

Auswirkungen einphasiger Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen auf städtische Niederspannungsnetze

Bernd THORMANN(*)¹, Julia VOPAVAL¹, René Braunstein², Thomas KIENBERGER¹

¹ Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, Tel.: +43 3842 4025409, Fax: +43 3842 4025402, bernd.thormann@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at

² Energienetze Steiermark GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Tel.: +43 316 9055552714, rene.braunstein@e-netze.at, e-steiermark.com

Kurzfassung: Die zunehmende Durchdringung der Elektrofahrzeuge führt auf der Niederspannungsebene zu einer ansteigenden Belastung und erhöht die Notwendigkeit eines Netzausbaus [1]. Um diesen zu verhindern bzw. hinauszuzögern, werden die Konsequenzen ein- bzw. dreiphasiger Ladevorgänge für die Niederspannungsebene aufgezeigt. Dazu sollen Netzbelastungen, in Form von Leitungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen, für unterschiedliche Durchdringungsgrade innerhalb eines städtischen Niederspannungsnetzes der Energienetze Steiermark GmbH ermittelt werden. Die Analyse der Auswirkungen zukünftiger Durchdringungsgrade basiert auf der Messung realer Ladevorgänge heutiger Elektrofahrzeuge. Den ermittelten Konsequenzen wird durch die Entwicklung von Lösungsstrategien, wie Demand Side Maßnahmen, Photovoltaikeinspeisung in Kombination mit Speichereinheiten sowie der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators, entgegengewirkt. Das Aufzeigen der Auswirkungen eines flächendeckenden Umstiegs auf dreiphasiges Laden in Bezug auf Netzbelastungen und Unsymmetrie erfolgt auf der Basis aufgezeichneter dreiphasiger Ladevorgänge.

Keywords: Elektromobilität, Niederspannungsnetz, Lastflusssimulation, Vermeidung Netzausbau

1 Einleitung

Die Elektromobilität dient als wichtige Säule der bereits heute eingeleiteten Energiewende, stellt allerdings gleichzeitig Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Laut Umweltbundesamt wird die Anzahl rein elektrisch betriebener Fahrzeuge unter vorausgesetzten idealen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Österreich bis zum Jahr 2020 auf 210.000 Fahrzeuge ansteigen. Schätzungen für das Jahr 2020 zu Folge wird der Durchdringungsgrad (DG), definiert durch den Anteil der Elektrofahrzeuge (EV - Electric Vehicle) an der Gesamtanzahl der bereits zugelassenen Fahrzeuge, auf 4 % ansteigen. [2] In der Stadt Graz mit 131.723 gemeldeten Personenkraftwagen (Stand 31.12.2016, [3]) müssten, unter der Berücksichtigung dieser Zahlen, bereits im Jahr 2020 5.270 Fahrzeuge mit Strom versorgt werden. Obwohl der Anteil an elektrisch betriebenen

Fahrzeugen stetig steigt, sind derzeit lediglich 14.106 E-Fahrzeuge (Stand November 2017) [4] auf Österreichs Straßen unterwegs. Die Auswirkungen der Elektromobilität auf Mittel- und Niederspannungsnetze lassen sich aus diesem Grund nur schwer anhand realer Messergebnisse ermitteln.

Innerhalb dieser Studie, durchgeführt im Rahmen des FFG-Projekts „move2grid“, sollen mögliche Folgen der Elektromobilität auf die Niederspannungsebene, in Form von Spannungsunsymmetrien, Leitungsüberlastungen oder Spannungsabsenkungen, anhand von Szenarioanalysen für unterschiedliche Durchdringungen näherungsweise identifiziert und Gegenmaßnahmen aufgezeigt werden. Ziel dieses Papers ist die Beschreibung der Herangehensweise und Datengrundlage der durchgeführten Lastflusssimulationen (2), die Veröffentlichung ausgewählter Ergebnisse (3) sowie die Zusammenfassung gewonnener Erkenntnisse inklusive Ausblick für weitere Forschungsfelder (4).

2 Methodik

2.1 Datengrundlage der szenariobasierten Lastflusssimulation

Die Grundlage der szenariobasierten Lastflusssimulationen (Abbildung 1) bilden gemessene bzw. reale Daten sowie ein Netzmodell der betrachtete Niederspannungsebene (2.2), welches mit dem zu analysierenden Szenario entsprechenden Lastprofilen (2.3 und 2.4) gespeist wird.

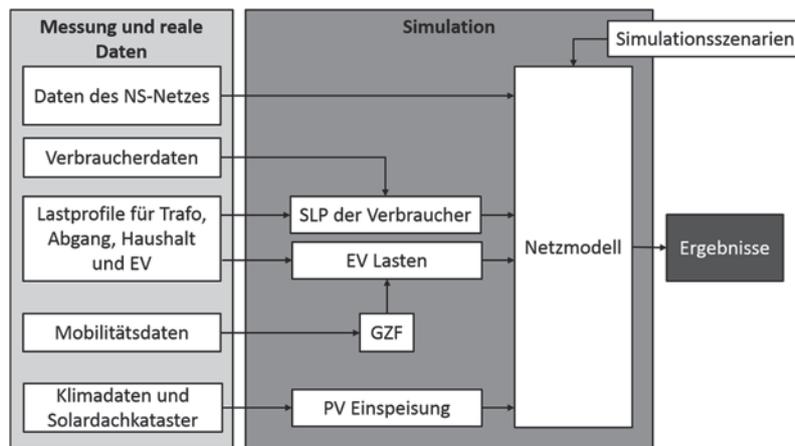


Abbildung 1: Datengrundlage der numerischen Lastflusssimulation

Um das zeitliche Ladeverhalten mehrerer Fahrzeugbesitzer realitätsnah abzubilden, werden Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF) für Elektrofahrzeuge anhand eines probabilistischen Ansatzes (vgl. [5]) ermittelt, mittels realer Mobilitätsdaten [6, 7] validiert und für die Modellierung der Lastprofile der Elektrofahrzeuge angewandt (Abbildung 1). Die Modellierung von Lastprofilen herkömmlicher Verbraucher innerhalb des analysierten Niederspannungsnetzes erfolgt mit Hilfe von VDEW Standardlastprofilen, skaliert mit den entsprechenden Jahresenergieverbräuchen. Die Ermittlung der potenziellen Einspeisung durch Photovoltaikanlagen zur Entlastung der Niederspannungsebene basiert auf Klimadaten der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) [8] und dem Solardachkataster der Stadt Graz [9]

2.2 Modellierung der Niederspannungsebene

Um die Auswirkungen der steigenden Durchdringung der Elektrofahrzeuge auf die Niederspannungsebene zu ermitteln und damit eine Aussage über die Notwendigkeit des zukünftig zu erwartenden Netzausbaus zu ermöglichen, wird ein städtisches Niederspannungsnetz der Energienetze Steiermark GmbH in Graz herangezogen. Damit wird die Modellierung des betrachteten Niederspannungsnetzes (Abbildung 2) auf der Basis realer Netzdaten mit Hilfe der Software NEPLAN [10] ermöglicht. Das strahlenförmig aufgebaute Niederspannungsnetz ist an einen Ortsnetztransformator mit einer Kurzschlussleistung von 630 kVA angeschlossen, der die Mittelspannung (20 kV) auf die Niederspannungsebene (0,4 kV) umwandelt.

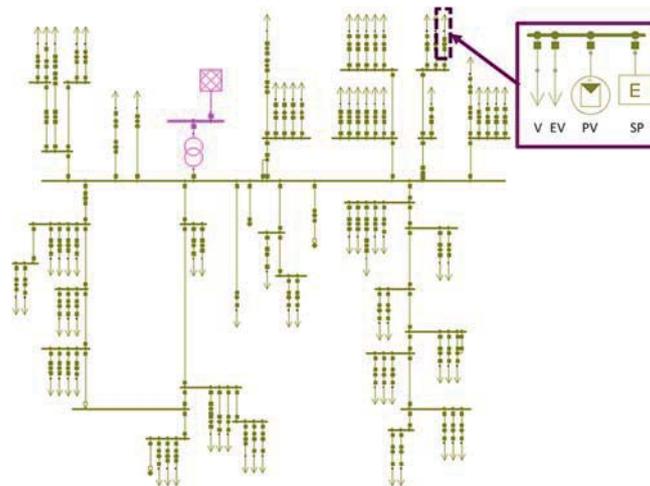


Abbildung 2: Netzmmodell des analysierten städtischen Niederspannungsnetzes

Netzdaten sowie Anschlussleistungen und Verbrauchertyp der insgesamt 303 Verbraucheranlagen werden von Energienetze Steiermark GmbH zur Verfügung gestellt. Die Verbindung des Ortsnetztransformators mit einer konstanten Netzeinspeisung (Slack) an der Oberspannungsseite gewährleistet die Abgrenzung zur Mittelspannungsebene in Bezug auf Spannungsschwankungen. Für jeden der insgesamt 80 Hausanschlüsse wird jeweils eine Last für herkömmliche Verbraucher (V, dreiphasig) sowie für das Elektrofahrzeug (EV, ein- bzw. dreiphasig) in das Netzmodell integriert (Abbildung 2). Die Anpassung des Netzmodells an das zu analysierende Szenario erfolgt durch die Integration von PV-Modulen und Speichereinheiten direkt bei den Endnutzern, der Adaption des Ortsnetztransformators sowie der Variation der importierten Lastprofile.

2.3 Messung realer Lastprofile inklusive ein- und dreiphasiger Ladevorgänge

Im Rahmen mehrwöchiger Messungen an drei definierten Messpunkten (Abbildung 3) werden reale Lastprofile des gesamten Niederspannungsnetzes (M1), eines ausgewählten Abgangs (M2) sowie eines Haushalts inklusive Elektrofahrzeug (M3) aufgezeichnet. Die zwei für die Dauermessung zur Verfügung gestellten Elektrofahrzeuge werden an einer heimischen Ladestation ein- (3,7 kW) bzw. dreiphasig (11 kW) geladen. Die 1-minütig aufgelösten Messergebnisse dienen in weiterer Folge als Datengrundlage für die Modellierung von Ladekurven heutiger Elektrofahrzeuge (M1) sowie der Validierung der Simulationsergebnisse (M2 und M3). Mit Hilfe der von Energie Steiermark Technik GmbH zur Verfügung gestellten

Messinstrumente und -software werden die benötigten Effektivwertgrößen für Schein-, Wirk- und Blindleistung sowie der Unsymmetriegrad anhand der gemessenen Strom- und Spannungssignale ermittelt.

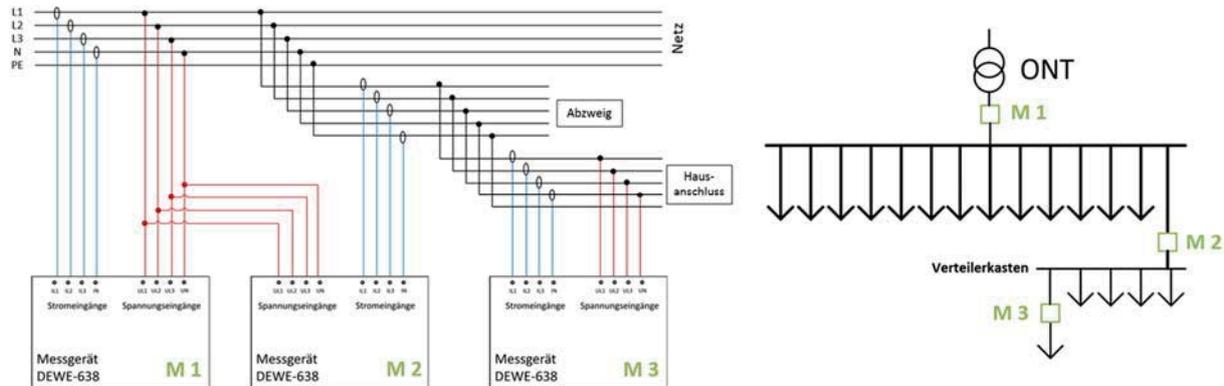


Abbildung 3: Schema der durchgeführten Dauermessung und Anordnung der Messpunkte

Innerhalb der mehrwöchigen Messung erfolgt, als Ergänzung zum ungesteuerten Laden, eine gezielte Anpassung des Ladeverhaltens um die Analyse von Demand Side Maßnahmen, wie zeitlich geregeltes Laden und Laden mit reduzierter Ladeleistung, mittels gemessener Ladekurven zu ermöglichen.

2.4 Modellierung der EV-Summenlastprofile

Die Ermittlung von Gleichzeitigkeiten der Ladevorgänge dient der Berücksichtigung des zeitlichen Ladeverhaltens mehrerer EV an einem der insgesamt 80 Hausanschlüsse. Um die Verteilung des Gleichzeitigkeitsfaktors (GZF) mehrerer Ladevorgänge als Funktion der EV-Anzahl für jede Stunde des Tages zu erhalten, wird ein probabilistischer Ansatz gemäß [5, 11–13] gewählt. Dieser Ansatz sieht die Ermittlung von Ladezeitpunkt und Ladedauer einzelner EV mittels Zufallszahlen und Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der Ankunftszeiten [7] und der zurückgelegten Wegstrecken [6] vor. Für die Umrechnung der zurückgelegten Wegstrecke in die benötigte Energiemenge wird ein durchschnittlicher Energieverbrauch eines EVs von 14,8 kWh/100 km [14] angenommen. Der Gleichzeitigkeitsfaktor lässt sich für jede Stunde anhand der summierten aktuellen Ladeleistung der ladenden EV und der Summe der Anschlussleistungen aller installierten Ladestationen berechnen. Die Analyse unterschiedlicher Durchdringungen der Elektromobilität basiert schließlich auf der Skalierung der aufgezeichneten Ladekurven unter der Berücksichtigung folgender Faktoren: Personenanzahl pro Hausanschluss, Motorisierungsgrad [3], probabilistisch ermittelte Gleichzeitigkeitsfaktoren der Ladevorgänge sowie der linear variierte Durchdringungsgrad der Elektromobilität (20/40/60/80/100 % DG). Für die Ermittlung der Anzahl der Personen pro Hausanschluss werden Jahresenergieverbräuche sowie ein mittlerer Jahresenergieverbrauch von $2.019 \frac{kWh}{Person * a}$ [15] herangezogen.

2.5 Definition der analysierten Simulationsszenarien

Die Ermittlung von Netzbelastungen in Form von Spannungsbandverletzungen, Leitungsüberlastungen und unsymmetrischen Spannungszuständen in Folge einphasiger Ladevorgänge erfolgt mittels Worst-Case Szenarien (Simulationsperiode: zwei Wochen) mit

Hilfe der Software NEPLAN [10]. Worst-Case Szenarien sind durch simultane Ladevorgänge aller EV innerhalb des Niederspannungsnetzes definiert. Der Bedarf an Lösungsmaßnahmen wird anhand der Gegenüberstellung eines Referenzszenarios (S00) - ohne die Berücksichtigung der Elektromobilität (0 % DG) - aufgezeigt. Die Verteilung der einphasigen Ladevorgänge auf die drei Netzphasen wird gleichmäßig (S01) bzw. konzentriert auf Phase L1 (S02) innerhalb des Netzmodells durchgeführt. Die Analyse des Worst-Case Szenarios mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 100 % (S03) dient der Ermittlung der Relevanz von Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Elektromobilität.

Aufbauend auf den Erkenntnissen des Worst-Case Szenarios (S01) soll die Entlastung kritischer Netzelemente innerhalb des Niederspannungsnetzes anhand von bedarfsorientierten Lösungsszenarien aufgezeigt werden: Neben der Simulation von Demand-Side Maßnahmen, in Form von zeitlich versetztem Laden (S04 und S05) und der Reduktion der Ladeleistung (S06) von 3,68 kW auf 2,3 kW, wird die Integration der Photovoltaikeinspeisung in Kombination mit Speichereinheiten (S07) sowie der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (S08) untersucht. Die Simulation des flächendeckenden Umstiegs auf dreiphasiges Laden (S09) - alle EV laden dreiphasig (11 kW) - erfolgt auf der Basis gemessener dreiphasiger Ladekurven, welche analog zu Szenario S01 aufbereitet und in das Netzmodell integriert werden.

3 Ergebnisse

Die Beurteilung der Auswirkungen der Elektromobilität auf das analysierte Niederspannungsnetz basiert auf der Ermittlung kritischer Knoten und Leitungen. Dazu werden die minimalen Spannungswerte sowie die maximal auftretenden Unsymmetriegrade für jeden Netzknoten mittels symmetrischer Komponenten gemäß EN 50160 [16] berechnet. Die Auswertung der maximalen Leitungsauslastung innerhalb der Simulationsperiode dient der Lokalisierung kritischer Leitungen. Die Gegenüberstellung der untersuchten Szenarien wird anhand von drei Netzknoten bzw. zwei Leitungen in unterschiedlichen Netzbereichen veranschaulicht und für die Ermittlung der Wirksamkeit der analysierten Lösungsstrategien herangezogen.

3.1 Ermittlung kritischer Netzbereiche mittels Worst-Case Szenarien

Innerhalb des Worst-Case Szenarios S01 (symmetrisch verteilte einphasige Ladevorgänge) treten erste Unterschreitungen des gemäß EN 50160 [16] zulässigen Spannungsbandes von $\pm 10\%$ der Nennspannung ab einer EV-Durchdringung von 60 % (Abbildung 4) auf. Alle elf betroffenen Knoten (rot) sind Teil des längsten Netzausläufers und befinden sich damit im selben Netzbereich. Knoten 2 stellt, trotz der geringen Anzahl an zu versorgenden EV (Abbildung 4), den kritischsten Netzknoten dar. Die Spannung in Knoten 2 liegt innerhalb 4,8 % der Simulationsperiode (= 15 Stunden) unterhalb der Spannungsbandgrenze von 0,9 per unit (p.u.) bezogen auf die Nennspannung. Eine Elektromobilitätsdurchdringung von 60 % führt innerhalb des Worst-Case Szenarios (S01) in zwei der insgesamt 127 Leitungen zu kritischen Auslastungen (Abbildung 4). Die kritischste Leitung des untersuchten Niederspannungsnetzes (Leitung 1) befindet sich in einem Bereich mit hoher Einwohnerdichte und wird in Folge der Versorgung zahlreicher Elektrofahrzeuge während 0,2 % der Simulationsperiode (= 0,6 Stunden) überlastet. Der maximale Unsymmetriegrad in Knoten 2

beträgt bei einer sechzigprozentigen Durchdringung 1,1 % und liegt damit deutlich unter der zulässigen Grenze von 2 % gemäß EN 50160 [16].

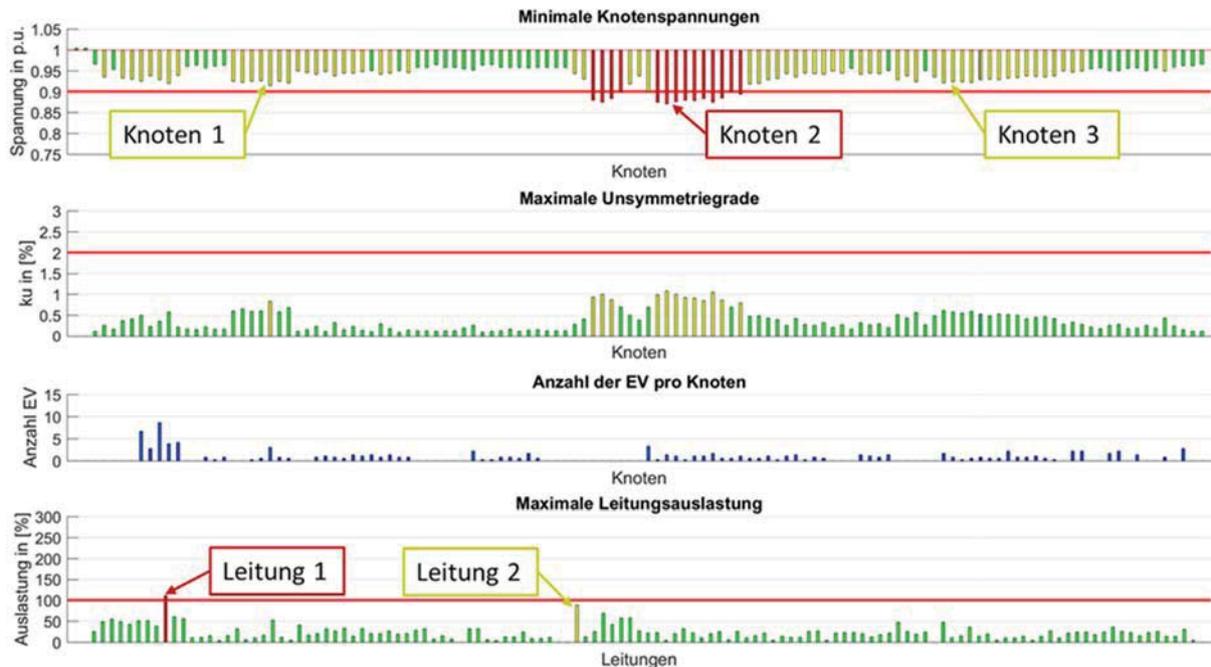


Abbildung 4: Ergebnisse des Worst-Case Szenarios (S01) mit einer Durchdringung von 60 %

Selbst bei vollständiger Durchdringung der Elektromobilität (100 % DG) wird die zulässige Grenze innerhalb des Worst-Case Szenarios (S01) mit einem Wert von 1,8 % eingehalten. Unsymmetrische Netzbelastungen, ausgelöst durch einphasige Ladevorgänge, stellen somit selbst bei hundertprozentiger Durchdringung im Falle der gleichmäßigen Phasenverteilung der ladenden EV keine Probleme für das betrachtete Niederspannungsnetz dar. Neben der gleichmäßigen Verteilung der Phasen (S01) werden innerhalb des Worst-Case Szenarios S02 die Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz bei einheitlichem unsymmetrischem Laden auf einer Netzphase (L1) analysiert. Einphasige Ladevorgänge finden gemäß EN 62196-2 [17] stets zwischen Phase L1 und Nullleiter der Ladestation statt, weshalb dieser Extremfall durchaus als realistisch eingeschätzt werden muss. Die Darstellung der maximalen Unsymmetriegrade für Szenario S02 bei einem Durchdringungsgrad von lediglich 20 % (Abbildung 5) dient dazu, die Problematik der unsymmetrischen Spannungszustände bei einheitlichem Laden auf Phase L1 aufzuzeigen. In diesem Szenario überschreiten mehrere Netzknoten den maximal zulässigen Unsymmetriegrad bereits bei geringer Durchdringung der Elektromobilität.

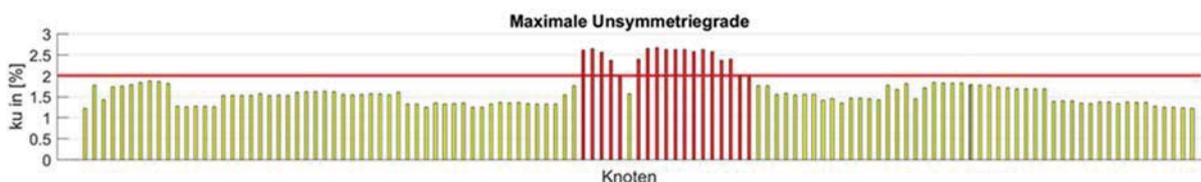


Abbildung 5: Darstellung der maximalen Unsymmetriegrade für das Worst-Case Szenario (S02) mit einer Durchdringung von 20 %

Die gewonnenen Erkenntnisse verdeutlichen, dass einheitliches einphasiges Laden auf Phase L1 bereits bei geringer Durchdringung zu unzulässigen Spannungsunsymmetrien im analysierten Niederspannungsnetz führt. Wie anhand Szenario S01 gezeigt, werden diese

durch die gleichmäßige Verteilung der Phasen zwischen Wallbox und Niederspannungsnetz vermieden.

3.2 Strategien zur Entlastung der Niederspannungsebene

Aufbauend auf den Erkenntnissen der Worst-Case Szenarien, sollen Lösungsstrategien für die Entlastung problematischer Netzbereiche anhand von fünf weiteren Szenarien (S04-S08) analysiert und deren Ergebnisse gegenübergestellt werden (Abbildung 6). Die Evaluierung der Auswirkungen der Elektromobilität auf das betrachtete Niederspannungsnetz innerhalb des entsprechenden Szenarios basiert auf der Abweichung gegenüber dem Referenzszenario (S00). Zusätzlich zu den minimalen Spannungswerten und maximalen Auslastungen sind explizit für Knoten 2 (Abbildung 6, links unten) und Leitung 1 (Abbildung 6, rechts unten) geordnete Dauerlinien dargestellt, um den zeitlichen Einfluss der Lösungsstrategien abzubilden. Für die detailliertere Darstellung des für die Netzbetrachtung entscheidenden Bereichs der Dauerlinien werden die ersten 30 der insgesamt 319 Stunden herangezogen. Der Vergleich der Szenarien S01 und S02 verdeutlicht, dass die gleichmäßige Phasenverteilung der einphasig ladenden EV neben der Vermeidung unzulässiger Unsymmetrie auch zur Anhebung der minimalen Knotenspannung beiträgt. Aufgrund der Durchführung der Worst-Case Szenarien mit (S01) und ohne Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten der Ladevorgänge (S03) und der Gegenüberstellung ihrer Ergebnisse, lässt sich die Relevanz von Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Elektromobilität abschätzen. Besonders für Leitungen, die eine große Anzahl an Elektrofahrzeugen mit Strom versorgen (Leitung 1), sollten die Auswirkungen der steigenden Durchdringung unter der Miteinbeziehung von Gleichzeitigkeitsfaktoren beurteilt werden.

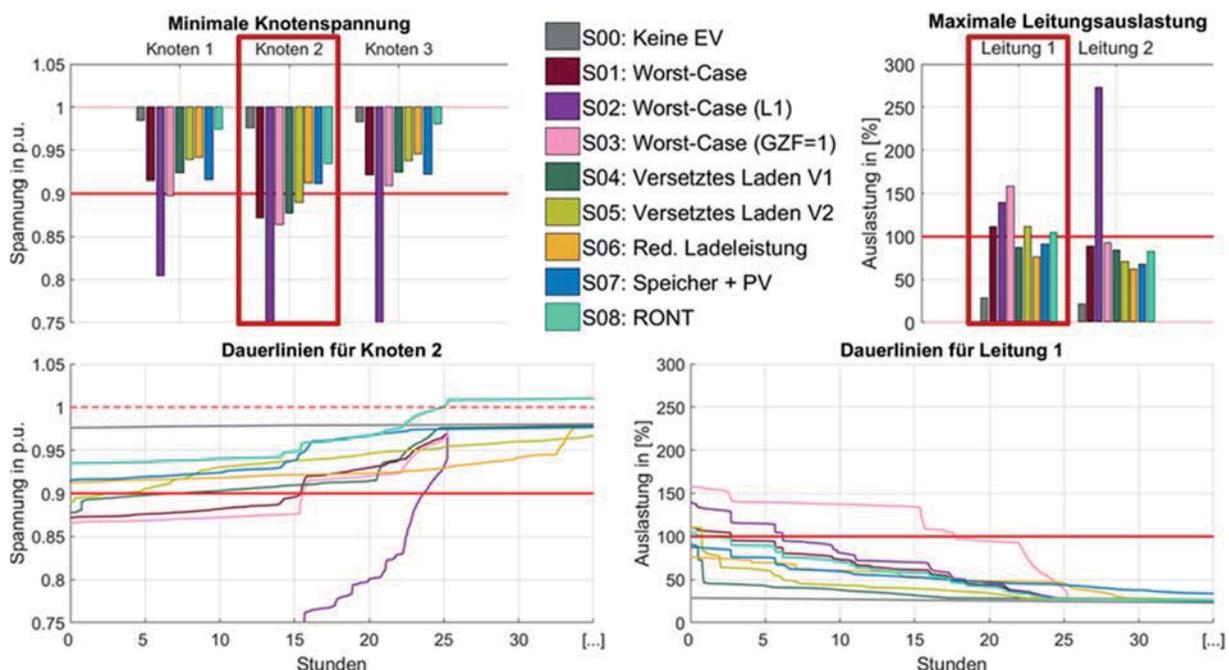


Abbildung 6: Gegenüberstellung der Szenarien S00-S08 (ausschließlich einphasiges Laden) mit einer Durchdringung von 60 %

Lastorientiert zeitliches versetzen der Ladevorgänge (S04 und S05) erhöht die minimale Spannung der ausgewählten Knoten nur in geringem Ausmaß. Obwohl der unzulässige Spannungsabfall durch zeitlich versetztes Laden nicht verhindert wird, reduziert diese

Maßnahme die Dauer der Spannungsbandunterschreitung von 4,8 % (S01) auf 1 % (S05) der Simulationsperiode (Abbildung 6, Dauerlinie Knoten 2). Die Reduktion der Ladeleistung von 3,68 kW auf 2,3 kW (S06) sowie die Integration der PV-Einspeisung in Kombination mit Speichereinheiten (S07) tragen zur deutlichen Entlastung des kritischsten Netzknotens (Knoten 2) und damit zur Vermeidung der Spannungsbandunterschreitung bei. Als wirksamste Methode zur Erhöhung der minimalen Knotenspannung, speziell in langen Netzausläufern, wird der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (S08) identifiziert. Mit Hilfe dieses Eingriffs lässt sich der Spannungsabfall in Knoten 2 um 46 % (von 0,13 p.u. auf 0,07 p.u.) im Vergleich zu Szenario S01 reduzieren. Der Einfluss des regelbaren Ortsnetztransformators auf die maximale Leitungsauslastung in Leitung 1 ist jedoch sehr gering (Abbildung 6). Zeitlich versetztes Laden (S04) und der kombinierte Einsatz von PV-Anlagen und Speichereinheiten (S07) eignen sich zur entscheidenden Senkung der maximalen Leitungsauslastung. Die Reduktion der Ladeleistung (S06) verringert die maximale Auslastung in Leitung 1 von 111 % auf 76 % und stellt somit die effektivste Strategie zur Vermeidung von Leitungsüberlastungen innerhalb des untersuchten Netzes in Folge der Elektromobilität dar.

3.3 Auswirkungen des flächendeckenden Umstiegs auf dreiphasiges Laden

Die Aufzeichnung von Ladekurven eines dreiphasig ladenden Elektrofahrzeugs (Abbildung 7) zeigt unsymmetrische Ladeleistungen in den einzelnen Netzphasen während der Konstantstromphase (Phase A, Abbildung 7). Zusätzlich kann ein Übergang von dreiphasigem auf einphasiges Laden während der Konstantspannungsphase (Phase B, Abbildung 7), welche durch eine exponentiell sinkende Ladeleistung am Ende des Ladevorganges charakterisiert ist [18], identifiziert werden.

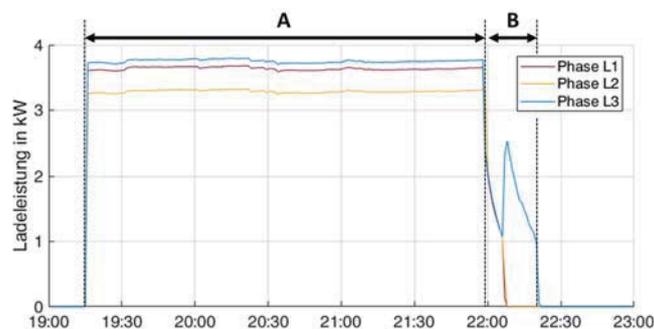


Abbildung 7: Aufzeichnung eines dreiphasigen Ladevorganges mit 11 kW Ladeleistung

Im Rahmen weiterer Messungen an einer öffentlichen Ladestation wurden diese Phasenunsymmetrien während der Konstantstrom- und Konstantspannungsphase bei mehreren Fahrzeugmodellen festgestellt. Unsymmetrische Ladeleistungen in den Netzphasen (L1, L2 und L3) spiegeln sich in den Simulationsergebnissen des Szenarios S09 wieder. Aufgrund der kurzzeitigen Lastspitzen (Phase L3) mehrerer EV während der Konstantspannungsphase treten erste Spannungsbandunterschreitungen und unzulässige Unsymmetrien (Abbildung 8) bereits bei einer Durchdringung von 20 % in mehreren Knoten auf. In Bezug auf die resultierende Ladeleistung ist diese EV-Durchdringung (20 % DG mit 11 kW) jener kritischen Durchdringung bei Betrachtung einphasiger, gleichmäßig verteilter Ladevorgänge (60 % DG mit 3,7 kW) gleichzustellen. Die zeitliche Überlagerung des genannten Lastanstiegs auf Phase L3 resultiert aus der simultanen Beladung aller EV und muss daher als Extremfall angesehen werden.

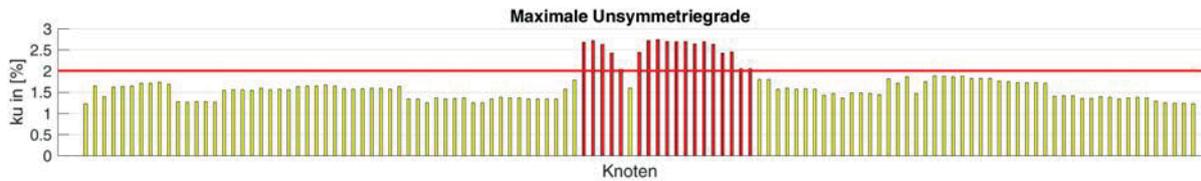


Abbildung 8: Ergebnisse des Szenarios S09 (dreiphasiges Laden) mit einer Durchdringung von 20 %

Doch auch die Auswertung der Simulationsergebnisse ohne Berücksichtigung der Konstantspannungsphase (Abbildung 9) zeigt erhöhte Unsymmetriegrade in Folge unsymmetrischer Ladeleistungen (Abbildung 7) während der Konstantstromphase. Schon bei einer Elektromobilitätsdurchdringung von 20 % (\cong 60 % einphasig, gleichmäßig verteilt) liegt der Unsymmetriegrad in mehreren Knoten trotz dreiphasiger Ladevorgänge über 1 % (gelb).

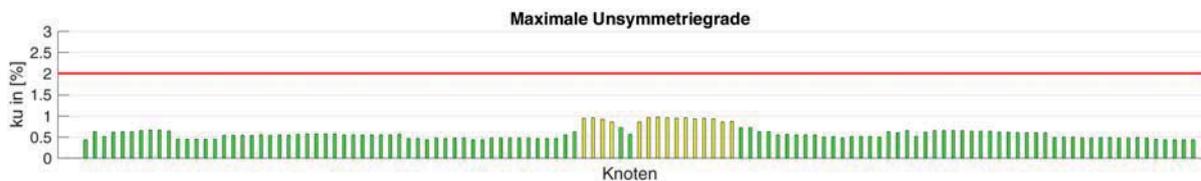


Abbildung 9: Ergebnisse des Szenarios S09 (dreiphasiges Laden) mit einer Durchdringung von 20 % - ohne Berücksichtigung der Konstantspannungsphase

Eine vierzigprozentige Durchdringung führt in weiterer Folge auch bei ausschließlicher Betrachtung der Konstantstromphase zu unzulässiger Unsymmetrie. Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass unzulässige Spannungsunsymmetrien aufgrund unsymmetrischer Ladeleistungen, speziell am Ende des Ladevorganges, auch bei dreiphasigem Laden nicht auszuschließen sind.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Diese Studie dient der Ermittlung der Auswirkungen einer steigenden Durchdringung der Elektromobilität auf ein reales städtisches Niederspannungsnetz. Diese werden mit Hilfe von Lastflussberechnungen in NEPLAN [10] anhand von Worst-Case Szenarien ermittelt. Die Variation der Elektromobilitätsdurchdringung erfolgt durch die Skalierung von, während mehrwöchiger Messungen aufgezeichneten Ladekurven, zweier ausgewählter Elektrofahrzeuge. Die Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren mittels eines probabilistischen Ansatzes ermöglicht die Berücksichtigung eventueller Gleichzeitigkeiten der Ladevorgänge. Einheitliches einphasiges Laden an der selben Netzphase führt bereits bei einer geringen Elektromobilitätsdurchdringung von unter 20 % zu unzulässiger Unsymmetrie sowie zu Spannungsbandverletzungen gemäß EN 50160 [16]. Infolgedessen muss die gleichmäßige Phasenverteilung einphasiger Ladevorgänge forciert werden. Anhand der Gegenüberstellung der analysierten Szenarien wird aufgezeigt, dass vor allem Demand Side Maßnahmen, wie die Reduktion der Ladeleistung und zeitlich versetztes Laden, zur entscheidenden Entlastung des Netzes führen. Unter der Berücksichtigung genannter Maßnahmen, lässt sich selbst eine sechzigprozentige Elektromobilitätsdurchdringung ohne konventionelle Netzausbaumaßnahmen in das betrachtete Niederspannungsnetz integrieren.

Flächendeckendes dreiphasiges Laden mit 11 kW Ladeleistung führt in dem analysierten Niederspannungsnetz bei einer Durchdringung von 40 % zu unzulässigen Spannungsbandverletzungen, kritischer Unsymmetrie sowie zu Leitungsüberlastungen. Ein

Übergang von dreiphasigem auf einphasiges Laden bei gleicher Ladeleistung während der Konstantspannungsphase erhöht die Spannungsunsymmetrie bereits bei geringer Durchdringung.

Gleichzeitig muss jedoch erwähnt werden, dass aufgrund der Untersuchung eines ausgewählten Niederspannungsnetzes im städtischen Gebiet unter der Verwendung realer Netzdaten allgemeine Rückschlüsse für andere Niederspannungsnetztopologien unzulässig sind. Infolgedessen werden im Rahmen folgender Projekte weitere Untersuchungen in ländlichen sowie suburbanen Niederspannungsnetzen durchgeführt, um die in diesem Paper erläuterten Erkenntnisse zu validieren bzw. zu ergänzen.

5 Literaturverzeichnis

- [1] ALEXANDER PROBST DIPL.-ING.: *Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung*. Universität Stuttgart, Fakultät Informatik, Elektrotechnik und Informationstechnik. 2014
- [2] FRIEDRICH PÖTSCHER ; RALF WINTER ; GÜNTHER LICHTBLAU: *Elektromobilität in Österreich : Szenario 2020 und 2050*. REP-0257. 2010
- [3] STATISTIK AUSTRIA: *Kraftfahrzeuge - Bestand 2016* – Überprüfungsdatum 2017-07-31
- [4] STATISTIK AUSTRIA: *Fahrzeug-Bestand am 30. November 2017*
- [5] WIELAND, Thomas ; REITER, Michael ; SCHMAUTZER, Ernst ; FICKERT, Lothar ; FABIAN, Jürgen ; SCHMIED, Robert: *Probabilistische Methode zur Modellierung des Ladeverhaltens von Elektroautos anhand gemessener Daten elektrischer Ladestationen*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 132 (2015), Nr. 3, S. 160–167
- [6] BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE ET AL. (Hrsg.): *Ergebnisbericht zur österreichweiten Mobilitätserhebung Österreich unterwegs 2013/2014*. Wien, Juni, 2016
- [7] VERKEHRPLUS GMBH: *Mobilitätsdaten Leoben im Rahmen des Projekts "Move2Grid"*. 2017
- [8] ZAMG: *Einstrahlungsmessdaten und Temperaturmesswerte des Jahres 2014 für Kapfenberg*
- [9] GEODATENPORTAL DER STADT GRAZ - MAGISTRAT GRAZ / STADTVERMESSUNG: *Solardachkataster der Landeshauptstadt Graz - GEOPORTAL Graz*. URL <http://www.geoportal.graz.at/cms/ziel/5163127/DE/> – Überprüfungsdatum 2017-07-23
- [10] NEPLAN AG: *NEPLAN*. 8700 Küsnacht - Zürich Switzerland. URL <http://www.neplan.ch/> – Überprüfungsdatum 2017-09-05
- [11] LEITINGER, C. ; LITZLBAUER, M.: *Netzintegration von solar-elektrischer Mobilität*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 129 (2012), Nr. 3, S. 134–140
- [12] MARTIN ANTONIUS GÖBEL: *Auswirkungen der Elektromobilität auf die Niederspannungsnetze. : Eine praxisorientierte Betrachtung*. Fachhochschule Münster, Lehrgebiet Elektrotechnik und Elektrizitätsversorgung. Bachelorarbeit. 2011

- [13] DIPL.-ING ALEXANDER PROBST ; PROF. DR. MARTIN BRAUN ; PROF. DR. STEFAN TENBOHLEN: *Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse*
- [14] DAT DEUTSCHE AUTOMOBIL TREUHAND GMBH (Hrsg.): *Leitfaden über den Kraftstoffverbrauch, die CO₂-Emissionen und den Stromverbrauch : aller neuer Personenkraftwagenmodelle, die in Deutschland zum Verkauf angeboten werden*. 1. Quartal 2017
- [15] DR. WOLFGANG BITTERMANN ; DR. MANFRED GOLLNER ; MAG. (FH) DI MANUELA STRASSER: *MODELLIERUNG DES STROMVERBRAUCHS IN DEN PRIVATEN HAUSHALTEN*. Wien, 2014
- [16] ISO EN 50160. 2011. *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*
- [17] ISO EN 62196-2. 2012-07. *Stecker, Steckdosen, Fahrzeugkupplungen und Fahrzeugstecker - Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen; Teil 2*
- [18] INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN: *iENERGY 2.0 – IFEA Teilbericht 1/2 : Analyse der Ladevorgänge ausgewählter Elektrofahrzeuge*. März 2016