und zum anderen netzplanerische Fragestellungen zu untersuchen.

3 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Untersuchungsergebnisse für ein exemplarisches Mittelspannungsnetz vorgestellt und diskutiert. Die Simulationen werden für drei Szenarien des Jahres 2035 durchgeführt.

3.1 Untersuchungsregion und Szenarien

Die genutzten Netzdaten wurden von den Projektpartnern Westnetz bzw. innogy bereitgestellt. Die Szenarien für die Versorgungsaufgabe wurden im Rahmen des Designnetz-Projektes

abgestimmt und umfassen neben dem Ausbau der Elektromobilität auch die Entwicklung weiterer Verbraucher sowie den Zubau von EE-Anlagen.

3.1.1 Betrachtetes Verteilnetz

Das in Abbildung 5 dargestellte Netzgebiet umfasst drei Gemeinden mit insgesamt ca. 106 Tsd. Einwohnern und einer Fläche von ca. 243 km². Das untersuchte Mittelspannungsnetz wird aus mehreren HS/MS-Umspannanlagen versorgt und weist eine Stromkreislänge von ca. 350 km auf. Es gibt ca. 600 Anschlusspunkte in der MS-Ebene (Kunden oder Ortsnetzstationen) sowie ca. 30.000 Anschlüsse in der NS-Ebene.

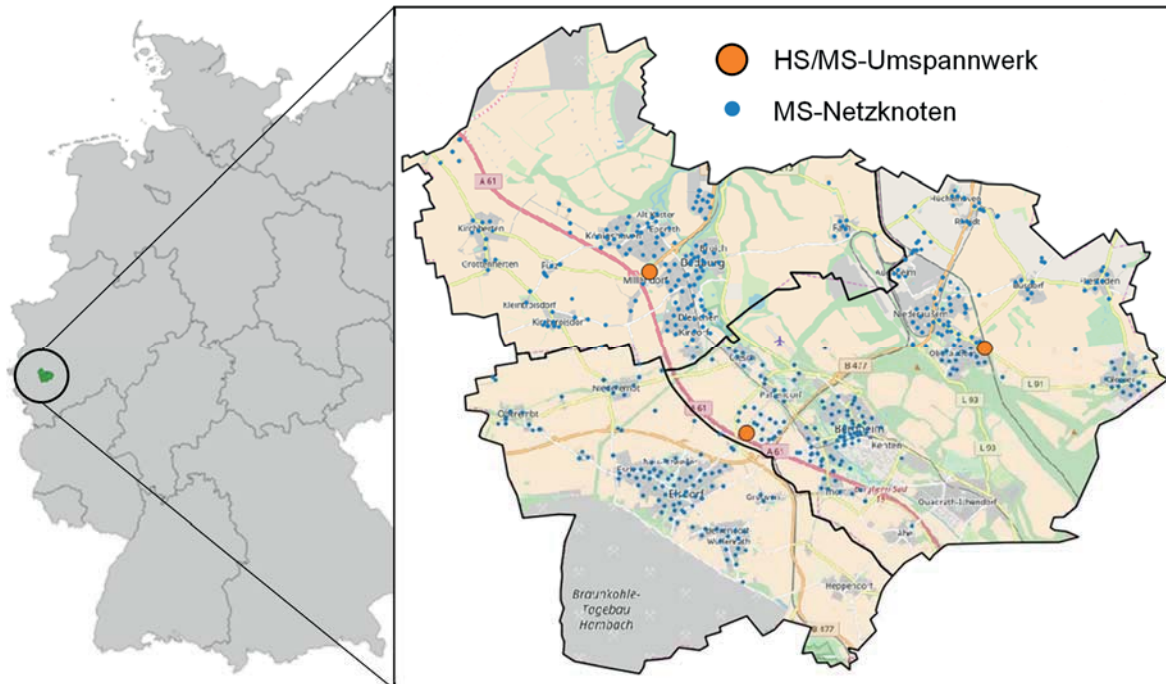


Abbildung 5: Untersuchte Netzregion

3.1.2 Szenarien für EE-Ausbau und Elektromobilität

Entsprechend der Designetz-Rahmenszenarien werden drei mögliche Entwicklungen des EE-Ausbaus sowie der verfügbaren Flexibilitätsoptionen und damit implizit der Anzahl neuer Verbraucher wie E-KFZ oder Power-to-Heat-Anlagen betrachtet. Das Szenario „Zentrale Flexibilität“ stellt eine vergleichsweise konservative Entwicklung dezentraler Flexibilitätsoptionen dar, während EE-Ausbauziele erreicht werden. Im Szenario „Dezentrale Flexibilität“ wird bei gleichem EE-Entwicklungspfad eine höhere, dezentrale Flexibilitätsthroughdringung angenommen. Das Szenario „Grüne Welt“ spiegelt eine progressive Energiewende mit hohem Anteil dezentraler Flexibilität und zusätzlichen EE-Ausbau wider. Für konventionelle Haushalts- und Gewerbelasten wird von einem leicht rückläufigen Strombedarf ausgegangen. Abbildung 6 zeigt die Ausprägungen der drei Szenarien für die betrachteten Gemeinden bis zum Jahr 2035. Dabei verdoppeln sich in etwa die angeschlossenen EE-Kapazitäten im Netzgebiet, die Spannweite der installierten Ladekapazität für das Netzgebiet reicht in den Szenarien von 16 MW über 58 MW bis hin zu 128 MW. Somit stellt insbesondere die Elektromobilität eine große Herausforderung in Bezug auf zukünftige Netzengpässe dar. Ein Ausbau von Power-to-Heat-Anlagen wird in den Untersuchungen vorerst nicht betrachtet.

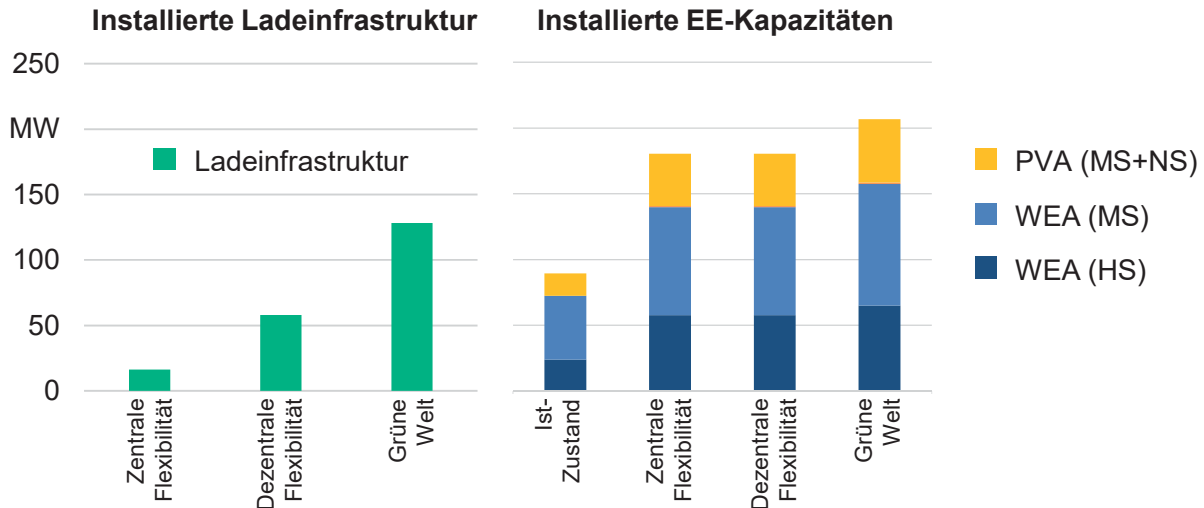


Abbildung 6: Entwicklung der installierten Ladeinfrastruktur und EE-Kapazitäten

Als Nennleistungen einzelner Ladepunkte werden 2,3 kW und 3,7 kW (einphasig), 11 kW (dreiphasig) sowie 50 und 150 kW Schnellladestationen auf die potentiellen Standorte verteilt, wobei mit steigender installierter Ladekapazität in den Szenarien die Wahrscheinlichkeit für größere Ladeleistungen zunimmt. Schnellladestationen werden ausschließlich im öffentlichen Raum zugebaut. Bei der Bewertung der Nutzungsflächengruppen werden städtische und vorstädtische Standorte präferiert, wobei hier vor allem Pendler und Gelegenheitsfahrer ausgeprägt sind. In industriell und landwirtschaftlich geprägten Gebieten werden dagegen wahrscheinlicher gewerbliche Fahrertypen ausgewählt.

3.2 Regionalisierung der Ladesäulen

Aus den gewählten Annahmen resultiert die in Abbildung 7 dargestellten Regionalisierung der installierten Ladesäulen je Szenario. Mit steigender Gesamtleistung nimmt dabei neben der Anzahl der Standorte auch die installierte Leistung je Standort zu. Aufgrund der vergleichsweise geringen Nennleistungen einzelner Ladepunkte, die größtenteils an unterlagerte NS-Netze angeschlossen sind, werden je Szenario durchschnittlich 7 bis 28 E-KFZ an eine Ortsnetzstation angeschlossen. Insgesamt werden in den Szenarien 2900, 7800 und 14.000 Ladesäulen direkt an das betrachtete MS-Netz oder an unterlagerte NS-Netze angeschlossen.

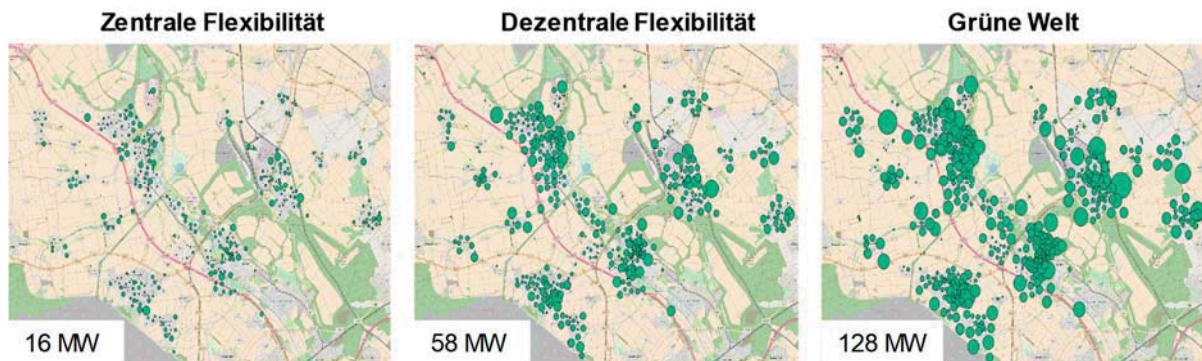


Abbildung 7: Regionalisierung der Ladesäulen in den drei betrachteten Szenarien

3.3 Synthetische Zeitverläufe für Ladevorgänge

Neben der Ladekapazität resultieren für jedes Szenario je Standort aggregierte synthetische Zeitverläufe der einzelnen regionalisierten Ladesäulen. Dabei weisen die durchschnittlichen Zeitreihen der Ladesäulen deutliche Schwankungen im Tages- und Wochenverlauf auf. Die höchsten Gleichzeitigkeiten treten dabei montags bis freitags zwischen 16 und 20 Uhr, am stärksten im Zeitraum zwischen 17 und 19 Uhr, auf. Die maximale (stündliche) Ladegleichzeitigkeit wird mit ca. 31,4 % freitags gegen 18 Uhr, gefolgt von montags 18 Uhr mit ca. 30 %, erreicht. Im Vergleich zu anderen Untersuchungen werden dabei vergleichbare Resultate erreicht. So zeigen sich in [12] durch die Auswertung von 130 Fahrprofilen maximale Gleichzeitigkeiten bis zu 25 %. Diese treten dabei montags und mittwochs zwischen 18 und 20 Uhr auf. In [13] erreichen die Gleichzeitigkeiten für eine große Anzahl an E-KFZ mit Ladeleistung 3,7 kW einen Wert von 33 % und für 11 kW mindestens 16 %.

3.4 Simulationsergebnisse

Für die zuvor beschriebenen Szenarien wurden Lastflussberechnungen für den ungestörten Betrieb für ein Jahr in stündlichem Zeitraster durchgeführt. Dabei wurden eine Referenzrechnung für den Ist-Zustand ohne E-KFZ sowie Simulationen für die drei entwickelten Szenarien für einen Zubau von E-KFZ und einen erwarteten EE-Ausbau durchgeführt.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass es durch die Elektromobilität zu deutlich erhöhten Auslastungen der Betriebsmittel im betrachteten Verteilnetz kommen kann. Bei Beibehaltung heutiger Planungs- und Betriebsgrundsätze kann somit ggf. ein konventioneller Netzausbau notwendig werden, um einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb zur Versorgung aller Verbraucher, gewährleisten zu können. Alternativ können verschiedene intelligenten Überwachungs- und Steuerungskonzepten wie gesteuertes Laden eingesetzt werden, die im Rahmen von Designetz untersucht werden. Für das betrachtete Netz zeigt sich jedoch auch, dass die Maximalbelastung in Situationen mit hoher EE-Einspeisung, zumindest ohne Einspeisemanagement, zukünftig die auslegungsrelevante Situation für viele Betriebsmittel darstellt.

Die Dauerlinien der aggregierten Leistungsflüsse über alle bestehenden HS/MS-Transformatoren in den betrachteten Szenarien sind in Abbildung 8 dargestellt. Nicht enthalten sind hier die Einspeisungen aus größeren Windparks, die direkt über eigene Transformatoren in die überlagerte HS-Ebene einspeisen.

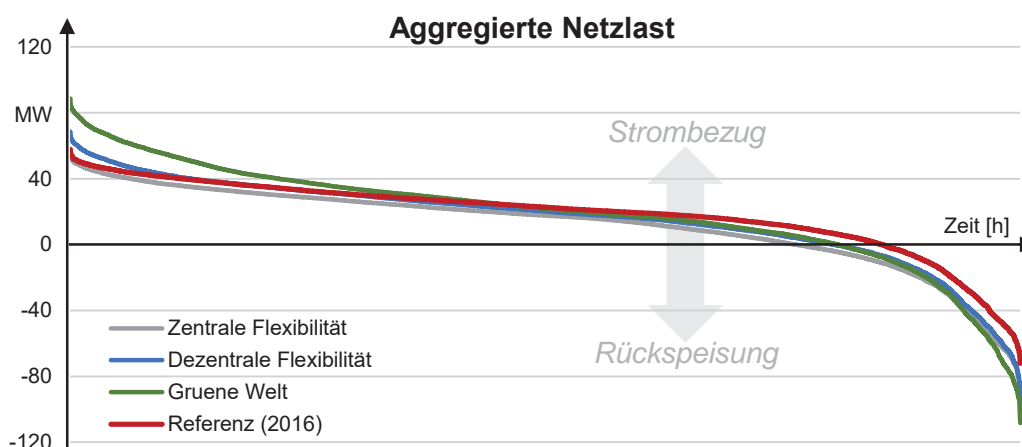


Abbildung 8: Aggregierte Dauerlinie der Leistungsflüsse über bestehende HS/MS-Transformatoren

Für einen exemplarischen HS/MS-Transformator mit einer Bemessungsscheinleistung von 30 MVA ergeben sich je Szenario die in Abbildung 9 dargestellten maximalen Leistungsflüsse zur Versorgung der unterlagerten Verbraucher.

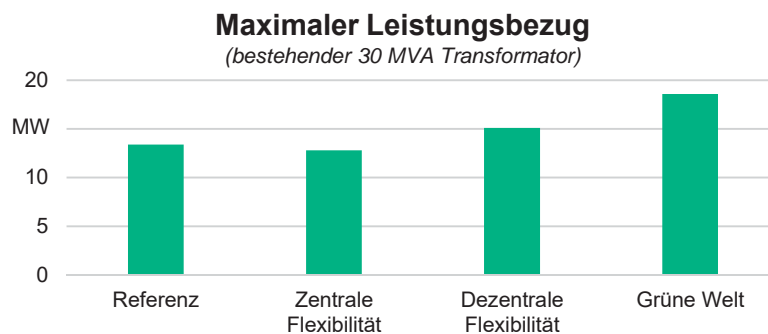


Abbildung 9: Maximaler Leistungsbezug über exemplarischen Transformator

Es zeigt sich, dass im Referenzszenario und auch im Szenario „Zentrale Flexibilität“, die (n-1)-Sicherheit durch einen bereits bestehenden, parallelen Transformator sichergestellt werden kann. Somit können auch bei Ausfall des Transformators alle Verbraucher weiterhin versorgt werden. Im Szenario „Dezentrale Flexibilität“ und „Grüne Welt“ ist die (n-1)-Sicherheit für den maximal auftretenden Leistungsbezug jedoch nicht gegeben, somit wäre hier entsprechend aktueller Planungsgrundsätze ggf. ein Ausbau der Kuppeltransformatoren notwendig. Dem gegenüber steht als Alternative der Einsatz netzdienlicher Ladestrategien für E-KFZ.

Für den betrachteten Transformator steigt die Belastung durch Rückspeisungen aus EE-Anlagen ohne die Berücksichtigung einer Spitzenkappung bzw. Einspeisemanagementmaßnahmen auf Werte zwischen 36 MW und 41 MW an. Findet kein Einspeisemanagement in kritischen Stunden statt, wird somit auch ein EE-bedingter Ausbau der Kuppeltransformatoren notwendig, selbst dann, wenn eine (n-1)-sichere Netzauslegung für Einspeisungen nicht gefordert wird.

Die in Normalbetrieb auftretenden Knotenspannungen bewegen sich in einem Bereich zwischen 20,1 kV und 20,6 kV. Für die kritischsten Knoten im Netz wurden die Auswirkungen der Ladevorgänge für E-KFZ untersucht. Im Referenzszenario tritt hier eine minimale Spannung von 20,1 kV auf. Im Szenario „Zentrale Flexibilität“ und „Dezentrale Flexibilität“ sinken die minimalen Spannungen nur geringfügig auf ca. 20 kV ab, im Szenario „Grüne Welt“ kann die Spannung auf bis zu 19,8 kV absinken. Es zeigt sich, dass die geforderten Spannungsgrenzwerte im Normalbetrieb in allen Szenarien eingehalten werden können. Dies liegt im Wesentlichen an den stufbaren und spannungsgeregelten HS/MS-Transformatoren. Der Effekt der Ladevorgänge auf die NS-Ebene, insbesondere dort, wo keine stufbaren Ortsnetztransformatoren vorhanden sind, wird im weiteren Projektverlauf genauer untersucht.

4 Zusammenfassung und Fazit

Trotz der aktuell eher geringen Anzahl an E-KFZ in Deutschland ist aufgrund der politischen Ziele [1] sowie bestehender Förderprogramme [2] mit einem starken Anstieg der Anzahl an E-KFZ zu rechnen. Damit einher geht auch die entsprechende Entwicklung der Ladeinfrastruktur, die eine Rückwirkung auf die Auslastung der Stromverteilnetze haben wird. Es wird eine Methode vorgestellt, um den regional aufgelösten Ausbau einer Ladeinfrastruktur abzubilden und Zeitreihen für realitätsnahe Ladeverläufe zu generieren. Basierend auf diesen Daten

werden Netzberechnungen für ein exemplarisches Netz für ein heutiges Referenzszenario sowie drei Szenarien für das Jahr 2035 durchgeführt.

Erste Simulationsergebnisse zeigen, dass es durch Elektromobilität zu deutlich erhöhten Auslastungen im betrachteten Verteilnetz kommen kann, sodass durch den Netzbetreiber Maßnahmen zu ergreifen sind, um einen sicheren Netzbetrieb zukünftig gewährleisten zu können. Für das betrachtete Verteilnetz zeigt sich jedoch auch, dass die erwarteten Netzbelastungen durch EE-Einspeisungen die lastbedingten Belastungen noch überschreiten. Alternativ zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen bieten sich eine detailliertere Überwachung des Netzes und der Einsatz von intelligenten Steuerungssystemen an. Diese können die Leistungsflüsse in vereinzelt kritischen Situationen regeln und so eine möglicherweise volkswirtschaftlich ineffiziente Auslegung des Netzes auf (ungesteuerte) Leistungsspitzen vermeiden. Die Vorteile dieser intelligenten Konzepte werden im weiteren Verlauf von Designetz untersucht und den klassischen Ansätzen gegenübergestellt.

Der Beitrag wird im Rahmen des Forschungsprojektes „Designetz“, Teil des Förderprogramms SINTEG des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), mit dem Förderkennzeichen 03SIN225 erstellt.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



5 Literatur

- [1] Bundesregierung, https://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Mobilitaet/mobilitaet_zukunft/_node.html; Zugriff am 02.11.2017
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/rahmenbedingungen-und-anreize-fuer-elektrofahrzeuge.html>; Zugriff am 02.11.2017
- [3] Website SINTEG, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sinteg.html>
- [4] Website Designetz; <http://designetz.de/Projekt.htm>
- [5] Umweltbundesamt, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/boden-landwirtschaft/flaechensparen-boeden-landschaften-erhalten/corine-land-cover-clc>, Zugriff am 03.01.2018
- [6] OpenStreetMap Projekt, <https://www.openstreetmap.org>, Zugriff am 01.12.2017
- [7] Mobilität in Deutschland, 2008 /INFAS-01 10/
- [8] Commissariat Général au Développement Durable, Les véhicules électriques en perspective, 2011
- [9] Elektroauto-News, <https://www.elektroauto-news.net/wiki/elektroauto-vergleich>, Zugriff am 03.01.2018
- [10] Statistisches Bundesamt, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/557820/umfrage/verteilung-der-berufspendler-in-deutschland-nach-entfernung-zur-arbeitsstaette-und-wohnort>, Zugriff am 03.01.2018
- [11] Probst, et al., Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse, Stuttgart 2011
- [12] Nobis, Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen, Dissertation München 2016
- [13] Lehde, Autos im Stromnetz von morgen – Was wissen wir schon heute?, 2016, <https://www.efzn.de/fileadmin/Veranstaltungen/NET/2016/Vortrag/FF5-Lehde.pdf>, Zugriff am 05.01.2018