

Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse

Probabilistic load modeling and simulation for households and electric vehicles for voltage band analysis

Dipl.-Ing Alexander Probst, IEH Uni Stuttgart, alexander.probst@ieh.uni-stuttgart.de

Prof. Dr. Martin Braun, IEH Uni Stuttgart

Prof. Dr. Stefan Tenbohlen, IEH Uni Stuttgart

Kurzfassung

Zur Spannungsbandanalyse von Niederspannungsnetzen ist es notwendig das zeitliche Verhalten und örtliche Häufungen von Lasten genau zu kennen. Neue Technologien, wie Elektromobilität, erfordern eine zusätzliche Berücksichtigung. Für Haushalte gibt es bereits Standardprofile, die auch zur Netzplanung genutzt werden. Für Elektroautos jedoch wird ein Profil aus dem Mobilitätsverhalten von Fahrzeughaltern hergeleitet. Unter der Annahme, dass anfangs Elektrofahrzeuge hauptsächlich zu Hause geladen werden, kann ein solches Profil aus der täglich zurückgelegten Strecke und der Ankunftszeit am Abend abgeleitet werden. Zusätzlich können mit diesen Daten statistische Profile einzelner Fahrzeuge generiert werden, so dass eine probabilistische Modellierung unter Berücksichtigung von Auftrittswahrscheinlichkeiten von Lasten einen detaillierten Blick auf die Spannungsbandverteilung ermöglicht.

Abstract

For voltage band analysis of low-voltage systems, it is necessary to know the temporal behaviour of loads and have an exact load model. New technologies such as electric vehicles need to be taken into account. For households, there already exist standard load profiles used for grid planning. For electric vehicles, however, no such profiles exist and they need to be derived by the mobility behaviour of car owners. Assuming that initially mainly electric vehicles will be charged at home, such profiles may be generated by taking into account the daily travelled distance and the time of arrival at home, when the car starts charging. Additionally, this methodology can be used to generate statistical profiles for individual vehicles, so that a probabilistic model taking into account the probability of occurrence of loads can be utilized to yield a detailed view on voltage bands.

1 Einführung

Die in Zukunft zunehmende Verbreitung von Elektroautos stellt das Stromnetz vor neue Herausforderungen. Die Belastung des Netzes wird zunehmen. Auf der anderen Seite können Elektroautos jedoch auch entlastend auf das Netz wirken, wenn ihre Batteriespeicher zur Netzregelung verwendet werden können. Dieses Paper beschäftigt sich mit der Frage, wie die zu erwartende Last von Elektroautos probabilistisch modelliert werden kann, so dass auch die Möglichkeit in Betracht gezogen wird, dass es in einer Nachbarschaft zu lokalen Häufungen von Fahrzeugen kommen kann, die insbesondere einen einzelnen Niederspannungsabgang belasten. Auch zeitliche Häufungen einer gleichzeitigen Ladung von Fahrzeugen soll mit ihrer Auftrittswahrscheinlichkeit berücksichtigt werden. Auf diese Weise lassen sich Spannungsabfälle mit ihrer Auftrittswahrscheinlichkeit berechnen und dienen als Grundlage für notwendige Entscheidungen in der Netzplanung. Mit Hilfe eines definierten Risikos kann so entschieden werden, ob Netzausbau notwendig wird.

2 Lastmodellierung

Um Niederspannungsnetze simulieren zu können und Rückschlüsse auf Betriebsmittelauslastungen und Span-

nungsbänder ziehen zu können, ist es wichtig, die Lasten in dem Netz genau zu kennen. Insbesondere der zeitliche Zusammenhang von Lasten und ihre Gleichzeitigkeit spielt eine große Rolle. Dieser Abschnitt beschreibt die Lastmodelle, die zur Analyse von Niederspannungsnetzen und ihren Spannungsbändern herangezogen werden können.

2.1 Haushaltslasten

Haushaltslastprofile sind notwendig für Netzberechnung und Planung und sind Stand der Technik. In diesem Abschnitt werden zum einen Standardlastprofile vorgestellt und zum anderen eine probabilistische Modellierung von Haushaltslasten.

2.1.1 Standardlastprofile

Standardlastprofile werden von Energieversorgern benutzt, um den stündlichen Energiebedarf ihrer Kunden, deren Energieverbrauch in der Regel auf jährlicher Basis gemessen wird, abzuschätzen. Diese stündliche Energienachfrage muss vom Energieversorger gedeckt werden. Abweichungen vom Profil werden mittels Regelenergie ausgeglichen. Dabei werden diese Profile so skaliert, dass sie einem Haushalt entsprechen, der eine Energiemenge von 1.000 kWh pro Jahr verbraucht. Solche Profile gibt es

für verschiedene Typen von Verbrauchern, wie Haushalten, Landwirtschaften, Gewerbelasten und weiteren. Darüber hinaus werden sie in drei Typen von Tagen (Werktag, Samstag, Sonntag) unterteilt und sind für Sommer, Winter und Übergangszeit verfügbar [1]. In Bild 1 sind drei Winterprofile für einen Haushalt dargestellt. Das Maximum findet sich ca. um 18:30 an einem Werktag, auch wenn das Maximum um 12:00 mittags am Sonntag fast so hoch ist.

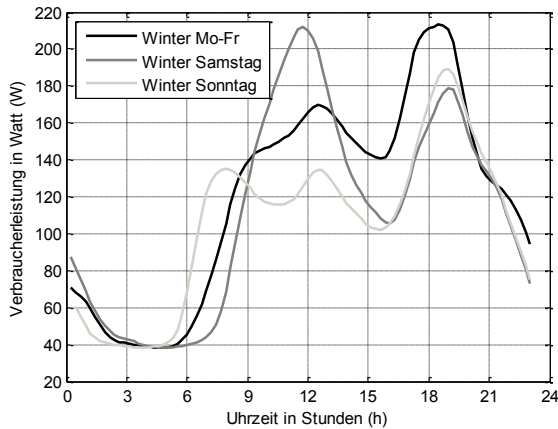


Bild 1 Standardlastprofil H0 für Haushalte im Winter.

Wie zuvor erwähnt, lässt sich mit solchen Profilen abschätzen, welchen Einfluss beispielsweise eine bestimmte Gruppe von Verbrauchern auf das Netz hat. Dazu müssen diese passend zu ihrem Energieverbrauch skaliert werden. Ein weiterer wesentlicher Punkt hierbei ist die Berücksichtigung von sogenannten Gleichzeitigkeitsfaktoren. Die Last in verschiedenen Abgängen und von verschiedenen Gruppen von Haushalten nimmt nicht zwingend zum gleichen Zeitpunkt ihr Lastmaximum an, wie dies durch Standardlastprofile jedoch vereinfachend angenommen wird. Um dies zu berücksichtigen, werden sie zusätzlich mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor multipliziert, der sich aus dem Quotienten des Lastmaximums aller Haushalte gemeinsam betrachtet zu der Summe der einzelnen Lastmaxima bildet. Dieser Gleichzeitigkeitsfaktor bewegt sich immer zwischen 0 und 1. Standardlastprofile können bei der Netzsimulation helfen, einen groben Überblick über die Situation in einem Netz zu gewinnen.

2.1.2 Probabilistisches Lastmodell für Haushalte

Um sich ein genaueres Bild vom Spannungsband machen zu können, ist tiefgehendes Wissen über die statistische Verteilung von Haushaltslasten notwendig. Bei Betrachtung kleiner Anzahlen von Haushalten oder Elektroautos kann die Last erheblich von der eines entsprechenden Standardlastprofils abweichen. Ein probabilistischer Ansatz zur Haushaltslastmodellierung wird in [2] verfolgt. Hier wird mit Hilfe einer Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion versucht die Lastverteilung von gemessenen Haushaltsdaten zu einem bestimmten Zeitpunkt zu beschreiben. Bild 2 zeigt ein exemplarisches Histogramm der Lastverteilung von gemessenen Haushaltsdaten um 19:00 Uhr abends an einem Werktag im Winter. Dabei sind die Lastwerte 15 Minuten Mittelwerte. Die Daten wurden im

Rahmen eines Projekts des öffentlich geförderten E-Energy Programms [3] erhoben.

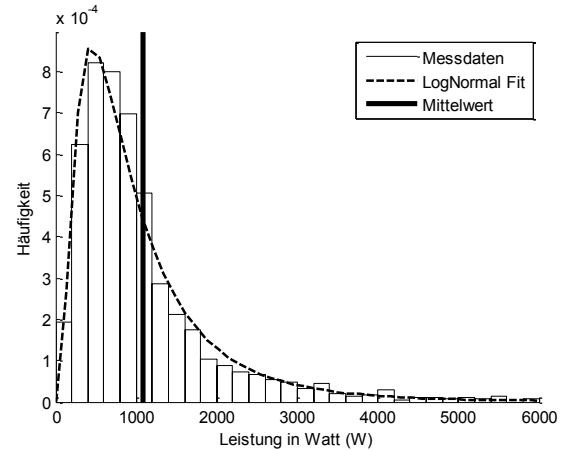


Bild 2 Histogramm von gemessenen Haushaltslasten um 19:00 Uhr an einem Werktag.

Der markierte Mittelwert in der Lastverteilung wäre der entsprechende Wert eines Standardlastprofils. Es wird jedoch deutlich, dass offensichtlich erheblich höhere Lasten an einem Abgang auftreten können, wie Bild 2 zeigt. Zusätzlich kann die Lastverteilung mit verschiedenen Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen angenähert werden. Bei diesen Daten ist die log-normal Verteilung am geeignetsten, was bedeutet, dass der Logarithmus der vorkommenden Lasten normalverteilt ist. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der log-normal Verteilung kann durch

$$f_x(\mu, \sigma) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad x > 0$$

beschrieben werden. Die Parameter für die in Bild 2 gezeigte Näherung um 19:00 Uhr abends sind $\mu=6.69531$ und $\sigma=0.771546$. Andere Publikationen [4] zeigen, dass häufig Beta oder auch Weibull Verteilungen besser auf gemessene Haushaltslasten als Verteilungsfunktion passen. Mit Hilfe dieser Lastbeschreibung kann nun der Spannungsfall in Nieder- und Mittelspannungsnetzen berechnet werden [5], [6] oder eine Monte Carlo Lastflusssimulation durchgeführt werden.

2.2 Elektromobilitätslasten

Für Elektromobilitätslasten gibt es bisher kaum Modellierungsansätze und keine Standardlastprofile. Daher werden solche unter gegebenen Annahmen in diesem Abschnitt hergeleitet. In der Markteintrittsphase ist davon auszugehen, dass Elektrofahrzeuge hauptsächlich zu Hause, also nach der Arbeit, geladen werden. Weiterhin sind Annahmen zur Ladeleistung und Durchdringungsgrad von Elektrofahrzeugen notwendig.

2.2.1 Probabilistisches Lastmodell für Elektroautos

Für Deutschland plant die Bundesregierung eine Million Elektrofahrzeuge bis 2020 und fünf Millionen bis 2030 auf deutschen Straßen zu haben [7]. Dies entspricht ca. 2,5% aller Fahrzeuge bis 2020 und 12,5% bis 2030. Für die Ladeleistung gibt es verschiedene Möglichkeiten. An einer normalen Steckdose mit einer Phase und 16 A Sicherung bei 230 V ist eine Ladeleistung von 3,7 kW mög-

lich. Weitere übliche Ladeleistungen sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1 Übliche Ladeleistungen für Elektroautos

Ladestrom	1x16 A	3x16 A	3x32 A	3x63 A
Ladeleistung	3,7 kW	11,0 kW	22,1 kW	43,5 kW

Wie schnell sich die Nachfrage nach Ladeleistung erhöhen wird kann schwer vorhergesehen werden. Durch die Analyse des Fahrverhaltens heutiger Fahrzeughalter ist es möglich Rückschlüsse auf gefahrene Tagesfahrkilometer und die Ankunftszeit nach der letzten Fahrt am Tag zu Hause zu ermitteln. Dies ermöglicht den Startzeitpunkt der Ladung und die nötige Ladeenergie festzustellen. Mit diesen Daten lässt sich das Ladeprofil eines einzelnen Fahrzeugs zufällig erstellen, wie in Bild 3 dargestellt.

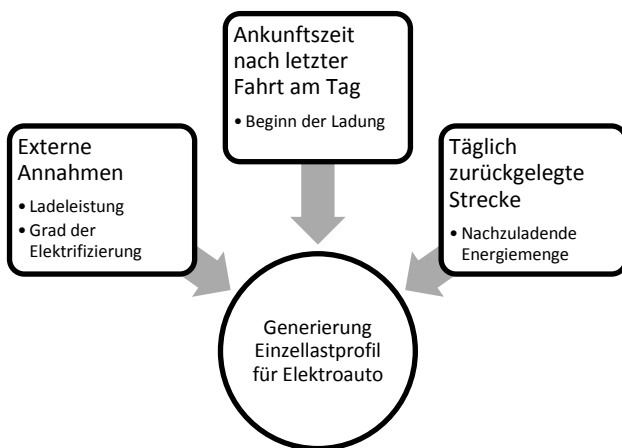


Bild 3 Beschreibung des Algorithmus zur Generierung einzelner Lastprofile für Elektrofahrzeuge.

Die Ankunftszeit eines Fahrzeugs nach der letzten Fahrt am Tag ist eine statistische Größe, welche sich nach der Verteilungsfunktion der Ankunftszeiten aller Fahrzeuge ergibt. Diese Daten können aus der Umfrage [8] gewonnen werden, in der deutsche Haushalte zu ihrem Mobilitätsverhalten befragt werden. Bild 4 zeigt die tägliche Ankunftszeit zu Hause nach der letzten Fahrt am Tag.

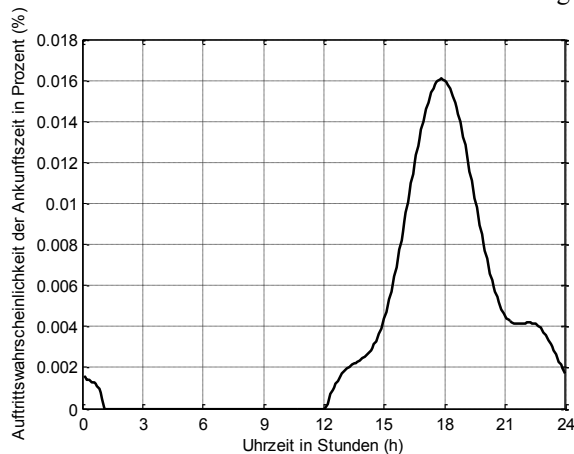


Bild 4 Wahrscheinlichkeitsdichte der Ankunftszeit deutscher Fahrzeughalter

Darüber hinaus ist es wichtig, wie lange jedes Fahrzeug geladen werden muss. Dies hängt von der nachzuladenden Energiemenge und damit von den gefahrenen Tagesfahrkilometern ab. Unterstellt wird dabei ein Energieverbrauch der Fahrzeuge von 20 kWh/100 km. In [8] wurden die Haushalte auch zu ihrer täglich zurückgelegten Strecke befragt, welche in Tabelle 2 gezeigt wird.

Tabelle 2 Umfrageergebnisse zur täglich zurückgelegten Strecke inklusive Darstellung als Pareto Funktion

Strecke in km	0-1	1-10	10-20	20-40	40-65	65-100	100-200	200+
Umfrage in %	3,5	24,3	18,0	20,9	12,9	8,7	6,7	4,5
Pareto Fit in %	3,5	24,6	17,9	20,6	12,8	8,6	7,9	3,3

Die erste Zeile zeigt dabei die Unterteilungen der zurückgelegten Strecke. Die zweite Zeile zeigt die prozentuale Anzahl der Haushalte, die die entsprechende Strecke am Tag zurücklegen und die dritte Spalte zeigt den Wert, der sich aus einer gefitteten Pareto Verteilungsfunktion ergibt. Man sieht, dass die Abweichung zu den tatsächlichen Umfragewerten hinreichend klein ist, so dass diese Funktion verwendet wird, um für einzelne Fahrzeuge eine zufällige Tagesfahrstrecke zu erzeugen. Zu erwähnen ist, dass die Umfrage hier nur Werte mit einschließt, die größer als 0 km sind. Das heißt, Haushalte, die sich gar nicht am Tag bewegen, sind nicht mit eingeschlossen und werden separat darüber berücksichtigt, dass 29,9% zusätzlich sich am Tag nicht bewegen. Die durchschnittliche Fahrleistung der restlichen 70,1% beträgt 50,1 km.

Mit diesen Informationen kann nun ein zufälliges Profil für ein einzelnes Fahrzeug generiert werden, indem:

- zufällig entschieden wird, ob das betrachtete Fahrzeug am Tag überhaupt fährt (70,1%),
- eine zufällige Ankunftszeit gezogen wird, ab der das Fahrzeug geladen wird,
- eine zufällige Fahrstrecke gezogen wird, welche die nachzuladende Energiemenge bestimmt.

Somit ist das sich ergebende Profil eines einzelnen Fahrzeugs rechteckig: 0 kW für die Zeit vor der Ankunft, 11 kW für die Zeit nach der Ankunft und vor Vollladung und schließlich wieder 0 kW nach Vollladung.

Die Batteriekapazität wird nicht separat berücksichtigt. Stattdessen wird die mögliche Fahrstrecke mit einem Elektroauto auf 300 km begrenzt, was indirekt die Größe der Batterie auf $300 \text{ km} * 20 \text{ kWh}/100 \text{ km} = 60 \text{ kWh}$ begrenzt.

2.2.2 Standardlastprofil für Elektromobilität

Standardlastprofile sind erst gültig bei Betrachtung einer großen Anzahl an Lasten. Erzeugt man also viele einzelne Profile für Elektrofahrzeuge, kann das Standardlastprofil für Elektromobilität über die Berechnung des Durchschnittswertes oder des Erwartungswertes der Last berechnet werden, was in Bild 5 exemplarisch für verschiedene Ladeleistungen dargestellt ist.

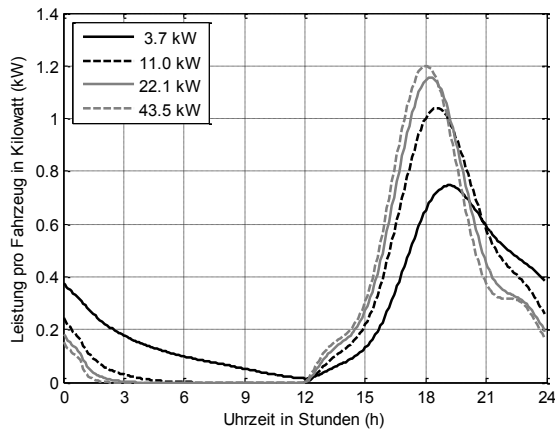


Bild 5 Standardlastprofil für Elektromobilitätslasten verschiedener Ladeleistungen.

Die Maxima der Lastprofile treten zwischen 18:00 Uhr und 19:00 Uhr abends auf. Mit steigender Ladeleistung verschiebt sich das Maximum zu früheren Zeiten und wird jeweils etwas höher. Interessanterweise gibt es jedoch kaum eine Erhöhung bei hoher Ladeleistung. Die Maxima von 22,1 kW und 43,5 kW sind fast gleich hoch. Dies liegt daran, dass eine schnellere Ladung zu einer geringeren Gleichzeitigkeit führt. Diese Profile können nun für eine Netzberechnung genutzt und für jedes einzelne Fahrzeug hinterlegt werden. Da die Simulation mit Standardlastprofilen jedoch eine Vergleichmäßigung der Last verursacht, ist dies erst eine gültige Annahme bei der Simulation von vielen Fahrzeugen, beispielsweise im Mittelspannungsnetz.

Bild 6 zeigt die mögliche Spitzenlast bei kleineren Fahrzeugpopulationen unter Verwendung von Einzellastprofilen im Verhältnis zu Standardlastprofilen. Dies hilft abzuschätzen, ab wie viel Fahrzeugen bei welcher Ladeleistung es sinnvollerweise möglich ist Standardlastprofile für die Netzberechnung zu verwenden.

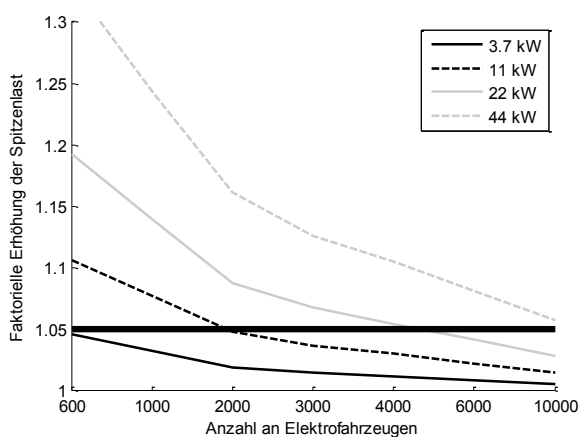


Bild 6 Faktorielle Erhöhung der Spitzenlast durch die Verwendung von Einzellastprofilen im Gegensatz zu Standardlastprofilen für Elektroautos.

Beispielsweise ist zu sehen, dass bei der Simulation eines Niederspannungsnetzes mit 600 Fahrzeugen und 3,7 kW Ladeleistung durch die Simulation mit Einzellastprofilen

am Transformator die Last um bis zu 5% erhöht sein kann im Gegensatz zu der Simulation mit Standardlastprofilen. Bei einer Ladeleistung von 11 kW erhöht sich dieser Wert bereits auf 10%. Wenn eine 5% Erhöhung akzeptabel ist, wären 2000 elektrische Fahrzeuge notwendig, um bei einer Ladeleistung von 11 kW Standardlastprofile benutzen zu können.

3 Lastflussberechnung unter Verwendung verschiedener Lastmodelle

Für die Analyse von Niederspannungsnetzen werden häufig Standardlastprofile verwendet. Diese zeigen, dass mit steigender Anzahl an Elektroautos es eher kleine Probleme mit Überlastungen von Betriebsmitteln, wie Transformatoren und Kabeln geben wird. Das Hauptproblem besteht in Spannungsabfällen durch die erhöhte Last [9]. Es ist zu erwarten, dass eine Simulation mit probabilistischen Modellen sehr viel genauere Aussagen über mögliche Spannungsfälle treffen kann, als dies mit Standardlastprofilen möglich ist. Dies liegt daran, dass bei Einzelprofilen sowohl eine lokale Häufung von Elektroautos in einer bestimmten Nachbarschaft, als auch eine zeitliche Häufung der Aufladung in den Abendstunden jeweils mit ihrer Auftrittswahrscheinlichkeit berücksichtigt werden können. Dies ist notwendig, da durch die Anwendung von Standardlastprofilen die zu erwartende Last gleichmäßig auf das gesamte Netz verteilt wird und weder zeitliche noch örtliche Häufungen dieser Last berücksichtigt werden.

Die Simulationen wurden an einem städtischen Niederspannungsnetz innerhalb der Stadt Stuttgart ausgeführt. Es setzt sich aus zwei 800 kVA Transformatoren zusammen, die ca. 900 Haushalte, 500 kW gewerbliche Last, 800 kW Nachtspeicherheizungen und 120 kW an Schwachlast, wie Straßenbeleuchtung, versorgen. Die gewerblichen Lasten, Nachtspeicherheizungen und Schwachlast werden jeweils mit Standardlastprofilen berücksichtigt, da keine Messdaten vorhanden sind. Jedoch haben diese Lasten ohnehin einen hohen Gleichzeitigkeitsfaktor, weshalb eine probabilistische Modellierung an dieser Stelle nur kleinere zusätzliche Vorteile bieten dürfte. Es wird angenommen, dass in dem Netz ca. 1.080 Fahrzeuge vorhanden sind. Bild 7 zeigt die Ergebnisse der verschiedenen Simulationen.

Drei Szenarien sind dargestellt. Das erste simuliert den Fall ohne Elektromobilität, das zweite und dritte Szenario nimmt einen Durchdringungsgrad von 12,5% an, wobei das zweite mit einer Ladeleistung von 3,7 kW und das dritte mit einer Ladeleistung von 22,1 kW rechnet. Jedes der Szenarien wurde mit probabilistischen Lastmodellen und Standardlastprofilen simuliert, welches durch die beiden Balken pro Szenario dargestellt ist. Für jede Simulation ist der maximale Spannungsabfall ΔU vom Ortsnetztransformator bis zu den Knoten dargestellt. Es gibt nur einen kleinen Unterschied der Maxima bei der Simulation ohne Elektroautos. Bei der Simulation mit Elektroautos hingegen unterscheidet sich der maximale Spannungsabfall signifikant.

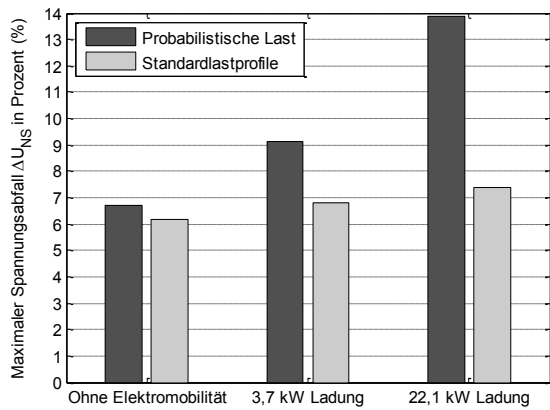


Bild 7 Maximaler Spannungsabfall im Vergleich einer Simulation mit Standardlastprofilen und probabilistischen Profilen und 12,5% Elektrofahrzeugen.

Schaut man sich die möglichen Spannungen an einem Knoten im Detail an, wie dies in Bild 8 dargestellt ist, so stellt man fest, dass der maximale Spannungsfall nur sehr unwahrscheinlich auftritt.

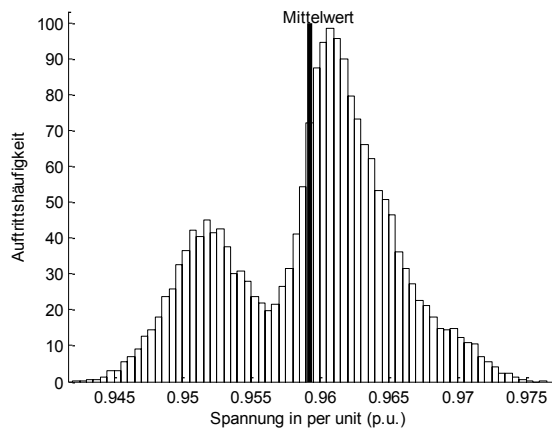


Bild 8 Exemplarische Knotenspannungen einer probabilistischen Lastflussrechnung.

An diesem Knoten ist der Mittelwert der auftretenden Spannungen 0,959 p.u., obwohl offensichtlich ist, dass die Spannungen in einem Bereich von ± 0.15 p.u. weit streuen und zudem zwei Maxima in der Häufigkeitsverteilung vorkommen. Alle Spannungen sind in Bezug auf eine Spannung am Ortsnetztransformator von 1,0 p.u. angegeben. Um eine geeignete Schlussfolgerung aus einem solchen Häufigkeitsplot ziehen zu können, kann man ein bestimmtes Risiko angeben, dass eine bestimmte Spannung nicht unterschritten wird. Beispielsweise wäre somit die Aussage möglich, dass zu einer Wahrscheinlichkeit von 95% die Spannung 0,9490 p.u. nicht unterschritten wird. Solche Ergebnisse können helfen zu entscheiden, ob ein Netzausbau notwendig ist und sind deutlich genauer als ähnliche Abschätzungen mit Standardlastprofilen.

4 Schlussfolgerungen

Um den Einfluss von Elektromobilität auf Niederspannungsnetze analysieren zu können, ist ein tiefgehendes

Verständnis über die statistische Natur von Lastverteilungen notwendig. Dieses Paper zeigt, wie Haushalte und Elektromobilitätslasten statistisch modelliert werden können und die Wichtigkeit dieser Lastmodelle für die Ergebnisse von Lastflussrechnungen. Die Modellierung erfolgte dabei unter Berücksichtigung des Mobilitätsverhaltens von Fahrzeughaltern, insbesondere der Ankunftszeit nach der letzten Fahrt am Tag und der gefahrenen Tageskilometer. Mit der Modellierung durch Einzellastprofile für Elektrofahrzeuge können lokale und zeitliche Häufungen mit ihrer jeweiligen Auftrittswahrscheinlichkeit inhärent berücksichtigt werden.

Mit Hilfe der Ergebnisse einer probabilistischen Lastflussrechnung kann die zukünftige Netzplanung verbessert werden, welche neue Technologien, wie Elektromobilität mit berücksichtigen muss. Zusätzlich können verschiedene Lastmanagementkonzepte gegenübergestellt und ihr Effekt auf das Spannungsband und die Leitungsauslastung untersucht werden, wodurch auch der Netzbetrieb verbessert werden könnte.

5 Literatur

- [1] Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW), „Abwicklung von Standardlastprofilen“, Berlin, 2007.
- [2] R. Herman and C. T. Gaunt, "A Practical Probabilistic Design Procedure for LV Residential Distribution Systems," in IEEE Trans. Power Delivery, vol. 23 pp. 2247, April 2008.
- [3] E-Energy Programm. [Online]. Verfügbar: <http://www.e-energy.de/en/>
- [4] R. Herman and J. J. Kritzing, "The statistical description of grouped domestic electrical load currents," in Electric Power Systems Research, vol. 27, pp. 43-48, Mai 1993.
- [5] NRS 034-1: Electricity Distribution-Guidelines For The Provision Of Electrical Distribution Networks In Residential Areas, Part 1: Planning and Design of Distribution Systems Standards South Africa. Pretoria, South Africa.
- [6] R. Herman and S. W. Heunis, "A general probabilistic voltage drop calculation method for L.V. distribution networks based on a beta pdf load model," Elect. Power Syst. Res., vol. 46, no. 1, pp. 45-49, 1998.
- [7] Bundesregierung Deutschland, "Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität," August 2009.
- [8] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Städteentwicklung, „Mobilität in Deutschland 2008,“, Bonn, 2010.
- [9] A. Probst, M. Siegel, M. Braun, S. Tenbohlen, "Impacts of Electric Mobility On Distribution Grids and Possible Solution Through Load Management," in Proc. CIRED - International Conference on Electricity Distribution, Juni 2011.