

# ANWENDUNG DER LASTGANGRECHNUNG AM BEISPIEL DER ELEKTROMOBILITÄT

Andreas Heier<sup>1</sup>, Andreas Hutterer<sup>2</sup>, Alfons Haber<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Stadtwerke Landshut, Christoph-Dorner-Str. 9, D-84028 Landshut, +49 871 / 1436-2100, +49 871 / 1436-2102, a.heier@stadtwerke-landshut.de, www.stadtwerke-landshut.de

<sup>2</sup>Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, s-ahutte@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

<sup>3</sup>Hochschule Landshut, Am Lurzenhof 1, D-84036 Landshut, +49 871 506 230, alfons.haber@haw-landshut.de, www.haw-landshut.de

**Kurzfassung:** Für die Auslegung von Betriebsmitteln im Niederspannungsnetz ist die zeitgleich auftretende Maximallast das entscheidende Auslegungskriterium. Die unterschiedlichen Bedürfnisse nach elektrischer Energie der einzelnen Abnehmer sind dabei zu berücksichtigen. Mittels der Lastgangrechnung ist es möglich, für einen oder wenige Abnehmer, eine präzisere Abschätzung der vorzuhaltenden Leistung zu erlangen. Die Lastgangrechnung berücksichtigt das unterschiedliche Verbrauchsverhalten in Form von Lastgängen, die in die Berechnung der erwartenden Last einfließen. Für die Auslegung von Niederspannungsnetzen, bei der die Ladesäulen als Verbraucher angeschlossen werden, wurde im Rahmen der Untersuchung eine Systematik entwickelt, die mit der Lastgangrechnung angewendet werden kann. Damit ist es möglich, die teilweise sehr großen Differenz bei der Auslegung erwarteter Leistungen zu tatsächlich benötigter Leistung für Niederspannungsnetze besser zu prognostizieren und so in den Griff zu bekommen.

**Keywords:** E-Mobilität, Lastgang, vorzuhaltende Leistung, Auslegung von Betriebsmitteln

## 1 Einleitung

Eine bedarfsgerechte, sichere und wirtschaftliche Auslegung der Netze unter Berücksichtigung der technischen Anforderungen gilt es zukünftig ebenso wie in der Vergangenheit zu gewährleisten. Die Planung der Niederspannungsnetze wird fortwährend durch die steigende Anzahl von Variablen komplexer. So gilt es insbesondere den Bedarf an zusätzlichen Ladestationen für die Elektromobilität zuverlässig und mit hoher Aussagekraft für die leistungsmäßigen Betrachtungen zu berücksichtigen.

### 1.1 Problemstellung

Mit der beginnenden Durchdringung von Elektroautomobilen im Fahrzeugmarkt, wird die Nachfrage an Elektrizität steigen. Das Energieversorgungsnetz, vor allem im Niederspannungsbereich, wird durch das unkontrollierte Laden der Akkumulatoren durch die Ladestationen deutlich mehr belastet werden.

Betrachtet man das Nutzerverhalten der privaten Fahrzeughalter, so kommt man zur Erkenntnis, dass die meisten Besitzer ihre Automobile am frühen Abend zu Hause parken. Nach der Ankunft werden Elektroautomobile meistens umgehend an eine Ladeeinrichtung

angeschlossen, um die Akkumulatoren des Elektroautomobils zu laden. Bei einer großen Anzahl an gleichzeitig aufzuladenden Elektroautomobilen ergibt sich eine hohe Belastung des Niederspannungsnetzes und in weiterer Folge auch des Mittelspannungsnetzes.

Dadurch kann es zu Problemen bei der Netzstabilität und der Netzauslastung (mit einhergehenden Spannungsänderungen) kommen, im schlimmsten Fall sogar zum Zusammenbruch des Energieversorgungsnetzes. Die damit verbundenen Herausforderungen stellen die Netzplaner und Akteure im Energiesystem vor schwierige Aufgaben. Mit einer steigenden Anzahl an Lademöglichkeiten und Elektroautomobilen und der damit einhergehenden zusätzlichen Netzbelastung soll die Netzstabilität trotzdem jederzeit sichergestellt sein. Mit den bisherigen Möglichkeiten kann die zu erwartende Netzbelastung nicht oder nur unzureichend abgeschätzt werden, da bis jetzt keine Methodik existiert, die diese Aufgabe umfassend abbildet.

## 1.2 Zielsetzung

Die Abschätzung der zusätzlichen Netzbelastung durch die gerade entstehende Elektromobilität ist für elektrische Anlagen auf Netzkundenseite, für Netzanschlüsse und für Niederspannungsnetze, gerade aus Kostentreibersicht, relevant. Hier ist eine systematische Vorgehensweise notwendig, die diesen Anforderungen gerecht wird, siehe Abbildung 1.

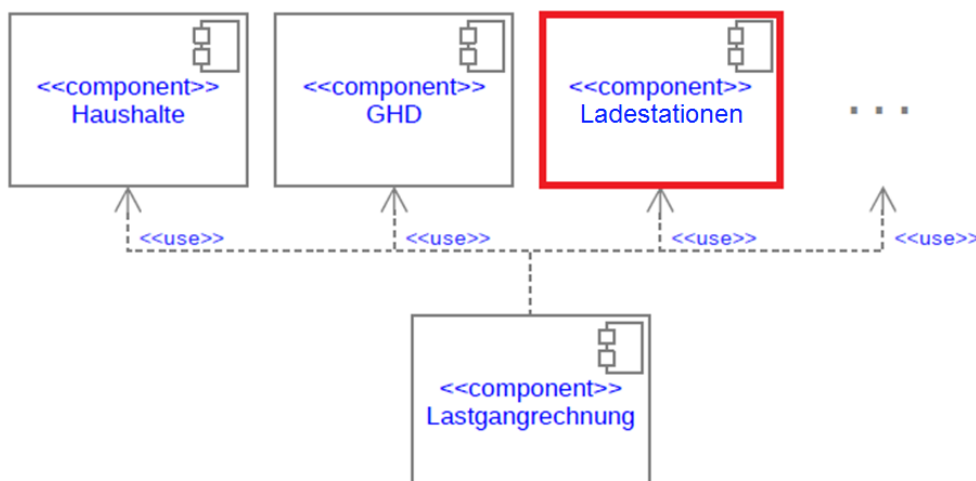


Abbildung 1: Übersicht zur Systematik der Lastgangrechnung für Ladestationen (Quelle: Eigene Darstellung nach Heier)

Mit Hilfe der neuen Konzeption für die Lastgangrechnung werden die Auswirkungen von Ladestationen und damit der Ladeleistungen auf das Stromnetz untersucht. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf der Generierung von Lastgängen für Ladeinfrastrukturen unter der Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten. Ein so kalibrierter Lastgang kann nun für eine Netzbetrachtung herangezogen werden und stellt eine Möglichkeit dar, die Last plausibler abzuschätzen. Dafür wurde ein Berechnungsalgorithmus entwickelt, der den Lastgang einer oder mehrerer Ladestationen beschreibt. Dadurch werden Netz- und Anlagenplaner in die Lage versetzt, die Auswirkungen der Elektromobilität auf das Stromnetz oder Teile davon besser abschätzen zu können. Die Berechnungsgüte wird durch die Anwendung der Lastgangrechnung (vgl. [Heier]) zusätzlich erhöht.

In Verbindung mit anderen Netznutzern wie Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) wird nun eine umfassende Betrachtung möglich. Die Methodik der Lastgangrechnung wird um die Komponente „Ladestationen“ erweitert (siehe Abbildung 1), sodass am Ende die durch die Netznutzer verursachte Last an einem Netznutzen oder in Netzteilen bestimmt werden kann.

## 2 Methodik

Für Ladestationen existieren bisher noch keine standardisierten Lastprofile (Stand Dezember 2017), wie sie es etwa für Gewerbe, Landwirtschaft oder Haushalte gibt. Im Folgenden wird die Herangehensweise zur Bestimmung der Lastgänge aufgezeigt.

### 2.1 Lastgangrechnung

Die vorzuhaltende Leistung am Netzanschlusspunkt ist die Grundlage für die Dimensionierung des Netzanschlusses und in zweiter Konsequenz für die Ermittlung des durch den Anschlussnehmer zu bezahlenden Baukostenzuschusses. Mit diesen Informationen legt der Netzbetreiber seine Betriebsmittel für Netzanschlüsse und Niederspannungsnetze aus. Daher ist es für den Netzbetreiber und den Netzkunden von besonderem Interesse, genau diese Leistung möglichst plausibel und diskriminierungsfrei zu ermitteln. Die Bestimmung der vorzuhaltenden Leistung am Netzanschlusspunkt ist eine statische Problemstellung. Für den ungünstigsten Belastungsfall wird eine zeitunabhängige Lösung gesucht, die ebenfalls Überlagerungen von mehreren Netznutzern für einen Netzabschnitt inkludiert.

Die Lastgangrechnung basiert auf Betrachtung von Leistungen diskreter Zeitpunkte, die letztendlich einen Lastgang ergeben. Die Berechnung basiert weiter auf Lastgängen für unterschiedliche Kundengruppen. Die Lastgangrechnung ist eine Erweiterung der Lastflussrechnung im quasistationären Betrieb. Dadurch erhält die Lastflussrechnung eine dritte Dimension. Neben der Last und der Leitungslänge, kommt der Lastverlauf über die Zeit hinzu. Die Durchmischung des individuellen Verbrauchsverhaltens wird dabei berücksichtigt. Somit kann auch in Fällen mit fehlenden oder mangelhaften Angaben hinreichend genau die vorgehaltene Leistung am Netzanschlusspunkt ermittelt werden. Unter Berücksichtigung einer lastgang- und mengenabhängigen Gleichzeitigkeit wird der ungünstigste Belastungsfall für eine Energierichtung ermittelt und somit eine bedarfsgerechte Netzplanung ermöglicht.

Das Verfahren eignet sich nicht für die Superposition von Einspeisung und Bezug. Es eignet sich jedoch immer für die getrennte Betrachtung der beiden Lastflussrichtungen, um Betriebsmittel auszulegen. Anders formuliert: es eignet sich nicht, um eine Residuallast zu bestimmen. Wesentlich sind in diesem Zusammenhang jedoch die Möglichkeiten der Ermittlung der planerischen und betrieblichen Leistungsmaxima im Netzabschnitt.

Die entwickelte Lastgangrechnung hat gewisse Alleinstellungsmerkmale:

- Einheitliche, systematische und diskriminierungsfreie Vorgehensweise in der Ermittlung der Leistung am Netzanschlusspunkt.

- Berechnung basierend auf diskreten Zeitabschnitten, die stets den ungünstigsten (laststärksten) Fall abbilden; jeweils die Maximallast für jede Viertelstunde im Betrachtungszeitraum.
- Das Verfahren ist dazu bestimmt den ungünstigsten Belastungsfall unter Berücksichtigung einer profilabhängigen Gleichzeitigkeit für eine Energierichtung zu ermitteln.
- Die Methodik eignet sich für eine bis einige Netzanschlüsse und jeweils für eine Energieflussrichtung.

Dadurch, dass die Lastprofile für die Ermittlung einer Maximallast mit künstlichem Lastausgleich zweckentfremdet werden, kann das Verfahren auch für einzelne Abnehmer angewendet werden. Dabei wird dem Lastprofil die Eigenschaft der Verbrauchsprognose genommen und in eine Lastgangprognose übergeführt.

Jahreslastgänge von Netzkunden aus registrierender Leistungsmessung sind eher die Ausnahme. Diese sind per se ideal, da sie das tatsächliche Verbrauchsverhalten abbilden. Fehlen diese, kann auf standardisierte Lastprofile zurückgegriffen werden. Um nun von einer dynamischen Lastprofilanwendung zu einer statischen zu gelangen, sind die dynamischen Eigenschaften der Lastprofile zu entfernen. Dazu wird von allen Zeitreihen von jedem Tag eines Betrachtungszeitraumes jeweils das Viertelstundenmaximum einer diskreten Zeit ermittelt, um so über den Betrachtungszeitraum stets den ungünstigsten (laststärksten) Zeitpunkt zu erhalten. Diese Eigenschaft, über das Jahr hinweg unterschiedliches Lastverhalten nachzubilden, wird so eliminiert.

Der so generierte Lastverlauf hat nun definierte Eigenschaften:

- jahreszeitenunabhängig
- Auflösung von 15 min gegeben

Die so generierten Lastgänge werden anschließend auf den Wert 1 normiert. Die Ermittlung der für jeden Hauptleitungsabzweig anzusetzenden Maximallast erfolgt gesondert. Das Skalarprodukt aus Maximallast und normierten Lastgang ist der Lastgangvektor. Die Summe aller Lastgangvektoren bestimmt damit den Lastgangvektor für die elektrische Anlage des Netzkunden und gleichzeitig die daraus resultierende Maximallast, die vorzuhaltende Leistung am Netzanschlusspunkt.

Systematik im Überblick:

- Zuordnung eines normierten Maximallastprofils zu jedem Hauptleitungsabzweig.
- Bestimmung des Lastgangvektors für jeden Hauptleitungsabzweig.
- Der Lastgangvektor des Hauptstromversorgungssystems wird durch die Summe aller Lastgangvektoren der Hauptleitungsabzweige bestimmt.

Wird die Systematik auf ein Netzgebiet oder einen Teil davon angewandt, so sind alle Netzanschlüsse nach Kundengruppen (z.B. Haushalt, Gewerbe oder unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen) aufzugliedern. Für die Gesamtheit der betrachteten Entnahmestellen ist dann jeweils die Maximallast zu bestimmen. Die ermittelten Maximallasten werden für Netzbetrachtungen nun wieder entsprechend der einzelnen Entnahmestellen, den Netzanschlüssen zugeordnet. Die dann für die einzelnen Netzanschlüsse angesetzte Leistung ist wegen der höheren Anzahl der betrachteten Entnahmestellen niedriger als bei einer Einzel-

betrachtung eines Netzanschlusses. Die vorzuhaltende Leistung am Netzanschluss und damit die Netzlast hat sich über die genannte Vorgehensweise vergleichzeitigt.

Ansatz für Netzbetrachtungen:

- Zuordnung eines Lastgangvektors zu jedem Netzanschlusspunkt.
- Bestimmung des Lastgangvektors für jeden Netzknotenpunkt (z. B. Muffe oder Kabelverteilerschrank).
- Der Lastgangvektor des Netzgebietes oder -teiles wird durch die Summe aller Lastgangvektoren der Netzknotenpunkte bestimmt.

## 2.2 Lastgänge für Ladestationen

Lastprofile bilden abhängig vom Verbrauchsverhalten und im Endeffekt kumulativ die Netzlast als Ganzes ab. Lastgänge bilden, wie vorher beschrieben, die mögliche Netzbelastung einzelner oder mehrerer Entnahmestellen ab. Im Falle der Elektromobilität hängt der Lastgang von der Ankunftszeit der Fahrzeugnutzer und der Möglichkeit der Ladung des Elektroautomobils ab. Für die Lastgangrechnung wird ein auf den Wert 1 normierter Lastgang für Ladestationen modelliert, siehe Abbildung 2.

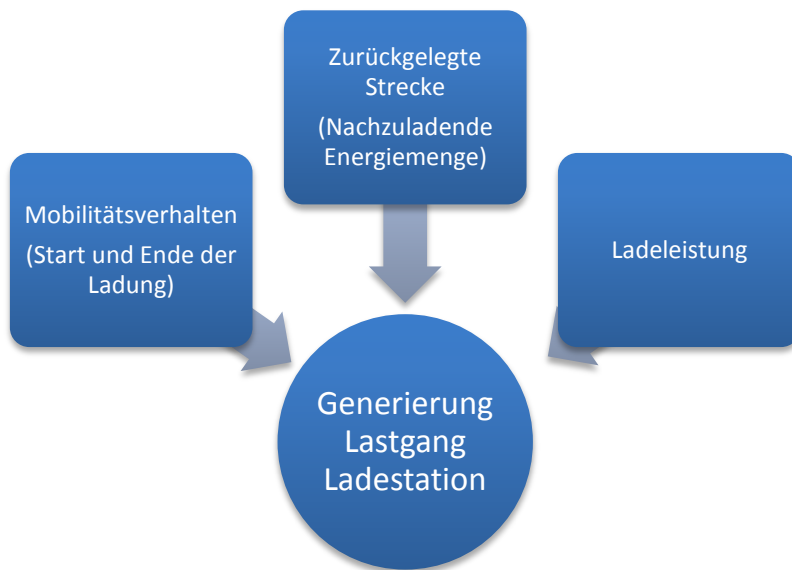


Abbildung 2: Modell zur Generierung von Lastgängen für Ladestationen  
(Quelle: Eigene Darstellung)

Anhand der Informationen aus den Mobilitätsstudien (vgl. [MID], 2008 und [Trommer], 2013) zur Fahrzeugnutzung wurden wahrscheinliche Ankunfts- und Abfahrtszeiten ermittelt. Die Ankunftszeiten der Nutzer von Elektroautomobilen sind statische Größen und unterscheiden sich je nach Mobilitätsverhalten der Kunden. Die wesentlichen Abstellorte für Fahrzeuge waren demnach der Parkplatz zu Hause und der Stellplatz am Arbeitsplatz (vgl. [MID], 2008).

Auf Basis dieser Erkenntnisse wurden die nachfolgend genannten Lastgänge festgelegt, die zu ermitteln waren.

- Lastgänge Ladung Heim

- Lastgänge Ladung Heim + Arbeit
- Lastgänge Ladung Wochenende

Durch den Betrieb der Elektroautomobile entsteht eine Kopplung des Mobilitätsverhaltens mit der Nachfrage an Elektrizität. Diese Elektrizitätsnachfrage, bestimmend auf dem Mobilitätsverhalten, variiert wie der konventionelle Strombezug zwischen Werk- und Wochentagen. Deshalb wurden für Wochen- und Wochenendtage unterschiedliche Ladekurven definiert. Um einen entsprechenden Lastgang für eine Ladestation erstellen zu können, wurden die Daten der Mobilitätsstudien mit den technischen Daten (Batteriekapazität, Reichweite und Verbrauch) von Elektroautomobilen und der Ladeleistung von Ladestationen in Zusammenhang gebracht (siehe Abbildung 2).

Für heutige Anwendungen ist es ausreichend, eine durchschnittliche Batteriekapazität aktueller Elektroautomobile zu verwenden. Folglich ist die benötigte Energiemenge beim Ladevorgang im Lastgang integriert, sodass die Batteriekapazität heute nicht genauer betrachtet werden muss. Bei der Betrachtung zukünftiger Netzbelastungen spielt diese eine wesentliche Rolle, da die benötigte Energiemenge beim Laden der Batterie Auswirkungen auf die Ladedauer hat.

Die ermittelten Lastgänge wurden für die Verwendung mit der Lastgangrechnung entsprechend aufbereitet.

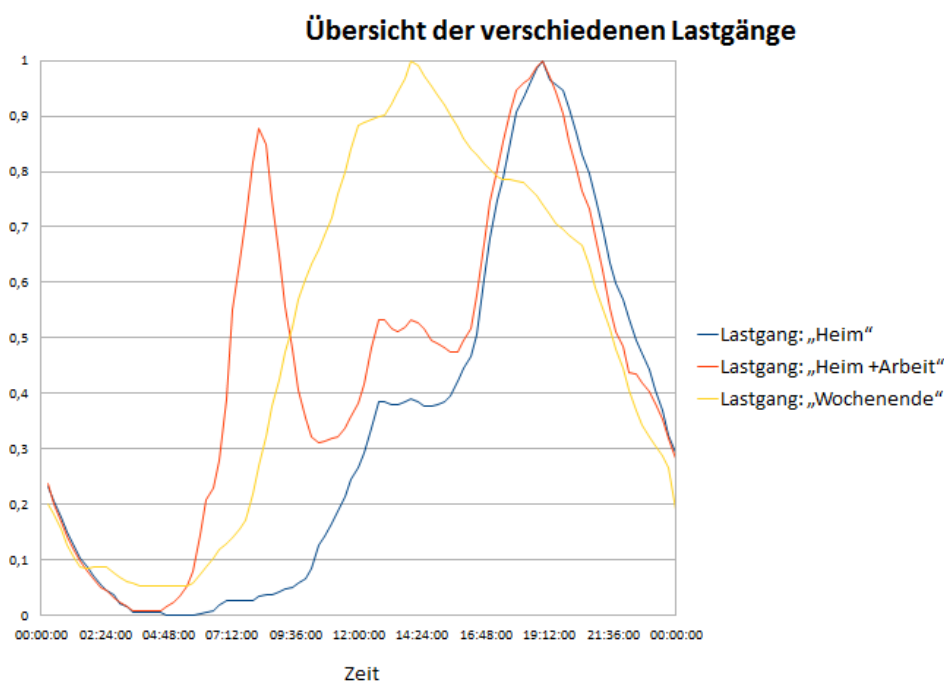


Abbildung 3: Vergleich der normierten Lastprofile aller Lademöglichkeiten (Quelle: Eigene Darstellung anhand der ermittelten Ergebnisse)

Vergleicht man die einzelnen Lastprofile („Heim“, „Heim + Arbeit“, „Wochenende“), lassen sich deutliche Unterschiede beim Verbraucherverhalten erkennen (siehe Abbildung 3). Werktags entstehen die Lastspitzen am späten Nachmittag, zusätzlich noch am Vormittag bei der Ladung am Arbeitsplatz und abends bei der Ladung zu Hause. Am Wochenende hingegen tritt diese Lastspitze in den Mittagsstunden auf und nimmt dann zum Abend hin ab.

## 2.3 Gleichzeitigkeitsfaktoren

Der Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt die Tatsache, dass nie alle Verbraucher gleichzeitig elektrische Energie benötigen. Durch empirische Untersuchungen wurden für verschiedene Abnehmergruppen unterschiedliche Gleichzeitigkeitsfaktoren für die resultierende Last bestimmt.

Im Bezug zur Elektromobilität ist der Gleichzeitigkeitsfaktor abhängig von der Anzahl der Elektroautomobile und definiert sich über einen Wert zwischen 0 und 1. Beginnend bei 1 strebt der Gleichzeitigkeitsfaktor mit zunehmender Anzahl an Ladestationen gegen einen Endwert, der je nach Ladeleistung unterschiedlich ist. Bereits ermittelte Gleichzeitigkeitsfunktionen können verwendet werden (vgl. [VBWE] oder [Goebel]).

## 3 Ergebnisse

Die Komponente „Ladestationen“ besteht aus zwei Lastganggeneratoren: „Heute“ und „Morgen“. Über diese werden aus den Eingangsparametern und dem Berechnungsalgorithmus Lastgänge und andere Kennwerte generiert. Der Gleichzeitigkeitsfaktor berechnet sich anhand der Eingangsparameter und der hinterlegten Kennlinie.

### 3.1 Lastganggenerator für Szenario „Heute“

Aus heutiger Sicht ist die durchschnittliche Batteriekapazität bereits im Lastgang enthalten, da diese bei dessen Bestimmung bereits eingeflossen ist. Daher sind für heutige Anforderungen zur Lastgangmodellierung folgende Eingangsparameter ausreichend:

- Lastgang nach Mobilitätsverhalten
- Ladeleistung der Ladestation
- Anzahl der Ladestationen

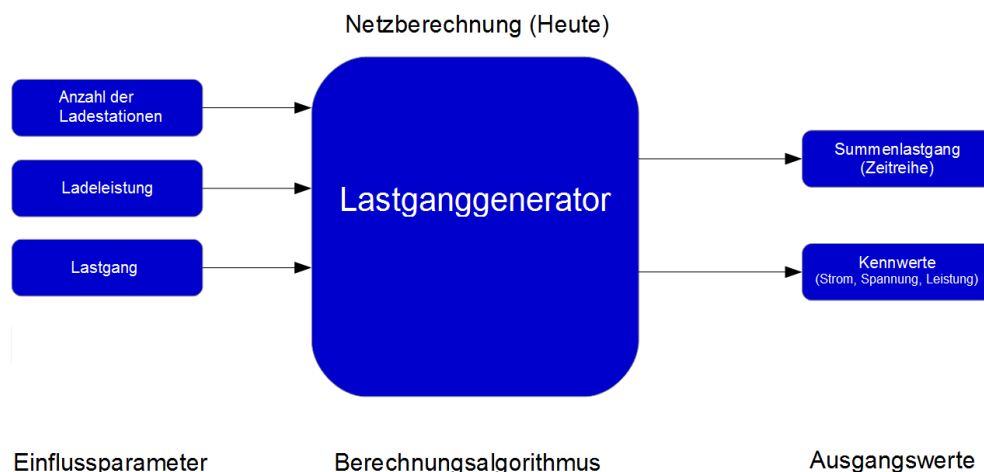


Abbildung 4: Lastganggenerator für die Netzberechnung (Quelle: Eigene Darstellung)

Die erarbeiteten Einflussparameter beeinflussen auf unterschiedliche Art und Weise das Ergebnis des Lastganggenerators (vgl. Abbildung 4). Die Höhe des Lastgangs und im Endeffekt die dadurch entstehende Netzbelastung zu einem bestimmten Zeitpunkt wird durch das

Produkt aus Ladeleistung, Anzahl der Ladestationen und Gleichzeitigkeitsfaktor bestimmt. Dabei wird unterstellt, dass immer eine vollständige Ladung des Elektroautomobils erfolgt. Teilladungen sind in diesem Modell bisher nicht berücksichtigt, da hierzu noch keine verwertbaren Erkenntnisse vorliegen und für die Netzplanung von diesem Fall ausgegangen wird.

### 3.2 Lastganggenerator für Szenario „Morgen“

Aktuell wird davon ausgegangen, dass eine wesentliche Einflussgröße in Zukunft die Kapazität der im Fahrzeug verbauten Akkumulatoren darstellt. Damit können nun zukünftige Ladungen und damit Lastgänge modelliert werden, siehe Abbildung 5. Bisher wurde die Batteriekapazität im Lastgang nicht berücksichtigt und war folglich statisch. Nun beeinflusst sie die Ladedauer und damit zusätzlich die Breite des Lastgangs. Für zukünftige Anforderungen an eine Lastgangmodellierung sind daher folgende Eingangsparameter notwendig:

- Lastgang nach Mobilitätsverhalten
- Ladeleistung der Ladestation
- Anzahl der Ladestationen
- Batteriekapazität (Ladeenergie)

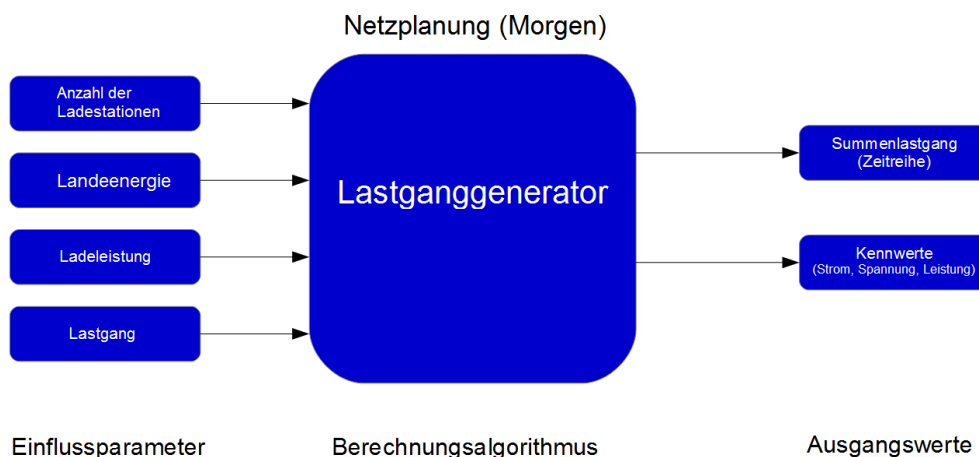


Abbildung 5: Lastganggenerator für die Netzplanung (Quelle: Eigene Darstellung)

### 3.3 Netzbetrachtung mit Hilfe der Lastgangrechnung

Für ein zu erschließendes Baugebiet im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Landshut wurden vom Erschließungsträger Eckdaten zur Planung des Ortsnetzes zur Verfügung gestellt.

- 27 Hausanschlüsse mit insgesamt 98 Haushalten, davon 78 mit Allgemeinstrombedarf
- 24 Ladestationen zu je 21 kW

Alle Entnahmestellen haben in Summe etwa 1,37 MW Anschlusswert. Mit Hilfe der entwickelten Lastgangrechnung ist es nun möglich eine Vergleichzeitigung der Last zu berücksichtigen und entsprechende Lastgänge zu modellieren. Im Ergebnis beträgt die voraussichtliche maximale Netzlast 315 kW und das Minimum etwa 36 kW, siehe Abbildung 6.



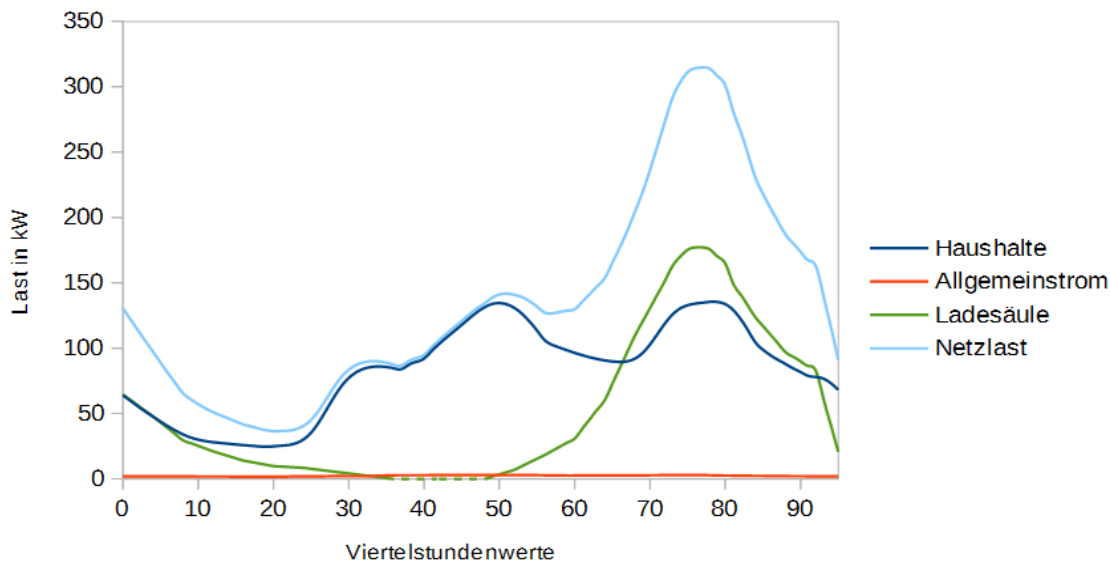


Abbildung 6: Modellierter Netzbelastung eines Baugebiets (Quelle: Eigene Darstellung)

Zur Versorgung des neuen Ortsnetzteil sind neben einer Netzreserve in Form von Leerrohren erst einmal lediglich drei Niederspannungsstromkreise notwendig. In jedem Stromkreis befinden sich zwei Kabelverteiler als Netzknoten. Die Stromkreise werden als offene Ringe betrieben und sind untereinander über Trennstellen im Netz verbunden.

Für einen dieser Stromkreise ist beispielhaft die Spannungsfallberechnung mit der Lastgangrechnung dargestellt, siehe Abbildung 7. Der maximale Spannungsfall beträgt in diesem Stromkreis aufgrund der leitungstechnischen Dimensionierung weniger als 3%. Die Länge ab Niederspannungshauptverteilung bis zum ersten Kabelverteilerschrank (KVS 5) beträgt 200 m und bis zum letzten im Stromkreis (KVS 4) nochmals 25 m.

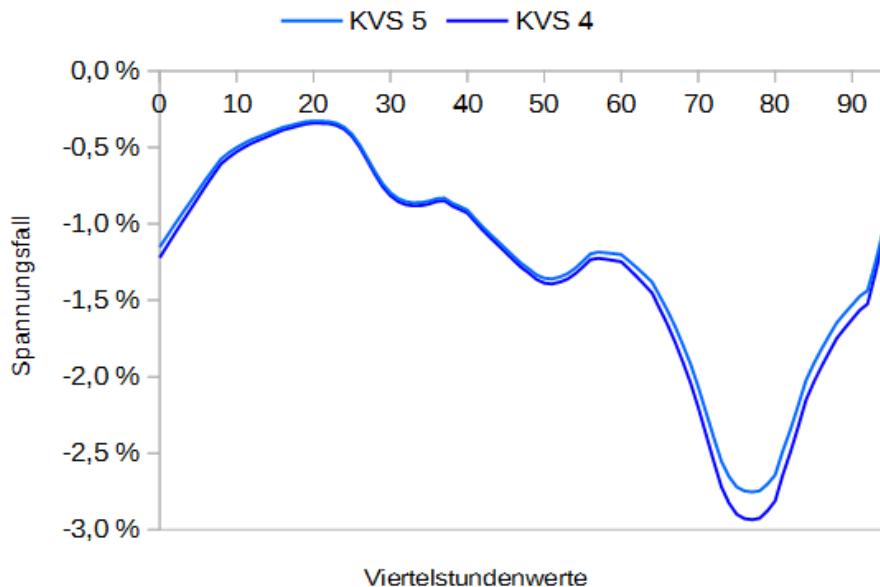


Abbildung 7: zeitlicher Verlauf des Spannungsfalls anhand der Lastgangrechnung (Quelle: Eigene Darstellung)

## 4 Fazit

Mithilfe dieser Ergebnisse wurde ein Lastganggenerator entwickelt, der für die Netzberechnung von heute und die Netzplanung von morgen angewendet werden kann. Bisher gab es keine Methode, mit der die Lastauswirkungen der Elektromobilität auf das Stromnetz detailliert bestimmt werden konnten. Mithilfe des neuen Lastganggenerators können die Verantwortlichen der Stromnetze die Netzlast durch die Elektromobilität bestimmen und daraus Schlussfolgerungen für den Betrieb und Ausbau des Energieversorgungsnetzes ziehen.

Unter Anwendung des Lastganggenerators, lässt sich für die heutige Netzberechnung ein Summenlastgang unter Berücksichtigung von mehreren Einflussfaktoren generieren. Mit diesem lassen sich unterschiedliche Informationen erschließen, die für die Netzplaner von entscheidender Bedeutung sind. Dadurch ist es nun erstmals möglich, eine detaillierte Abschätzung der Netzbelastung durch die Elektromobilität zu erreichen. Bisher konnte man die Lasterhöhung nur ungenau abschätzen. Infolge der Nutzung des Lastganggenerators können die Netzplaner nun Informationen gewinnen und anschließend beschreiben, inwieweit die Elektromobilität Auswirkungen auf das vorhandene Energieversorgungsnetz hat. Die ermittelten Ergebnisse geben Aufschluss darüber, ob das bestehende Stromnetz ausreichend dimensioniert ist oder ob ein Netzausbau erforderlich ist, um die Netzstabilität und Versorgungsqualität zu gewährleisten.

Diese detaillierte Beschreibung eines Lastprofils war mit Hilfe bisheriger Methoden nicht möglich und schafft dadurch eine neue Sichtweise bei Betrachtung der Netzbelastung durch die Elektromobilität. Durch die in dieser Arbeit bestimmten Auswirkungen der Elektromobilität auf das Stromnetz ist es möglich, die verschiedenen Kategorien der Verbraucherlasten (Wohnzwecke, GHD, Ladesäulen) zusammenzuführen und mithilfe der Lastgangrechnung einen definierten Verbraucherlastgang eines Abschnittes zu berechnen. Hieraus ergibt sich u.a. ebenfalls der Vorteil, dass keine leistungsmäßigen Einschränkungen der Ladeinfrastruktur für die unterschiedlichen Ladezeitpunkte vorgenommen werden müssen und somit die von den Elektroautomobilen beanspruchte Leistung, unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren netztechnisch zur Verfügung steht.

## 5 Literatur

[MID]: Robert Follmer, Dana Gruschwitz, Birgit Jesske, Sylvia Quandt, Barbara Lenz, Claudia Nobis, Katja Köhler, Markus Mehlin (2010): Mobilität in Deutschland 2008. Ergebnisbericht Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends. infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., zuletzt geprüft am 27.10.2017.

[Trommer]: Stefan TROMMER, Angelika SCHLZ, Michael HARDINGHAUS, Johannes GRUBER, Alexander KIHM, Kathrin DROGOSCH (2013): Verbundprojekt FLOTTENVERSUCH ELEKTROMOBILITÄT - Teilprojekt NUTZUNGSPOTENZIAL. In: Schlussbericht, zuletzt geprüft am 26.10.2017.

[VBEW]: VBEW-Materialie „ Elektromobilität: Gleichzeitigkeitsfaktor (GZF) für Ladepunkte im privaten Raum (nicht öffentliches Laden)“, Stand Juli 2017

[Goebel]: Göbel Martin: „Auswirkungen der Elektromobilität auf die Niederspannungsnetze. Eine praxisorientierte Betrachtung.“ Bachelorarbeit, Fachhochschule Münster März 2011

[Heier]: Heier Andreas: über vorzuhaltende Leistung für Haushalte, Masterarbeit an der Hochschule Trier 2017