

Kurzfassungsband

TU Graz
Graz University of Technology
Technische Universität Graz
Energy-Forum-Universität

IEE



EnInnov2012
12. Symposium Energieinnovation

**ALTERNATIVEN FÜR DIE
ENERGIEZUKUNFT EUROPAS**

15.-17. Februar 2012 TU Graz, Österreich



OVE **e oesterreichs energie.** 

V2G-Strategien: Auswirkung verschiedener Elektromobilitätsszenarien auf die Spannungsqualität von Niederspannungsnetzen unter Betrachtung der Phasenunsymmetrie

Daniel Burnier de Castro¹, Rusbeh Rezaia², Markus Litzlbauer³

¹AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.:0043-0-50550-6558, Email: daniel.burnierdecastro@ait.ac.at, Web: <http://www.ait.ac.at>

²Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe/ Arbeitsgruppe: Energy Economics Group, Gußhausstraße 25-29, 1040 Wien, Tel.: 0043-1-58801-370375, E-Mail: rezaia@eeg.tuwien.ac.at, Web: <http://www.eeg.tuwien.ac.at>

³Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe/ Arbeitsgruppe: Elektrische Anlagen, Gußhausstraße 25, 1040 Wien, Tel.: 0043-1-58801-370132, E-Mail: litzlbauer@ea.tuwien.ac.at, Web: <http://www.ea.tuwien.ac.at>

Kurzfassung: Die Auswirkung verschiedener Elektromobilitätsszenarien auf ausgewählte ländliche und städtische Niederspannungsnetzabschnitte im Bundesland Salzburg wurde analysiert. Im vorliegenden Beitrag wird speziell die Auswirkung dieser Elektromobilitätsszenarien in Kombination mit unterschiedlichen Ladestrategien auf das Spannungsniveau der Netzknoten untersucht. Beim Ladevorgang in der Elektromobilität spielt die Unsymmetrie zwischen den Phasen eine wichtige Rolle für die Auswirkung auf die Netze. Daher wird dieses Thema (Phasenunsymmetrie) genauer betrachtet, wobei einige Zwischenergebnisse des Projekts V2G-Strategien dargestellt werden. Es zeigt sich, dass das einphasige Laden zu Verletzungen der Spannungsgrenzen führen kann, wenn dieses bei mehreren Netzknoten an derselben Phase konzentriert ist. Eine optimale Lösung für das einphasige Laden wäre die gleichmäßige Verteilung der E-Fahrzeuge je einer der drei Phasen. Das dreiphasige Laden wird auch berücksichtigt – in dem Fall wird die Ladeleistung jedes E-Fahrzeuges symmetrisch auf die drei Phasen aufgeteilt.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und wird im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt. Das Projektkonsortium setzt sich zusammen aus der TU Wien (Antragsteller), dem Austrian Institute of Technology und der Salzburg Netz GmbH.

Keywords: Elektromobilität, Ladestrategien, Spannungsprobleme, Phasenunsymmetrie

1 Einleitung

Nach einem Jahrhundert an Dominanz von Verbrennungskraftmotoren im Bereich der Personenkraftwagen zeichnet sich eine Entwicklung in Richtung der Durchdringung batteriebetriebener Fahrzeuge im Bereich des motorisierten Individualverkehrs ab. Eine hohe Durchdringung an Elektrofahrzeugen hätte neben positiven Umweltaspekten (regionale Verringerung der CO₂-Emissionen und Partikel in den Abgasen) auch die Reduktion der wirtschaftlichen Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zur Folge. Andererseits wird eine hohe Durchdringung mit E-Fahrzeugen im Energiesystem zu neuen Anforderungen an den Systembetrieb.

Um die Auswirkung der Elektromobilität auf die Stromnetze zu untersuchen, wurde diese Arbeit wie folgt aufgebaut: Im Kapitel 2 werden die für die Analyse ausgewählten Netzabschnitte dargestellt. Es wird beschrieben, wie die Haushaltsladeprofile für die zeitlichen Simulationen mit diesen Netzen erstellt wurden. Basierend auf der Anzahl von Einwohnern wurden Durchdringungsszenarien (Jahr 2030 und Jahr 2050) definiert. Zusätzlich wurden zwei Ladestrategien (ungesteuertes Laden und marktorientiertes Laden) definiert und die entsprechenden Ladelastprofile erstellt. Kapitel 3 stellt die Problematik der Spannungsqualität (laut der Norm EN 50160) und die Ergebnisse bei Einsatz der verschiedenen Durchdringungsszenarien im Zusammenhang mit den verschiedenen Ladestrategien auf die Spannungsqualität der ausgewählten Niederspannungsnetze dar. In diesem Kapitel werden auch die nächsten Schritte im Projekt V2G-Strategien beschrieben.

2 Elektromobilitätsszenarien

Um die Auswirkung der Elektromobilität auf die Spannungsqualität zu untersuchen, wurden zuerst Netzabschnitte ausgewählt. Basierend auf verschiedene Durchdringungsgrade von Elektromobilität, Batterietypen, Verkehrsdaten und Ladestrategien wurden dazu passende Elektromobilitätsszenarien aufgebaut, die in die Simulationsumgebung (DIGSILENT PowerFactory®) integriert wurden.

2.1 Untersuchte Netzabschnitte

Nach einer demographischen Analyse des Bundeslandes Salzburg (Netze mit unterschiedlichen Verbrauchsstrukturen) wurden drei Niederspannungsnetzabschnitte aus der Stadt Salzburg und drei aus dem Gebiet Lungau ausgewählt. Die Netzdateien wurden von der Salzburg Netz GmbH zur Verfügung gestellt.

Da die Salzburg Netz GmbH Neplan® als Netzplanungssystem verwendet, während AIT DIGSILENT PowerFactory® als Netzberechnungs- und Simulationstool einsetzt, war es notwendig, die Netzdaten von Neplan® in PowerFactory® zu importieren. Um die Phasensymmetrie in den ausgewählten Netzabschnitten berücksichtigen zu können, wurden die Netzdateien in ein Vierleitermodell (mit niederohmiger Nullung bei jeder Kundenanlage) angepasst.

Für die Niederspannungsnetze wurde basierend auf der Höhe des Energieverbrauchs (anonymisierte Daten) die Anzahl der Einwohner je Hausnummer ermittelt. Damit konnte für un-

verschiedene Durchdringungsszenarien die Anzahl an Elektrofahrzeugen je Haushalt berechnet werden. Tabelle 1 zeigt die Anzahl von Personen (Haushaltkunden) je Netzabschnitt. Abbildung 1 zeigt ein Satellitenbild und die schematische Darstellung des Netzabschnittes S0752 (Stadt Salzburg).

Tabelle 1 – Anzahl von Personen pro ausgewähltem Netzabschnitt

Gebiet	Lungau			Stadt Salzburg		
Netzbezeichnung	0222	0232	0249	S0752	S0978	S0998
Anzahl von Personen	169	179	114	312	79	181



Abbildung 1 – Netzabschnitt 0752: Satellitenbild (Quelle: Google Maps) und schematische Darstellung (Quelle: Salzburg Netz GmbH, mit Anzahl der Personen je Wohngebäude)

Für die ausgewählten Netzabschnitte wurden gemessene Lastprofile (Auflösung im Sekundenbereich) angewendet. Diese Lastprofile ergeben sich aus der Verbrauchsmessung von 32 Haushalten in Oberösterreich. Die Profile beziehen sich auf rund 10-tägige Messungen des elektrischen Haushaltsverbrauchs im Winter 2010. Die 32 gemessenen Lastprofile wurden den Lasten des Netzabschnitts nach ihren Jahresenergieverbräuchen zugeordnet (ohne Änderung in deren Originalform). Da die Messungen in den betrachteten Haushalten aufgrund der beschränkten Anzahl von Messgeräten nicht gleichzeitig erfolgten, wurden diese Lastprofile so angepasst, dass sie jeweils mit demselben Wochentag (Montag) beginnen.

Es wurden gemessene Haushaltslastprofile von anderen Netzen angewendet, weil die zur Verfügung gestellten standardisierten Lastprofile für die verfügbaren Netzabschnitte für unsere Analyse nicht geeignet waren. Die standardisierten Haushaltslastprofile weisen eine Auflösung von 15min-Mittelwerten auf. Real ergeben sich innerhalb des 15-min-Intervalls in der einzelnen Kundenanlage Laständerungen um mehrere Kilowatt an einem Außenleiter bzw. insgesamt sehr stark ausgeprägte unsymmetrische Belastungssituationen. Außerdem kann die Methode der standardisierten Lastprofile in der Netzberechnung erst ab hinreichend großen Verbrauchergruppen angewendet werden [[1]. Daher sind diese standardisierten Lastprofile für die Analyse nicht geeignet. Die in der Analyse verwendeten Haushaltslastprofile basieren auf gemessenen (dreiphasigen) Leistungswerten.

2.2 Elektromobilitätsszenarien

Mit der Berücksichtigung der Anzahl der Haushaltskunden je Hausnummer (ermittelt aus den anonymisierten Energieverbrauchsdaten) wurden zwei E-Mobilitäts Durchdringungsszenarien mit jeweils 40% (Jahr 2030) bzw. 98% (Jahr 2050) Durchdringung bestimmt (Tabelle 2).

Die Datengrundlage für die Modellierung der Durchdringungsszenarien stützt sich auf historische Daten der Anzahl an zugelassenen Fahrzeuge im Bundesland Salzburg [[2]. Das Modell wurde hinsichtlich der Berechnung der Durchdringungen in den einzelnen Regionen erweitert und angepasst. Die Durchdringungswerte beziehen sich auf Plug-In Hybrid Fahrzeuge mit einer Batteriekapazität von 16 kWh und rein batteriebetriebene Fahrzeuge mit Kapazitäten von 16, 24 bzw. 48 kWh.

Tabelle 2 – Anteil der EVs am österreichischen PKW-Bestand

Fahrzeugkategorien	Anteil der EVs am Österr. PKW-Bestand	
	Szenario 2030	Szenario 2050
PHEV 16kWh	8%	4%
BEV 16kWh	19%	50%
BEV 24kWh	7%	14%
BEV 48kWh	6%	30%

Die errechneten Durchdringungswerte für das Projekt ergeben sich aus einem Szenario, das ein aktives politisches Eingreifen bezüglich der Förderung der neuen Technologien vorsieht. Hier wurde von einer schrittweisen Anhebung der Mineralölsteuer und gleichzeitig von einer Verschärfung der CO₂-abhängigen Zulassungssteuer (NOVA) ausgegangen [[2].

Für alle vorgegebenen Niederspannungsnetzabschnitte der Stadt Salzburg und des Lungaus wurden vom Projektpartner TU Wien Ladeprofile für die angenommene Durchdringung von Elektrofahrzeugen erstellt. Dabei sind geeignete Ladestandorte ermittelt und Ladeprofile einzelner EVs, wie auch Kollektive von Mehrfamilienhäusern und ganzer Netzabschnitte, berechnet worden.

Als mögliche verkehrstechnische Grundlage zur Erstellung der Elektrofahrzeugladeprofile standen die tabellarischen Datensätze einiger nationaler und internationaler Mobilitätsstudien zur Verfügung. Schlussendlich fiel die Wahl, auf Grund der passenden geografischen Übereinstimmung, auf die Mobilitätsstudie der Stadt Salzburg 2004¹. Diese beruht auf einer schriftlich-postalischen Stichtagsbefragung. Von dieser Erhebung wurden der Datensatz des motorisierten Individualverkehrs herangezogen und insgesamt rund 2600 anonymisierte Weg-Zeit-Profile der befragten Personen extrahiert. Zur Vereinfachung wurde angenommen, dass die zurückgelegten Wegketten einer Person mit denen eines Fahrzeuges ident sind.

Es wurden Anschlussleistungen von rund 4 kW_{el} (~1 phasig, 230V, 16A) und 11 kW_{el} (~3 phasig, 400V, 16A) herangezogen und unter Berücksichtigung des Ladeverhaltens der

¹ Zur Verfügung gestellt von HERRY Consult.

Li-Ion Batterien berechnet [[3]. Bezüglich der Wirkungsgrade des Ladesystems η_c wurden 90% für 4 kW_{el} Anschlussleistung und 80% für 11 kW_{el} gewählt. Weiters wurde angenommen, dass nicht die gesamte Kapazität – zur Schonung der Batterien und für eine längere Lebensdauer – verwendet wird. Der nutzbare Anteil der Batterie wurde deshalb mit 80% für BEV und 60% für PHEV angesetzt.

Mit Hilfe der Software MATLAB wurde von der TU Wien ein Modell entwickelt, das aus den getroffenen Annahmen und festgelegten Parametergrößen, wie Batteriegröße und Ladeleistung, und den Datensätzen der Mobilitätsenerhebung die Ladeprofile jedes einzelnen Fahrzeuges ermittelt. Es wurden nur jene Fahrzeuge betrachtet, bei denen die untere SOC-Grenze im Tagesverlauf nie unterschritten wurde.

Soll nun ein Summenladeprofil für ein Kollektiv von mehreren EVs eines Mehrfamilienhauses oder eines ganzen Netzabschnittes berechnet werden, sind die Ladeprofile der einzelnen Fahrzeuge aufzusummieren. Anhand des beschriebenen Modells wurden zwei Ladestrategien eingeführt:

- Ungesteuertes Laden: Der Ladenvorgang beginnt sobald das Auto sich zuhause befindet;
- Marktorientiertes Laden: Das Ziel beim Laden liegt in der Minimierung der Ladekosten. Fahrzeuge werden geladen, wenn die Strompreise am günstigsten sind [[4].

Tabelle 3 – fasst alle Elektromobilitätsszenarien zusammen, für die entsprechende Fahrzeuglastprofile erstellt wurden. Es wurden sieben aneinander gereihte Tage (Winter) im Minutenwert erstellt – ohne Unterschied zwischen Wochentags- und Wochenend-Profilen.

Tabelle 3 – Elektromobilitätsszenarien

Fahrzeuglastprofile	Beschreibung
Kein EV	Kein EV wird in den Simulationen betrachtet (Vergleichszweck)
2030_1ph_4kW_L1	Szenario 2030, Einphasiges Laden, max. Ladeleistung 4 kW _{el} , <i>Jedes FZ (Fahrzeug) wird nur an der Phase L1 geladen.</i>
2030_1ph_4kW_L1-3	Szenario 2030, Einphasiges Laden, max. Ladeleistung 4 kW _{el} , <i>Die einzelnen FZ werden gleichverteilt zwischen den drei Phasen</i>
2030_3ph_11kW_L1-3	Szenario 2030, Dreiphasiges Laden, max. Ladeleistung 11 kW _{el} , <i>Die Ladeleistung jedes FZ wird symmetrisch auf die drei Phasen aufgeteilt.</i>
2050_1ph_4kW_L1	Szenario 2050, Einphasiges Laden, max. Ladeleistung 4 kW _{el} , <i>Jedes FZ wird nur an der Phase L1 geladen.</i>
2050_1ph_4kW_L1-3	Szenario 2050, Einphasiges Laden, max. Ladeleistung 4 kW _{el} , <i>Die Ladeleistung jedes FZ wird symmetrisch auf die drei Phasen aufgeteilt.</i>
2050_3ph_11kW_L1-3	Szenario 2050, Dreiphasiges Laden, max. Ladeleistung 11 kW _{el} , <i>Die einzelnen FZ werden gleichverteilt zwischen den drei Phasen</i>

In einem früheren Schritt wurden auch die Szenarien 2030_1ph_11kW_L1 und 2050_1ph_11kW_L1 betrachtet. Sie führten aber aufgrund der hohen einphasigen Ladung (11 kW_{el} mal Anzahl der Fahrzeuge) zu häufigen Spannungsproblemen und wurden daher nicht weiter betrachtet.

3 Auswirkung der Elektromobilität auf die Spannungsqualität

3.1 Spannungsqualität

Die Höhe der Spannung ist ein wesentliches Spannungsqualitätsmerkmal und ist gemäß EN 50160 als 10-Minuten-Mittelwert definiert. Diese Norm spezifiziert die wesentlichen Merkmale der Netzspannung am Netzanschlusspunkt unter normalen Betriebsbedingungen [[5]. Laut dieser Norm muss die Spannung 100% der Zeit zwischen [-15% +10%] und mindestens 95% der Zeit zwischen [-10% +10%] gehalten werden. Jede Last bewirkt über die Impedanz der Leitungen eine Absenkung der Spannung, während Einspeisungen eine Anhebung verursachen. Aufgabe des Netzbetreibers ist es, das Netz so auszulegen, dass die Spannungshaltung innerhalb der Toleranzen nach EN 50160 gewährleistet ist.

Abbildung 2 zeigt das betrachtete Spannungsband zwischen Nieder- und Mittelspannung. Die Bereiche der Spannungsanhebungen aufgrund der Erzeugung und Spannungsabsenkungen aufgrund der Lasten werden dargestellt. Bei dieser Planungsebene werden die Auswirkungen von Erzeugungsanlagen und Lasten unabhängig voneinander (ohne Betrachtung des Kompensationseffektes) berücksichtigt [6]. Da die NS-Netze konzipiert wurden, um die Lasten zu versorgen, ist die Spannungsbandzuordnung zwischen den Erzeugungsanlagen (8%) und Lasten (3%) für diese Spannungsebene unsymmetrisch.

In den betrachteten Netzabschnitten wurden die Transformatorstationen auf der OS-Seite (Oberspannungsseite) mit einer Synchronmaschine (Konstante Spannungsquelle) verknüpft. Damit wird der Einfluss des übergeordneten Netzes auf das Niederspannungsnetz verhindert. Der Spannungswert an dieser Synchronmaschine wurde auf 0,98 p.u. gestellt (obere grüne Linie in der Abbildung 2 – Im Leerlauf ist das Spannungsniveau in der Mittelspannungsseite gleich wie das Spannungsniveau auf der Niederspannungsseite). Bei 2% Spannungsabfall am Ortsnetztrafo sinkt die Spannung auf 0,96 p.u. (untere grüne Linie in Abbildung 2). Es wurde angenommen, dass Spannungswerte kleiner als 0,90 p.u. bei 10 Minuten-Mittelwert (rote Linie in der Abbildung 2) Unterspannung entsprechen. Zu beachten ist, dass dieser Fall einem „Worst-Case“ (Starklast) entspricht, in dem die gesamte Unschärfe des Stufenreglers und 2% Spannungsabfall am Ortsnetztrafo betrachtet wird.

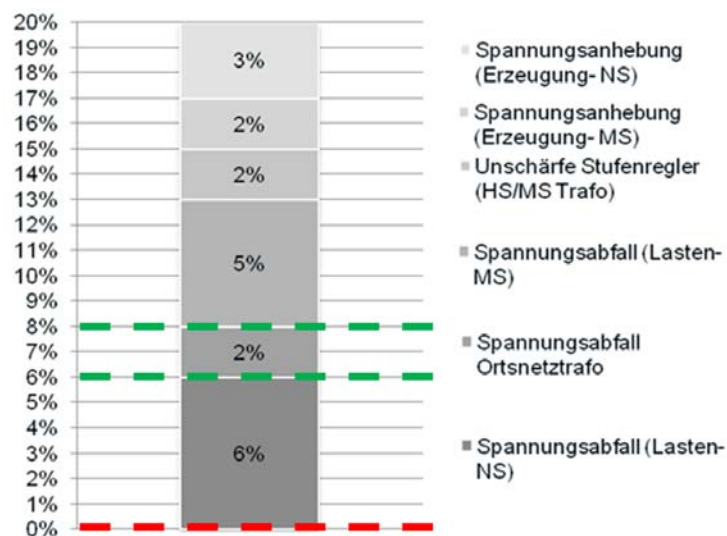


Abbildung 2 – Spannungsanhebungen und Spannungsabsenkungen

Da die in diesem Beitrag präsentierte Untersuchung nur Ladevorgänge berücksichtigt werden (es wird keine Rückspeisung von den Batterien ins Netz betrachtet), ist die Problematik der Unterspannung an allen Phasen ein Thema. Zu beachten ist, dass sich im Fall einphasiger Belastung oder Einspeisung eine Sternpunktverschiebung ergibt, was zu einer Spannungsänderung auch an den nicht betroffenen Phasen führt.

3.2 Simulationsmethode und Ergebnisse

Die Simulationen wurden von AIT mit DigSILENT PowerFactory® durchgeführt. Die Haushaltsprofile (Abschnitt 2.1) und die Elektrofahrzeugprofile (Abschnitt 2.2) werden in die Lastelemente der Netzmodelle während der Simulationen eingelesen (Abbildung 3). Kein HH-Lastzuwachs wurde zwischen den Durchdringungsszenarien 2030 und 2050 in Betracht gezogen (Annahme: Erhöhte Verbrauchseffizienz). Für alle in Tabelle 3 – dargestellten Elektromobilitätsszenarien, für jeden Netzabschnitt und für beide Ladestrategien „Ungesteuertes Laden“ und „Marktorientiertes Laden“ wurde eine Woche (Winter) lang eine Simulation durchgeführt – insgesamt 84 Einzelsimulationen. Als Ergebnisse wurden die Neutralleiterspannungen aller Außenleiter (L1, L2 und L3) von allen betrachteten Netzknoten exportiert. Die betrachteten Netzknoten sind diejenigen, die einem Haushaltanschluss entsprechen (Der Ladevorgang erfolgt nur zu Hause). Zu erwähnen ist, dass, obwohl die verwendeten Haushaltlastprofile im Sekundenbereich gemessen wurden, wurden diese aufgrund des Recheraufwands auf den Minutenbereich interpoliert. Dies führte aber zu keiner Informationsverlust.

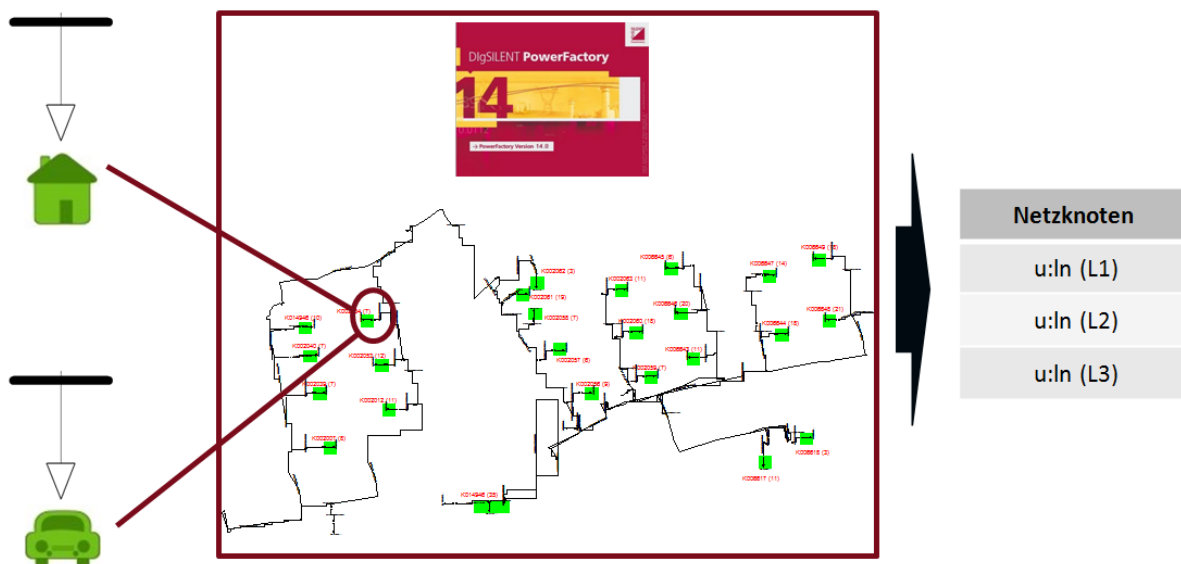


Abbildung 3 – Vereinfachte Darstellung der Simulationsmethode

Beispielsweise zeigt Abbildung 4 für das Netz 0222 (Szenario „2050_1ph_4kW_L1“ – Ungesteuertes Laden) die Leistungen der bestehenden Haushalte an allen Außenleitern, die Ladeleistungen der E-Fahrzeuge (Laden nur an Phase L1 und nur am Standort „Zuhause“, ab-

solutes „Worst-Case-Szenario“), die Summe (HH + EV) und die Spannungen an allen Außenleitern.

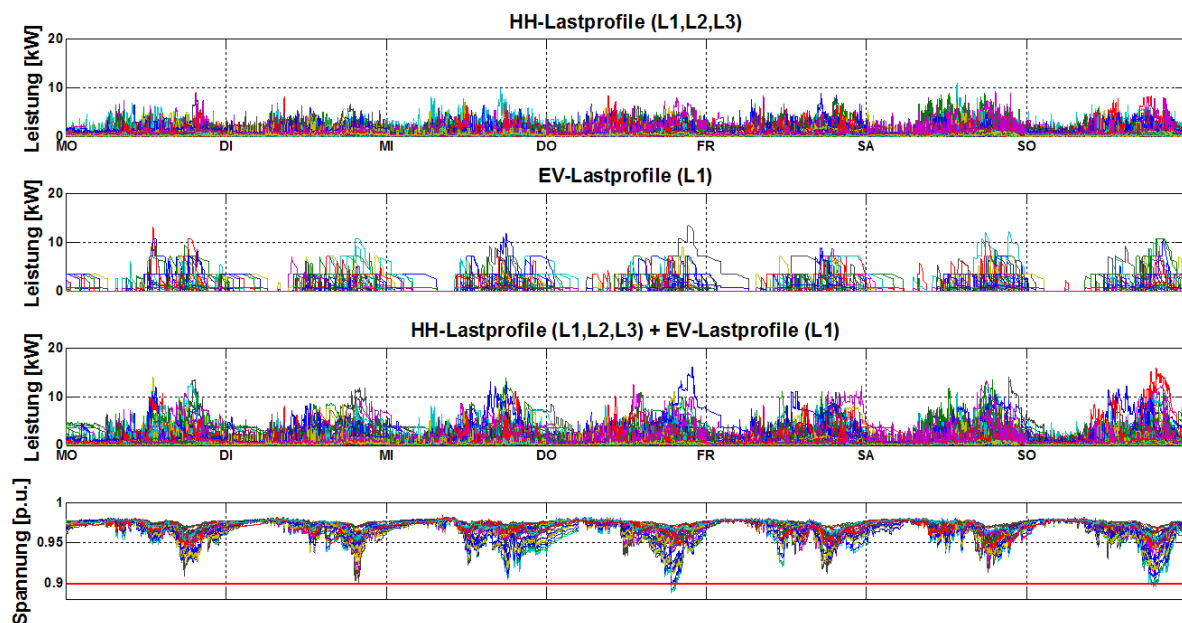


Abbildung 4 – Leistungswerte von Haushalten, Elektrofahrzeugen und ihre Auswirkung auf die Spannung

Trotz der hohen Leistungen aus der Summe der Haushaltslasten und der Ladeprofile, treten nur an zirka 7% der betrachteten Knoten im Netz 0222 temporär Werte unter 0,9 p.u. (alle an L1) auf. Die Dauer der Spannungsprobleme muss aber berücksichtigt werden. Laut der Norm EN 50160 entsprechen eigentlich diese Werte unter 0,9 p.u. für dieses Beispiel keiner Unterspannung – kein Spannungswert liegt unter 0,85 p.u. und nur 0,8% (< 5%) der Werte liegen unter 0,9 p.u. – damit sind die Bedingungen der Norm erfüllt. Abbildung 5 zeigt die „betroffenen“ Netzknoten (in grün) und die zwei Zeitbereiche, in denen die Spannungswerte (Phase L1) sich unter 0,9 p.u. befinden (Dauer der Spannungsprobleme).

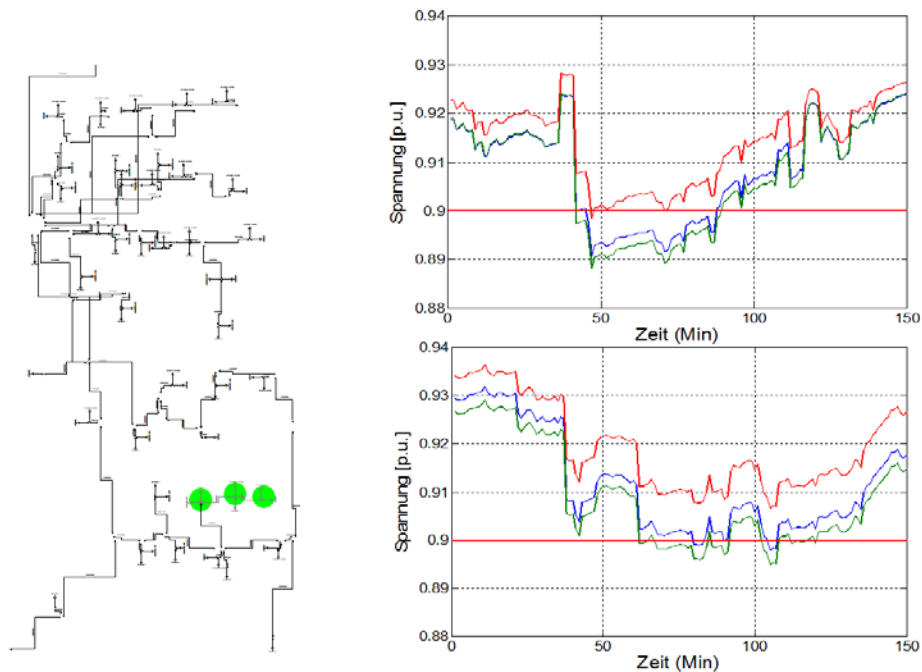


Abbildung 5 – Von Spannungsproblemen betroffene Netzknoten und Dauer der Probleme

Abbildung 6 zeigt für das Netz 0222 die Spannungsänderung bei ungesteuertem Laden im Szenario ohne Elektromobilität, Szenario „2030_1ph_4kW_L1“ und Szenario „2050_1ph_4kW_L1“. Die Spannungsänderungen sind für alle Knoten eines der betrachteten Niederspannungsnetzabschnitte ersichtlich. Pro Netzknoten werden die Spannungswerte für alle drei Phasen dargestellt. In Abbildung 6 erfolgt das einphasige Laden an allen Netzknoten immer an der Phase L1 (absolutes „Worst-Case-Szenario“). Es werden in der Abbildung auch die Anzahl pro Fahrzeugtyp und die Anzahl von Personen im Netz 0222 gezeigt.

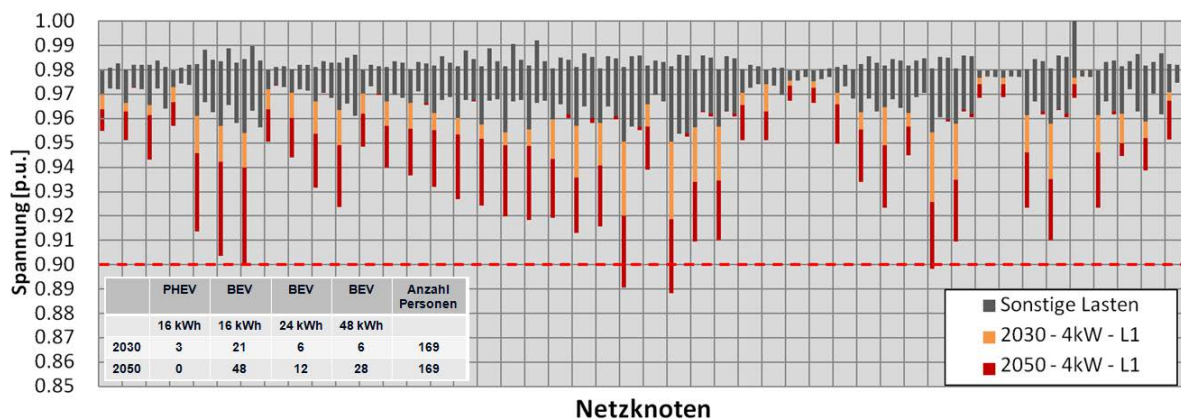
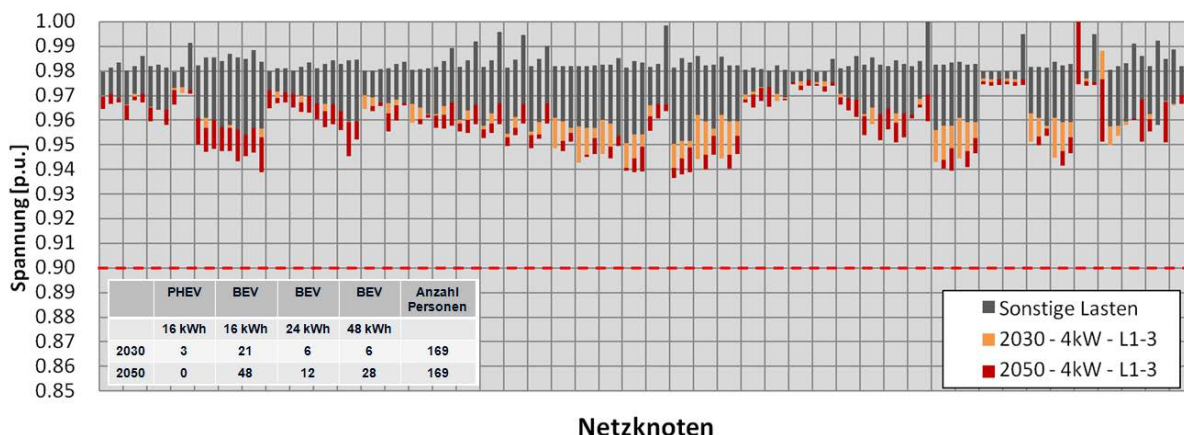


Abbildung 6 – Spannungsänderung aufgrund der Elektromobilität (Das Laden erfolgt an der Phase L1)

Wie beschrieben, entsprechen laut der Norm EN 50160 die unter 0,9 p.u. dargestellten Werte keiner Unterspannung. Abbildung 7 zeigt dasselbe Szenario mit dem Unterschied, dass hier die einphasigen Lasten auf drei Phasen verteilt sind. Die gleichmäßige Aufteilung auf drei Phasen führt zu einer Entlastung der betrachteten Knoten (absolutes „Best-Case-Szenario“). Die Realität liegt zwischen den beiden dargestellten Grenzszenarien.



Netzknoten

Abbildung 7 – Spannungsänderung aufgrund der Elektromobilität (Laden auf die drei Phasen verteilt)

In Abbildung 6 und Abbildung 7 ist ersichtlich, dass sich aufgrund der Sternpunktverschiebung an einigen Knoten ihre drei Phasen gegenseitig beeinflussen. Diese Auswirkung führt aber im keinem betrachteten Fall zu Spannungsanhebungen, die die obere Spannungsgrenze (laut der Norm EN 50160 +10% p.u.) verletzen.

Bei den dreiphasigen Szenarien „20x0_3ph_11kW_L1-3“ sind die Spannungsniveaus zwischen den drei Phasen eines einzigen Netzknotens sehr gering, da die Ladeleistung (max. 11kW_{el}) jedes FZ symmetrisch auf die drei Phasen aufgeteilt wird. Der Unterschied kommt nur durch den unsymmetrischen Haushaltverbrauch.

Für jedes betrachtete Szenario (84 Stück) wurde eine ähnliche Analyse durchgeführt. Tabelle 4 fasst die Ergebnisse aller Szenarien für alle Netzabschnitte mit den beiden Ladestrategien zusammen. Die meisten U-Probleme treten im Szenario „2050_1ph_4kW_L1“ auf. Grund dafür ist, dass alle Fahrzeuge an der Phase L1 geladen werden („Worst-Case-Szenario“). Die Belastung an dieser Phase ist, aufgrund der hohen Elektrofahrzeugdurchdringung von 98% (2050), besonders hoch.

Tabelle 4 – Zusammenfassung der Spannungsprobleme (U: Ungesteuertes Laden, M: „Markt-orientiertes Laden,,)

	0222		0232		0249		S0752		S0978		S0998	
	U	M	U	M	U	M	U	M	U	M	U	M
Kein EV												
2030_1ph_4kW_L1							A,B	A, B				
2030_1ph_4kW_L1-3												
2030_3ph_11kW_L1-3												
2050_1ph_4kW_L1				A			A, B	A, B				A, B
2050_1ph_4kW_L1-3								A				
2050_3ph_11kW_L1-3								A				

- Kein Spannungswert unter 0,9 p.u.
- Spannungswerte unter 0,9 p.u. (EN 50160 gewährleistet)
- A Nicht 100% der Zeit zwischen [-15% +10%]
- B Nicht mindestens 95% der Zeit zwischen [-10% +10%]

In den Netzabschnitten 0222, 0232, 0249 (Lungau), S0978 und S0998 (Stadt Salzburg) führt das ungesteuerte Laden zu einigen Werten unter 0,9 p.u. – die Norm EN 50160 wird aber in allen Fällen gewährleistet. Im Netz 0232 führt das marktorientierte Laden zu zwei Spannungswerten unter 0,85 p.u. (erste Einschränkung der Norm wird verletzt). Im Netz S0998 führt das marktorientierte Laden zu vier Werten unter 0,85 p.u. und zu Werten unter 0,9 p.u. über 6% der Zeit (beide Einschränkungen der Norm werden verletzt).

Das Netz S0752 (Stadt Salzburg) weist schon ohne Durchdringung von Elektromobilität einige Spannungswerte unter 0,9 p.u.. Diese Werte entsprechen aber laut der Norm keiner Unterspannung. Der Einsatz von E-Fahrzeugen führt zu noch niedrigeren Werten. Bei ungesteuertem Laden finden Spannungsverletzungen bei den Szenarien „2030_1ph_4kW_L1“ und „2050_1ph_4kW_L1“ statt, weil das Laden nur an der Phase L1 erfolgt. Beim marktorientierten Laden weisen auch die Szenarien „2050_1ph_4kW_L1-32“ und „2050_3ph_11kW_L1-3“ Probleme auf. In diesen Fällen sind die Spannungswerte aufgrund der hohen Ladeleistungen besonders tief (unter 0,80 p.u.).

3.3 Schlussfolgerungen und nächste Schritte

Es wurde ein „Worst-Case-Szenario“ analysiert – Laden aller E-Fahrzeuge erfolgt an der Phase L1. Dieses einphasige Laden führt bei beiden betrachteten Ladestrategien (ungesteuertes und marktorientiertes Laden) zu Spannungsproblemen, jedoch nur temporär an einzelnen Netzknoten. Außer beim Netz S0752 (in dem das Spannungsniveau auch ohne E-Fahrzeuge ziemlich niedrig ist) führt das ungesteuerte Laden zu keiner Spannungsverletzung (laut der Norm EN 50160).

Optimal wäre eine gleichmäßige Aufteilung des einphasigen Ladens von den verschiedenen Fahrzeugen auf die drei Phasen („Best-Case-Szenario“). Laut den Ergebnissen entspricht das einer deutlichen Entlastung des Netzes. Wenn dies aber nicht möglich ist, sollte wenigstens vermieden werden, dass viele Fahrzeuge an derselben Phase geladen werden (besonders wenn dies örtlich nah erfolgt).

Beim ungesteuerten Laden treten die meisten U-Probleme am späten Nachmittag (17:00 und 21:00) auf. Das ist der Zeitbereich, in dem die Bewohner normalerweise nach Hause kommen und der Ladevorgang beginnt. Beim marktorientierten Laden kommt es häufig zur Verletzung der Normbedingungen an unterschiedlichen Netzknoten, da alle Fahrzeuge zu den Zeitpunkten geladen werden, zu denen die Strompreise am günstigsten sind. Der Gleichzeitigkeitsfaktor ist in dem Fall sehr hoch. Als nächster Schritt werden die Fahrzeuglastprofile angepasst, um die punktuellen U-Probleme zu vermeiden.

Zu erwähnen ist auch, dass die gewählte untere Spannungsgrenze (0,9 p.u.) von der Situation abgeleitet wurde, in der die Netze stark belastet sind (2% Spannungssenkung an der Trafostation). Dies entspricht auch einem „Worst-Case Szenario“.

In einem weiteren Schritt des Projekts wird in einem der ausgewählten NS-Netzabschnitte ein PV-optimiertes Laden berücksichtigt. D.h. die E-Fahrzeuge werden mittels der PV-erzeugten Energie geladen. Es wird auch das Thema V2G (Rückspeisung von den E-

Fahrzeugen in das Netz) betrachtet. V2G führt ebenfalls zu Spannungsanhebungen an den Netzknoten, was im Zusammenhang mit der Betrachtung der Lastenunsymmetrie (Sternpunktverschiebung) zu komplizierten Netzzuständen führen kann.

Außerdem werden auch Mittelspannungsnetze analysiert und ebenso die Auswirkung der Elektromobilität auf diese Netzebene untersucht. Dafür werden alle Fahrzeugprofile an den mit diesen Knoten verbundenen untergeordneten Niederspannungsnetzen aufsummiert und die gesamte Auswirkung wird berücksichtigt.

Danksagung

Die Autoren danken dem Klima- und Energiefonds für die finanzielle Unterstützung des Projektes im Rahmen der Programmlinie Neue Energien 2020.

Referenzen

[1] A. Abart, M. Stifter, B. Bletterie, H. Brunner, D. Burnier de Castro, R. Pointner, A. Schenk, R. Pitz, H. Taus: "Augen im Netz: Neue Wege der Analyse elektrischer Niederspannungsnetze"; e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, Volume 128 (2011), 4; S. 122 - 127.

[2] M. Kloess, Müller Andreas (2011): „Simulating the impact of policy, energy prices and technological progress on the passenger car fleet in Austria - A model based analysis 2010 - 2050“, Energy Policy, Volume 39, Issue 9, pp. 5045-5062.

[3] Schuster, A.: "Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen“, Diplomarbeit, Institut für elektrischen Anlagen und Energiewirtschaft der technischen Universität Wien 2008

[4] R. Rezania, D. Burnier de Castro, A. Abart: "Energiespeicher zum regionalen Leistungsausgleich in Verteilernetzen - netzgeführter versus marktgeführter Betrieb"; Vortrag: IEWT 2011 - 7. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien; 16.02.2011 - 18.02.2011.

[5] ÖVE/ÖNORM EN 50160:2011 03 01, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen (deutsche Fassung)

[6] B. Bletterie, A. Gorsek, A. Abart, M. Heidl: "Understanding The Effects Of Unsymmetrical Infeed On The Voltage Rise For The Design Of Suitable Voltage Control Algorithms With PV Inverters"; Vortrag: 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, München; 05.09.2011 - 09.09.2011; in: "Proceedings 26th EUPVSEC", WIP München, 5BV.1.7 (2011), ISBN: 3-936338-27-2.