

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 103 (2012)
Heft: 9

Artikel: Elektromobilität in Verteilnetzen
Autor: Höckel, Michael / Häni, Thomas / Eberhart, Cyril
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-857339>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 29.03.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Elektromobilität in Verteilnetzen

Messung, Modellierung und Simulation von Netzen mit dezentralen Erzeugungsanlagen, Speichern und Elektroautos

Was passiert in unseren Netzen, wenn viele Elektroautos gleichzeitig geladen werden? Wo schliesst man zukünftige Tankstellen für EV an das Verteilnetz an? Können sich Netze mit EV und PV mit Speicher selbst optimieren? Diese aktuellen Fragestellungen werden an der Berner Fachhochschule in diversen Projekten untersucht. Messungen im Feld zeigen interessante Ergebnisse, die durch Simulationen mathematisch nachvollzogen werden können und sich somit extrapolieren lassen.

Michael Höckel, Thomas Häni, Syril Eberhart

Grosse Lasten und die Summe von gleichartigen kleinen Verbrauchern können einen erheblichen Einfluss auf Stabilität und Kurvenform der Spannung haben und bei einphasigem Anschluss Unsymmetrien verursachen. Um die Probleme des gleichzeitigen Aufladens von EV in Niederspannungsnetzen aufzuzeigen, wurden im Rahmen des Projekts Swiss2Grid zwei Messevents, organisiert von Max Ursin (Kraftwerke Oberhasli), mit insgesamt 47 EV durchgeführt.

Bei beiden Versuchen wurden die Power-Quality-Merkmale an mehreren Netzknoten gemessen. Bei den Elektroautos handelte es sich mehrheitlich um den Think City mit einphasigem 3-kW-Ladegerät. Zum Vergleich: Sind alle

Kochplatten sowie zusätzlich der Backofen gleichzeitig auf höchster Stufe eingeschaltet, werden etwa 10 bis 11 kW benötigt (allerdings dreiphasig). Ein einzelner Steamer kann ebenfalls die gleiche Leistung aus dem Netz ziehen. Der Leistungsbedarf eines standardmässig in Elektroautos eingebauten Ladegerätes ist also im Vergleich zu den Haushaltsgeräten nichts Aussergewöhnliches.

Der erste Messversuch wurde in einer für die Schweiz üblichen Wohnsiedlung durchgeführt. 12 Elektroautos wurden dabei an dieselbe Phase angeschlossen. Zudem wurde darauf geachtet, dass sich möglichst viele Fahrzeuge am Ende des Niederspannungsnetzes und somit elektrisch am weitesten vom Transformator

entfernt befanden. Die meisten Verbindungsleitungen zu den Verteilkabinen sind in diesem Netz mit einem GKN-3x240/240-Kabel realisiert, wobei im letzten Leitungsabschnitt nur noch ein Kabel mit 50 mm² eingesetzt ist. Beim zweiten Versuch, über den auch in der Sendung «Einstein» [1] berichtet wurde, wurden 35 EV um ein Zeughaus mit gewerblicher Nutzung in der Nähe eines Transformators versammelt. Dabei wurden die Autos an alle drei Phasen angeschlossen.

Die Messresultate waren eindeutig: Die Power-Quality-Grenzwerte wurden nicht annähernd tangiert – Strommessungen ergaben, dass der Bezug der Think-Ladegeräte quasi sinusförmig ist, sodass zum Beispiel die Stromober-schwingungen bezogen auf den Gesamtstrom sogar kleiner werden, wenn Elektroautos am Netz angeschlossen sind.

Den stärksten messbaren Einfluss hatten die Elektroautos auf den Effektivwert der Spannung. Wenn, wie beim ersten Versuch, alle 12 Fahrzeuge gleichzeitig geladen werden, sinkt die Spannung um bis zu 14 V (auf 214,6 V) bzw. 6% der Nennspannung. Der Ladevorgang eines einzelnen Elektroautos geht jedoch im allgemeinen «Lastrauschen» unter. Bei einem einphasigen Anschluss von 12 EV wäre zudem anzunehmen, dass eine grosse Spannungsunsymmetrie auftritt. Der maximal gemessene Unsymmetriegrad, ausgedrückt durch das Verhältnis des Gegensystems zum Mitsystem, lag allerdings auch beim Anschluss aller 12 Elektroautos – insgesamt 33 kW – nur bei 1,5%, womit der Grenzwert von 2% ebenfalls nicht überschritten wurde.

Obwohl die Leitungen in beiden Versuchen zeitweise ihre Belastungsgrenzen erreichten, wurde kein einziger PQ-Grenzwert überschritten. Auf dem Zeughausareal wurden jedoch so viele Autos angeschlossen, dass einzelne Leitungsabschnitte überlastet waren und die Elektroautos durch die Auslösung der Sicherungen automatisch vom Netz getrennt wurden. Die Messungen lassen die interessante Schlussfolgerung zu, dass innerhalb der Auslegungsleistung die Grenzwerte für die PQ-Merkmale der Span-



Bild 1 Parkplatz am zweiten Messtag (Videoausschnitt).



Rechnet man die Anzahl Elektroautos der Siedlung (1 EV pro 5 Haushalte) auf die Schweiz um, so ergäbe dies 762 000 Elektrofahrzeuge, die gleichzeitig geladen werden könnten. Im Vergleich dazu waren in der Schweiz im Jahr 2010 4,072 Mio. Personenwagen registriert. Da nie alle Fahrzeuge gleichzeitig geladen werden (und wohl auch nicht alle jeden Tag), kann man also sagen, dass deutlich mehr als ein Viertel aller Personenfahrzeuge elektrisch sein müssten, um Probleme im Niederspannungsnetz zu verursachen. Mit «smarten» Elektroautos könnte aber auch die Nutzung des Verteilnetzes noch wesentlich verbessert werden. Bei entsprechender Erweiterung der Optimierungsfunktionen könnten wahrscheinlich auch die für das Übertragungsnetz prognostizierten punktuellen Netzengpässe [2] entschärft werden.

Nun stellt sich die Frage, welche Grenzen in Bezug auf die Spannungsqualität, auch Power Quality genannt, eigentlich einzuhalten sind. Hier geben die Normenreihe EN 61000 und die Norm EN 50160 «Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen» Auskunft. Zwar ist die EN 50160 nur eine beschreibende Norm, die keine klaren Grenzwerte angibt, welche immer (100% der Zeit) eingehalten werden müssen, doch sollten Verteilnetze die dort beschriebenen Merkmale und ihre Pegel bei Messung und Simulation immer unterschreiten. Um den Netzbetreibern eine Unterstützung bei der Beurteilung von Anschlussgesuchen im Sinne der EN 50160 zu geben, wurden von Experten der Länder Deutschland, Öster-

dezentrale Einspeisung, die Empfehlung aus den TR DACH-CZ verwendet.

Wenn in Zukunft Elektroautos mit den heutigen mit Kraftstoff betriebenen Autos konkurrenzfähig sein sollen, wird die Möglichkeit einer schnellen Ladung der Fahrzeuge erwartet. Das Schnellladen – auf Englisch «ultra-fast charging» – von Elektroautos stellt sowohl hohe Anforderungen an Batterien und Lade-station als auch an das Versorgungsnetz, da man von Leistungen im Bereich von Hunderten kW bis wenigen MW ausgehen muss.

Unter der Annahme, dass ein Elektro-
mobil innerhalb von 5 Minuten aufgeladen werden soll und das Auto einen Speicher von 20 kWh hat, muss das Auto mit



240 kW aufgeladen werden. Bei einem dreiphasigen Anschluss (3x400 V) hätte dies einen Strom von rund 350 A zur Folge. Um nun die Auswirkung einer solchen Ladestation auf das Versorgungsnetz zu untersuchen, hatte die BFH verschiedene Nieder- und Mittelspannungsnetze von Netzbetreibern zur Verfügung.

Ein Anschluss im Niederspannungsnetz stellt bereits ein Problem für die Belastbarkeit der Netzelemente dar. Die Strombelastbarkeit eines 240-mm²-Kupferkabels liegt bei einer Betriebstemperatur von 90°C und unteren Dauerlast bei 410 A. Eine Überlastung der Kabel wäre bei zusätzlicher Grundlast somit schnell möglich. Zudem sind die Spannungsabfälle zu gross. Simulationen ergaben schon bei geringer Länge des Kabels unzulässige Spannungsabsenkungen. Nur wenn die Ladestation direkt bei der Transformatorstation angeschlossen wird, ist dieser Betrieb möglich. Der Spannungsabfall beträgt in diesem Fall bei reinem Wirkleistungsbezug von 240 kW ca. 0,6%. Eine zusätzliche Möglichkeit wäre zudem, die Ladestelle in Kombination mit einem Speicher zu betreiben. So könnten schnelle Spannungsänderungen vermieden, die Anschlussleistung stark reduziert und der zeitliche Verlauf des Energiebezuges aus dem Netz energiewirtschaftlich optimiert werden. Allerdings erscheinen stationäre Speicher im Verteilnetz aufgrund ihrer hohen Kosten heute und in absehbarer Zukunft allenfalls sinnvoll, wenn das Netz dezentrale Einspeisungen aufweist und der Speicher auch benötigt werden könnte, um unzulässige Netzrückwirkungen, wie beispielsweise Spannungserhöhungen, zu vermeiden.

Die heutigen Kraftstofftankstellen weisen jeweils mehrere Zapfsäulen auf – Autobahntankstellen haben bis zu 12. Es ist anzunehmen, dass es auch in Zukunft Tankstellen für E-Mobile mit mehreren Schnellladestationen geben wird.

Deshalb wurden an der BFH Mittelspannungsnetze untersucht, an denen solche Stationen in Betrieb sein könnten. Dabei standen sehr unterschiedliche Mittelspannungsnetze zur Verfügung: Ein städtisches Netz in der Nordschweiz sowie ein Netz in einer touristisch genutzten Bergregion. Das Szenario sah vor, dass gleichzeitig 10 Elektroautos an einer Schnellladestation aufgeladen werden. Dies ergibt somit eine Ladeleistung von insgesamt 2,4 MW.

Die Simulationen ergaben dabei, dass das Netz genügend stark ist. Auch solch

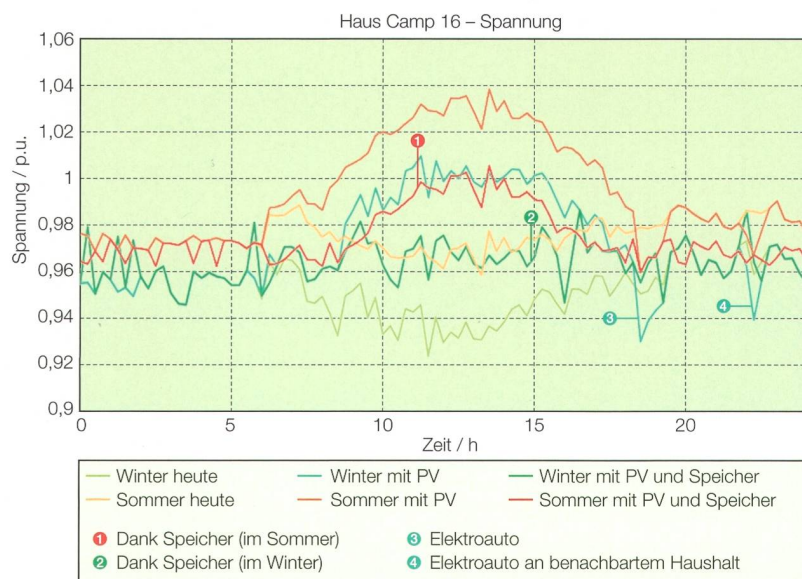


Bild 4 Verlauf der Spannung am Hausanschlusskasten für je einen typischen Winter- und Sommer-tag in drei Szenarien (aktuell, mit PV-Anlagen, mit PV-Anlagen und einem stationären Speicher sowie diversen Elektroautos).

grosse Leistungen konnten ohne grösseren Spannungseinbruch bezogen werden. Bei geeigneten Orten im Netz, an denen man sich eine grosse Ladestation vorstellen könnte, traten keine grösseren Einbrüche als 0,4% auf.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass ein Anschluss von grossen EV-Tankstellen mit einer Vielzahl von Ladestationen in Mittelspannungsnetzen kaum Probleme bereitet. Gerade in grösseren Agglomerationen sind die Netze genügend stark, um auch Schnellladestationen betreiben zu können. Das Niederspannungsnetz stösst jedoch schnell an seine Betriebsgrenzen. Hier beschränkt sich der Einsatz auf die unmittelbare Nähe zur Transformatorstation oder auf die Kombination mit einem Speicher.

EV, PV und Speicher können optimal zusammenspielen

Auf Basis des Netzes einer mittelgrossen Stadt im Tessin wurde simuliert, wie das Zusammenspiel relativ grosser Fotovoltaikanlagen mit stationären Speichern und Elektroautos funktionieren könnte.

Die Entscheidung, wann der Speicher geladen bzw. entladen wird, wurde dabei über einen dezentralen Algorithmus in Abhängigkeit von der Spannungshöhe am Anschlusspunkt gefällt. Ist die Spannung tief, kann angenommen werden, dass viel Energie ins Verteilnetz bzw. zu den benachbarten Haushalten fliesst. Der Speicher wird dann entladen, was

die Spannung erhöht. Wenn die Spannung jedoch hoch ist, wird viel Energie durch die Fotovoltaikanlagen eingespeist und der Speicher wird geladen. In **Bild 4** sind die Einflüsse einer Vielzahl von PV-Anlagen und Elektroautos auf den Spannungsverlauf am Anschlusspunkt einer Liegenschaft dargestellt, in der zusätzlich ein zentraler Speicher installiert ist. Dieser kann in 15-kW-Schritten variabel geladen bzw. entladen werden. Die maximale Ladeleistung liegt dabei bei 30 kW, die maximale Entladung bei 45 kW. Man sieht, dass der Speicher die durch die Fotovoltaikanlagen erzeugte hohe Spannung deutlich zu senken vermag.

Um etwa 18 Uhr wird das Elektroauto mit einem dreiphasigen 22-kW-Ladegerät ans Netz angeschlossen, um etwa 22.30 Uhr wird eines an einem anderen Haus im selben Quartier angeschlossen. Ein Elektroauto ist eigentlich nichts anderes als ein Speicher. Würde es mit einem ähnlichen Algorithmus versehen wie der Speicher, könnten mehrere Elektroautos zusammen die Funktion eines grösseren stationären Speichers übernehmen. Zwar werden Elektroautos oft erst abends angeschlossen, doch spricht nichts dagegen, diese auch während der Arbeit am Arbeitsplatz zu Ladezwecken mit dem Netz zu verbinden.

Elektroautos und Fotovoltaikanlagen kombinieren sich damit optimal. Während bei wenig installierter PV-Leistung

die Mittagsspitze abgedeckt wird, wird in Quartieren mit grossen PV-Anlagen schnell einmal ein Überschuss produziert. Anstatt eines stationären Speichers könnten auch Elektroautos die überschüssige Energie speichern. Wenn die Elektroautos an unterschiedlichen Orten eingesteckt werden, wird das zwar eine zusätzliche Herausforderung für den Algorithmus, die aber bewältigt werden kann. Die Netzspannung als Input ist somit für die lokale Lastsituationsregelung geeignet – eine Kommunikation zwischen einer zentralen Steuerung und den einzelnen Verbrauchern ist nicht zwingend erforderlich.

Durch den Einsatz des oben beschriebenen Algorithmus könnte man sogar die Gesamtenergiebilanz positiv beeinflussen, indem die Stufenschalter der Mittelspannungstransformatoren betätigt würden. Eine Herausforderung der Schalter und somit eine Erhöhung des Effektivwertes der Mittelspannung bzw. auch der Niederspannung hätte eine Aufladung der E-Mobils und eine Verringerung des Energieüberschusses zur Folge. Bei einer Herabsetzung der Stufenschalter wäre es gerade umgekehrt.

Fazit und Ausblick

Mit einem guten Algorithmus ausgerüstet, stellen Elektroautos keineswegs nur eine Belastung dar, sondern können sogar zu einer Stabilisierung des Netzes beitragen.

Die beschriebenen Messungen und Simulationen wurden im Zusammenhang mit relativ umfangreichen Projekten durchgeführt. Mit finanzieller Unterstützung von Swisselectric Research sowie dem Bundesamt für Energie versucht die Gruppe «Netze» an der BFH gemeinsam mit anderen schweizerischen Hochschulen und Forschungseinrichtungen (Supsi, EPFL, ETHZ, Empa) in Zusammenarbeit

Résumé

La mobilité électrique dans les réseaux de distribution

Mesure, modélisation et simulation de réseaux dotés d'installations de production décentralisées, d'accumulateurs et de voitures électriques

Des charges importantes et la somme de petits consommateurs de même nature sont susceptibles d'avoir une influence considérable sur la stabilité et la forme des courbes de tension et de provoquer des déséquilibres en cas de raccordement monophasé. Afin de mettre en évidence les problèmes de la recharge simultanée des véhicules électriques dans les réseaux basse tension, plusieurs essais ont été réalisés sur le terrain avec une cinquantaine de véhicules. Divers réseaux de distribution ont été modélisés avec les charges et alimentations actuelles et futures et un grand nombre de scénarios ont été simulés.

Les résultats ont montré que les valeurs limites de la qualité de l'électricité ne sont pas affectées dans le cadre des limites de charge des réseaux de distribution. L'analyse de la consommation électrique des chargeurs de différents véhicules électriques conclut que celle-ci présente en général une forme quasi sinusoïdale de telle sorte que, à titre d'exemple, les courants harmoniques, au regard du courant total, en viennent même à diminuer lorsque les voitures électriques sont raccordées au réseau.

Certains chargeurs disposent d'un algorithme qui déclenche une décharge du véhicule en cas de tensions inférieures du réseau dans le but de soutenir celui-ci ou active le processus de charge lors de production électrique excédentaire due par exemple à des installations photovoltaïques. Ce type de chargeurs permet ainsi même de stabiliser le réseau électrique. Les voitures électriques ne doivent donc pas être considérées comme une menace, mais bel et bien comme une chance pour le réseau.

No

mit Wirtschaftspartnern die vielschichtigen Einflüsse von dezentraler Einspeisung und Elektromobilität auf das Verteilnetz darzustellen.

Ein weiterer wichtiger Forschungsgegenstand der laufenden Arbeiten, die bis Ende 2013 abgeschlossen sein sollten, wird eine Untersuchung möglicher Stabilitätsprobleme durch den Einsatz dezentraler Optimierungsalgorithmen im Verteilnetz sein. Zusätzlich zur Spannung wird hierfür ebenfalls die Frequenz als Optimierungskriterium berücksichtigt. Dabei ist die Frage nach positiven, aber auch nach möglichen negativen Auswirkungen zu beantworten und zu prüfen, inwieweit Frequenzregelstrategien und die Abrechnungsmechanismen für Regel- und Ausgleichsenergie angepasst werden müssen.

Referenzen

- [1] Sendung vom 13. Oktober 2011.
- [2] Christoph Studer, Stéphane Gerbex, Philippe Méan, «Wie belasten Elektrofahrzeuge das Schweizer Stromnetz?», Bulletin SEV/VSE 7/2010, S. 36–41.

Angaben zu den Autoren

Michael Höckel ist als Professor für Energiesysteme an der Berner Fachhochschule (BFH) in Biel für ein breites Spektrum an Forschungsgebieten von Brennstoffzellen bis Energiewirtschaft verantwortlich.

Berner Fachhochschule Technik und Informatik, 2501 Biel
michael.hoeckel@bfh.ch

Thomas Häni ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institute for Energy and Mobility Research (IEM) der BFH.

BFH, 2501 Biel, hat3@bfh.ch

Sybil Eberhart ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am IEM der BFH und Student im Master of Science in Engineering (MSE).

BFH, 2501 Biel, eas3@bfh.ch

Anzeige

PowerComm 2012

«Neue Kommunikationsstrategien für einen neuen Strommix!?»

8. November 2012, EKZ in Dietikon, 13.30 bis 17.00 Uhr

PowerComm – die einzige Kommunikationskonferenz der Schweiz mit ausschliesslichem Branchenfokus Energie

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

www.strom.ch
www.electricite.ch





Bild: www.omicron.at/paintings

Flexible Prüflösungen für den Energiemix der Zukunft

Erneuerbare Energien wie Windkraft, Photovoltaik und Biomasse, spielen eine bedeutende Rolle für die zukünftige Energieversorgung. Die Schutzfunktionen entsprechender elektrischer Anlagen wie z.B. Netzentkopplung, Q-U-Schutz und Kurzschlusschutz erfordern Prüfmittel mit einem hohen Maß an Flexibilität.

Das kompakte und leistungsstarke **CMC 353** von OMICRON bietet die perfekte Kombination aus Portabilität und Vielseitigkeit. Mit einem Gewicht von nur 12,9 kg und der bewährten Qualität der CMC-Produktfamilie ist dieses dreiphasige Schutzprüfgerät die ideale Wahl für alle dezentralen Energieanlagen. Das Gerät eignet sich hervorragend für alle Arten von Schutzrelais sowie für

Steuergeräte mit integrierten Schutzfunktionen. So können beispielsweise Netzzustände in Prüfsequenzen beliebig kombiniert werden. Im Prüfprotokoll sind die Ergebnisse umfassend und sicher dokumentiert.

Machen Sie sich selbst ein Bild von OMICRONs zukunftsweisenden Produkt- und Dienstleistungsangebot.

Innovative Prüflösungen
für die Energietechnik



OMICRON
www.omicron.at | info@omicron.at