

Analyse methodischer Modellierungsansätze im Kontext von Verteilnetzsimulationen

Andreas Weiß¹, Janis Reinhard, Mathias Müller

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), Am Blütenanger 71, +49(0)89158121-64,
aweiss@ffe.de, www.ffe.de

Kurzfassung:

Dieses Paper dient der Darstellung und dem Vergleich verschiedener Modellierungsansätze zur Simulation von Netzbelastungssimulationen in Verteilnetzen der Niederspannungsebene. Nach Darstellung der grundsätzlichen Ausgestaltung des Modell „GridSim“, werden die Modellierungsansätze von vier Projekten, in welchen dieses zum Einsatz kam, analysiert und eingeordnet. Dabei wird herausgestellt, welche Vor- und Nachteile die Anwendung der unterschiedlichen Ansätze implizieren und evaluiert, inwiefern der Grad an verschiedenen Zufallsverteilungen die Simulationen beeinflussen können. Die in den Projekten selektierten Modellierungsansätze und die damit verbundenen Simulationsziele ist grundsätzlich von Datenbasis und der untersuchten Region abhängig. Die Skala der Optionen reicht von einer möglichst detailgetreuen Nachbildung des realen Systems bis zur Modellierung von Szenarien auf Basis regionaler Indikatoren. Während bei Simulation realgetreu modellierter Netze und Belastung, explizite Aussagen hinsichtlich individueller Netzbelastungssituationen getätigt werden können, bietet ein generischer Modellierungsansatz die Option der einfachen Analyse regionaler Charakteristika oder die einfache Erprobung der Auswirkungen verschiedener Regelungen. Die Übergänge dieser Modellierungsansätze sind fließend, wodurch z. B. die Auswirkungen zukünftiger Entwicklungen in realen Netztopologien evaluiert werden können.

Keywords: Verteilnetzsimulation, Netzmodellierung, Verteilnetzbelastung, Monte-Carlo-Simulation, Zufallsverteilungen, Energiesystemanalyse

1 Motivation und Ausgangslage

Durch die Energiewende befindet sich das gesamte Energiesystem im Wandel, jedoch resultieren insbesondere in den untersten Ebenen des Stromnetzes, der Verteilnetzebene, neue Belastungssituationen. Der umfangreiche Zubau erneuerbarer Energien (EE-)Anlagen, sorgt zweitweise für Energieüberschüsse und dementsprechend für eine Umkehr des Lastflusses. Eine gegenläufige Entwicklung entsteht aus direkter Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors, durch welche zusätzlicher Verbrauch resultiert. Die Entwicklungen sind dabei stark von der Regionalität geprägt, wobei ländliche Verteilnetze vorwiegend mit dem EE-Ausbau konfrontiert werden, wohingegen (vor-) städtische Verteilnetze primär vor der Aufgabe der Deckung der zusätzlichen Last durch die neuen Verbraucher stehen. [1]

¹ Jungautor

Zur Entwicklung und Überprüfung von Lösungen für die bevorstehenden Herausforderungen bei der Umsetzung der Energiewende im Verteilnetz, sind Simulationsmodelle ein gängiges Werkzeug. Das über diverse Forschungsprojekte kontinuierlich weiterentwickelte Modell „GridSim“ stellt eines dieser Werkzeuge dar. Es ermöglicht die kombinierte Modellierung und Simulation von Stromnetz und den zugehörigen Komponenten, wobei sich die Ansätze zur Modellierung von Energiesystemen deutlich unterscheiden können. [2] Je nach Projekt variiert die Datenbasis und somit auch die Methode, welche Netztopologien selektiert und welche Komponenten darin verteilt werden können. So besteht die Option bei Verfügbarkeit der entsprechenden Parameter, die Verteilnetztopologie und Belastung realitätsgetreu oder alternativ mittels generischer Modellierung nachzubilden. Verschiedene Arten der zufälligen Verteilung von Komponenten und Attributen (Zufallsverteilung) können die Ergebnisse dabei maßgeblich beeinflussen. Deren gezielte Selektion im geeigneten Modellierungsansatz, dient der Ableitung fundierter Ergebnisse und Handlungsempfehlungen entsprechend der verschiedenen Forschungsfragen.

Das Ziel dieses Papers ist die Darstellung und der Vergleich von Modellierungsansätzen zur Simulation von Netzbelastungssimulationen in Verteilnetzen der Niederspannungsebene. Es wird evaluiert, durch welche Rahmenbedingungen die Auswahl der Ansätze begünstigt bzw. bedingt werden. Auch werden deren Vor- und Nachteile herausgearbeitet und an exemplarischen Simulationen quantifiziert, wie stark verschiedene Arten der Zufallsverteilung die Berechnung von Netzbelastungszuständen beeinflussen.

2 Das Simulationsmodell GridSim

Das Stromnetz- und Energiesystem-Modell für Verteilnetze „GridSim“ ist ein umfassendes und vielschichtiges Modell der FfE, welches seit 2012 in diversen Projekten weiterentwickelt wird, um aktuelle und zukünftige Entwicklungen im Verteilnetz (Digitalisierung, Sektorenkopplung, Betriebsführung) abzubilden. Die damit durchgeführten Simulationen leisten in den Forschungsprojekten einen Beitrag zur Beantwortung der aktuellen Forschungsfragen im Kontext der Verteilnetzebene. Die modulare Modellstruktur ermöglicht die Abbildung und Kombination verschiedenster Szenarien.

2.1 Initialisierung der Verteilnetze und Komponenten

Bei ausreichend hoher Auflösung der Eingangsdaten, durch Kenntnis realer Netzdaten und der darin angeschlossenen Netzkomponenten, kann bei entsprechender Dimensionierung und Betriebsweise, ein realitätstreuendes Bild valider Netzzustände abgeleitet werden. Dies wurde zuletzt im Projekt „C/sells“ für ein reales Mittelspannungsnetz einschließlich darin integrierter Betriebsmittel und Niederspannungsnetze durchgeführt, um den zukünftigen Bedarf an Flexibilität zu ermitteln [3]. Alternativ können Eingangsdaten auch in geringerer, räumlicher Auflösung zur Simulation herangezogen werden, wie z. B. Durchdringungsgrade von Komponenten wie PV-Anlagen auf regionaler Ebene. Mittels reproduzierbar zufälliger Verteilung von Komponenten sowie einem Monte-Carlo-Simulationsansatz können statistische Kennwerte möglicher Netzbelastungszustände ermittelt werden. Dieser Ansatz wurde zuletzt im Projekt „München elektrisiert“ zur Berechnung der aktuellen [4] und zur Prognose der zukünftigen Netzbelastung [5] in typischen Verteilnetzgebieten Münchens angewandt.

Neben der räumlichen Verortung der Komponenten im Verteilnetz ist die Dimensionierung und daraus folgende Lastgänge der Komponenten ein ausschlaggebendes Kriterium, welches die Qualität der Ergebnisse beeinflusst. Im Idealfall werden gemessene Lastgänge in das Modell importiert und angepasst an definierte Rahmenbedingungen, wie dem Simulationszeitraum und der zeitlichen Auflösung, simuliert. Insbesondere Komponenten, wie z. B. Gewerbebetriebe mit registrierender Leistungsmessung oder große Erzeugungsanlagen, welche durch hohe Leistungsaufnahme die Lastflüsse im Verteilnetz durch das individuelle Lastprofil prägen, können die Ergebnisse maßgeblich beeinflussen. In Summe ist auch die Vielzahl kleinerer Erzeugungsanlagen und Verbraucher relevant. Im Modell können für diese, durch sehr detaillierte Module, spezifische Lastgänge erzeugt werden. Haushalte können durch ein eigen implementiertes Modul zur Erzeugung von Haushalts- und Mobilitätslastgängen abgebildet werden, welches auf Basis zusammenhängender Aktivitäten individueller Agenten und aufbereiteter Mobilitätstatistiken konsistente Mobilitätsprofile für deren privat genutzte Elektrofahrzeuge erzeugt. Auf Basis der Aktivitäten werden in Kombination mit einem Gebäudemodell sowohl elektrische als auch thermische Lastprofile für Wohneinheiten generiert [6]. Gewerbeeinheiten werden vorwiegend über Standardlastprofile oder gemessene Lastgänge abgebildet, wobei deren Mobilitätsnutzung durch individuelle Mobilitätsprofile auf Basis statistischer Kenngrößen modelliert wird [7]. Auch die Erzeugungsgänge von PV-Anlagen und gegebenenfalls zugehöriger Hausspeichersysteme können durch Integration realer Messwerte abgebildet oder generisch in hoher regionaler Auflösung synthetisiert werden. Power-to-Heat-Systeme werden nach gebäudespezifischen Wärmebedarf, unter Berücksichtigung diverser Gebäudecharakteristika, dimensioniert [8]. In der Regel wird die Netzlast dieser flexiblen Komponenten innerhalb der Simulation berechnet, wobei diese für z. B. eine optimierte Regelung auch statisch mit Lastzeitreihen abgebildet werden kann. Durch Aggregation der individuellen Komponentenlastgänge werden in der Simulation die Lastgänge ganzer Gebäude berechnet.

2.2 Betriebsweisen individueller Komponenten und Lastflussberechnung

Neben der Dimensionierung der Komponenten, wird deren Lastverhalten auch durch individuelle Betriebsweisen charakterisiert. Die im Modell implementierten Betriebsweisen unterscheiden sich nach verschiedenen Kriterien und gestalten sich, wie auch in der Realität, unterschiedlich komplex. Im Modell werden sie verschieden klassifiziert:

- **Komponentenabhängige Regelung:** Die Komponenten sind nur an die individuellen technischen Restriktionen gebunden, wie z. B. ungesteuertes Direktladen von Elektrofahrzeugen.
- **Lastabhängige Regelung:** Die Komponenten an den Betrieb weiterer Komponenten gebunden, wie z. B. eigenverbrauchsgeregeltes Laden von Elektrofahrzeugen in Kombination mit einer PV-Anlage.
- **Netzzabhängige Regelung:** Die Komponenten werden entsprechend dem aktuellen Netzzustand geregelt, wie z. B. spannungsgeführte Ladung von Elektrofahrzeugen.

Neben auf Regelung basierter Betriebsweise, können die verschiedenen Komponenten unter Berücksichtigung technischer und marktlicher Rahmenbedingungen auf den jeweiligen Hausanschluss optimiert werden (z. B. eigenverbrauchsoptimierte Betriebsweise der Komponenten) [9]. Eine primäre Modellanwendung ist dabei die Berechnung von

Netzzuständen im Verteilnetz, welche durch die Open-Source-Software OpenDSS (Open Distribution System Simulator) erfolgt. Nach dem Einlesen des Netzmodells in OpenDSS werden pro Zeitschritt Wirk- und Blindleistung der Lastknoten an OpenDSS übergeben und das Netzwerk gelöst. Die in jedem Zeitschritt resultierenden Netzkenngroßen werden an das Framework zurückgegeben und dienen als mögliche Führungsgrößen für netzabhängige Regelungen. Die wichtigsten Kenngrößen sind:

- Die komplexen, dreiphasigen Ströme durch die Leitungen und Transformatoren.
- Die komplexen, dreiphasigen Spannungen an den Knoten.
- Die Transformator- und Netzverluste.

2.3 Optionen der Zufallsverteilung in „GridSim“

Unterschiedliche Zufallsverteilungen sind ein zentraler Bestandteil in „GridSim“, wobei der Zufall die Simulation im Modell auf diverse Arten beeinflussen kann und differenziert betrachtet werden muss. Nach Auswahl einer Verteilnetztopologie, kann die gesamte Infrastruktur, die Verteilung individueller Komponenten oder einzig deren Nutzeraktivität durch den Zufall beeinflusst werden, wobei diverse Kombinationsoptionen bestehen (vgl. Abbildung 1).

	Siedlungsstruktur	Komponentenverteilung	Nutzerverhalten
Fall 1	Verteilung von Gebäuden zu Netzverknüpfungspunkten durch „Zufallsseed Siedlungsstruktur“	Optional: Verteilung von Komponenten und Attributen auf Gebäude durch „Zufallsseed Komponentenverteilung“	Optional: Veränderung der Aktivität von Komponenten durch „Zufallsseed Nutzerverhalten“
Fall 2	Fixierte Verteilung von Gebäuden zu Netzverknüpfungspunkten	Verteilung von Komponenten und Attributen auf Gebäude durch „Zufallsseed Komponentenverteilung“	Optional: Veränderung der Aktivität von Komponenten durch „Zufallsseed Nutzerverhalten“
Fall 3	Fixierte Verteilung von Gebäuden zu Netzverknüpfungspunkten	Fixierte Verteilung von Komponenten und Attributen auf Gebäude	Veränderung der Aktivität von Komponenten durch „Zufallsseed Nutzerverhalten“
<div> <div>Zufallsverteilt </div> <div>Fixierte Verteilung </div> </div>			

Abbildung 1: Kombinatorische Möglichkeiten der Beeinflussung durch Zufall

Im ersten Fall ist die gesamte Siedlungsstruktur zufallsbedingt, wodurch die Netzbelastung in ihrer Charakteristik gravierend beeinflusst wird. Dies kann z. B. durch eine zufällige Verteilung von Gebäuden zu entsprechenden Netzverknüpfungspunkten erreicht werden. Im Prinzip handelt es sich dabei um eine vorgelagerte Aufbereitung der Eingangsdaten, wodurch die Kombination mit weiteren Zufallsverteilungen während der Simulation ermöglicht wird. Die reproduzierbar zufälligen Verteilungen von Komponenten und/oder Attributen wird mittels alphanumerischer Schlüssel definiert. Diese dienen als „Ursprung“ (engl. Seed) für den Algorithmus des integrierten Zufallsgenerators und ermöglichen die Reproduzierbarkeit der identischen Zufallsverteilung. [10] Im Extremfall werden sämtliche Gebäude einschließlich aller Komponenten mittels des „Zufallsseed Siedlungsstruktur“ zufällig verteilt, woraus eine fixierte

Zuordnung resultiert und während der Simulation lediglich die Nutzeraktivität der Komponenten durch den „Zufallsseed Nutzerverhalten“ beeinflusst wird. Werden einzelne Komponenten bei der Aufbereitung der Eingangsdaten nicht berücksichtigt, können diese bei der Initialisierung zusätzlich zu den anderen Zufallsverteilungen durch Selektion des „Zufallsseeds Komponentenverteilung“ zufällig verteilt werden.

Im zweiten Fall aus Abbildung 1 sind verschiedene Charakteristika, wie z. B. Gebäudegröße und Anzahl der integrierten Wohn- und Gewerbeeinheiten, vor Simulationsbeginn fixiert und nur definierte Komponenten werden durch den „Zufallsseed Komponentenverteilung“ reproduzierbar zufällig verteilt. Auch bei dieser generischen Verteilung von Komponenten, auf Basis von z. B. Durchdringungsgraden, verändert sich die Zusammensetzung der Siedlung, wodurch die Charakteristik ebenfalls stark beeinflusst wird. Auch weitere Attribute der Komponenten werden bei dieser Art der Zufallsverteilung variiert. Dies umfasst z. B.:

- Die Verteilung globaler Regelungsmethoden einzelner Komponenten auf alle Einheiten des jeweiligen Typs im analysierten Netzgebiet.
- Die Ausrichtung von PV-Anlagen.
- Die Reihenfolge der Phasenbelegung des Anschlusses individueller Komponenten beim unsymmetrischen Anschluss.

Auch in diesem Fall ist die Kombination mit der zufallsbedingten Nutzeraktivität möglich, welche durch die Selektion optionaler „Zufallsseeds Nutzerverhalten“ definiert wird.

Im dritten Fall der Abbildung besteht vor Simulation eine fixierte Verteilung von Infrastruktur sowie der Komponenten und lediglich die Selektion des „Zufallsseeds Nutzerverhalten“ wirkt sich auf die Komponenten aus. Die grundlegende Struktur der Siedlung bleibt dabei unverändert und es wird ausschließlich das zeitliche Profil der Last- oder Erzeugungsgänge beeinflusst. Dies umfasst z. B.:

- Die Auswahl und Abfolge individueller Aktivitäten von Agenten in den Haushalten und dadurch auf den resultierenden Haushalts-Lastgang.
- Die Erstellung und Zuordnung von Fahrprofilen für Elektrofahrzeugen.

Entsprechend der individuell selektierten Kombination an Zufallsverteilungen, muss auch die für ein stabiles Ergebnis notwendige Anzahl an Zufallsseeds bzw. individueller Simulationen angepasst werden, um im Anschluss die relevanten Netzbelastungskenngrößen zu evaluieren.

2.4 Evaluation relevanter Netzbelastungskenngrößen

Die aus den Simulationen berechneten Netzkenngößen werden nach deren Berechnung weiterführend verrechnet und ausgewertet. Somit können Aussagen hinsichtlich der Netzbelastung getroffen und bewertet werden, wie z. B.:

- Wirk- und Blindleistungsflüsse
- Betriebsmittelauslastungen (Transformatoren und Leitungen)
- Grenzwertüberschreitungen (z. B. Spannungsbandverletzungen)

Neben der Auswertung individueller Simulationsergebnisse, wie z. B. die Darstellung einzelner Komponentenlastgänge, werden in einem mehrstufigen Verfahren eine Vielzahl statistischer Kenngrößen erzeugt. Da die Sensitivität individueller Komponenten und zugehöriger Betriebsweisen in einem komplexen Energiesystem zu bedeutenden Unterschieden führen

kann, wird in „GridSim“ meist eine Auswertung nach Monte-Carlo-Ansatz über mehrere, Zufallsverteilungen durchgeführt. Im Rahmen dieser Auswertung werden sowohl extreme Ausprägungen als auch die Bandbreite an Netzzuständen durch statistische Kenngrößen wie Mittelwerte, Mediane, Extrema und die Varianz dargestellt. [10]

3 Modellierungsansätze

Durch die Initialisierung wird über alle Simulationen hinweg die grundsätzlich gleiche Konfiguration angestrebt, welche einer mit Komponenten und entsprechenden Lastgängen verknüpften Verteilernetztopologie entspricht. Die entscheidenden Stellhebel liegen somit bei der Wahl der Verteilernetztopologie sowie bei der Verteilung und Konfiguration der darin angeschlossenen Komponenten. Die zweite Dimension, welche dabei den Ergebnisraum aufspannt, ist die zeitliche Einordnung der Simulation. Generell wird den Energiesystemen der Verteilnetze bei der Modellierung temporäre Trägheit unterstellt, weshalb die Simulation des Status Quo in den einzelnen Projekten nicht der Echtzeit, sondern einer Näherung basierend auf möglichst aktuellen Eingangsdaten entspricht. Über den Status Quo hinaus, in die Zukunft, kann das reale Verhalten nur durch Prognosen antizipiert werden, wobei mit fortschreitendem Abstand zum Status Quo die Anzahl an unkalkulierbarer Einflussfaktoren und somit die Unsicherheit bezüglich der Qualität der resultierenden Ergebnisse ansteigt (vgl. Abbildung 2).

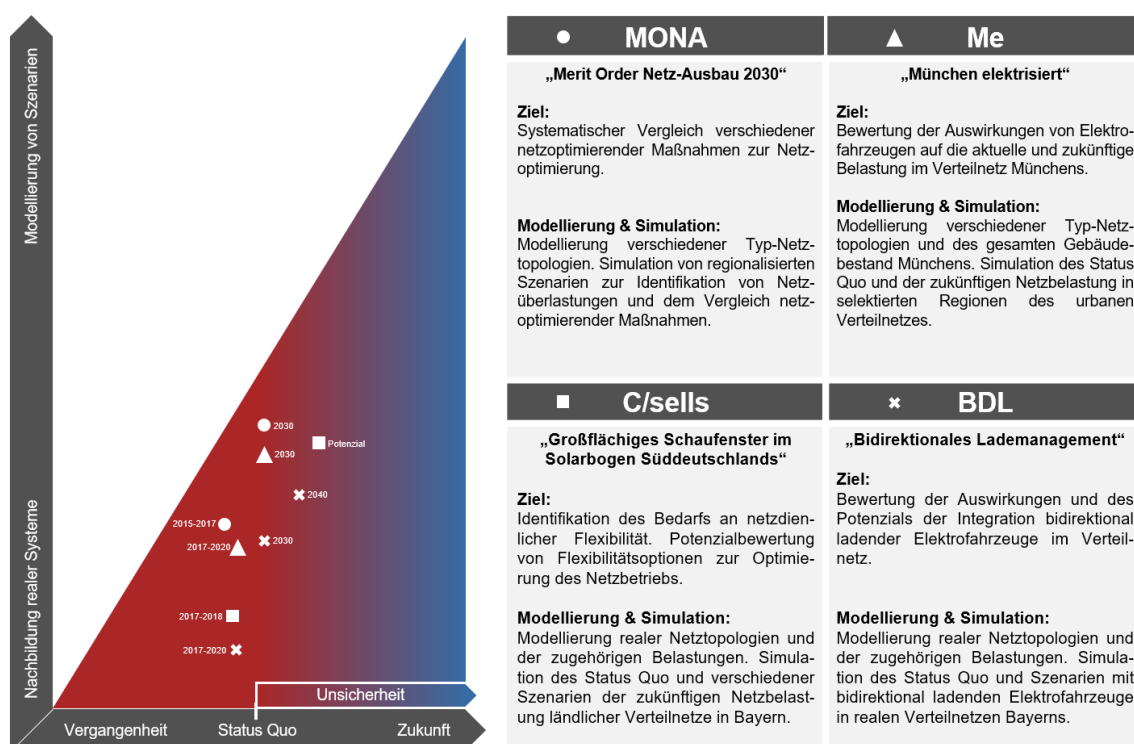


Abbildung 2: Einordnung der Anwendung des Modells in verschiedenen Forschungsvorhaben

In dieser Abbildung werden verschiedene Simulationen der Forschungsvorhaben hinsichtlich der Modellierungsart und des Simulationszeitraums eingeordnet. Eine Quantifizierung entlang der Ordinate wurde nicht vorgenommen, weshalb die Bereiche nur relativ zueinander eingeordnet werden konnten. Simulationen, welche zeitlich vor dem Status Quo erfolgten, wurden in den jeweiligen Projekten als „Status Quo-Simulationen“ definiert, wobei deren

Eingangsdaten primär aus den in der Abbildung angegebenen Zeitbereichen hervorgehen. Der Fokus der nachfolgenden Analysen liegt vorwiegend auf der in Kapitel 2.1 beschriebenen Initialisierung der Verteilnetze und Komponenten, welche für die verschiedenen Projekte im Kontext der zugehörigen Problemstellungen erörtert sowie deren Vor- und Nachteile identifiziert werden.

Die Selektion des Modellierungsansatzes der Projekte ist abhängig vom regionalen Untersuchungsraum, den jeweiligen Forschungsfragen sowie der Verfügbarkeit von Eingangsdaten. Der initiale Selektionsprozess umfasst die Wahl der Verteilnetztopologie sowie die Zuordnung der Netzkomponenten zu den Netzanschlusspunkten. Bezüglich der Verteilnetztopologie bestehen dabei die Optionen, diese möglichst realgetreu zu modellieren oder die Simulation generischer/typischer Topologien, um z. B. den Charakter einer ganzen Region zu erfassen. Äquivalent kann bei der Zuordnung von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen zu den Netzverknüpfungspunkten eine nach Möglichkeit reale oder generisch/typische Belegung sinnvoll sein (vgl. Einordnung der Projekte in Abbildung 3).

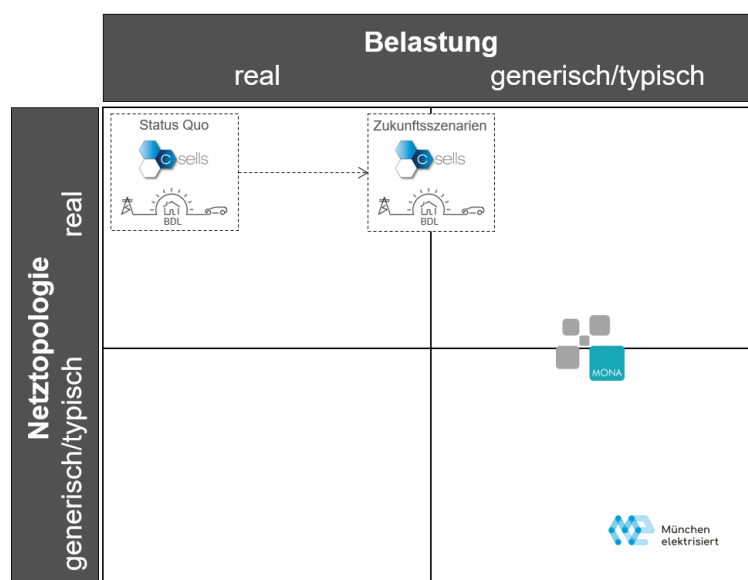


Abbildung 3: Einordnung der Projekte nach Modellierungsansätzen

3.1 Modellierung der Netzbelastung auf Ebene individueller Netze

Zur Evaluation des Status Quo bzw. vergangener Netzbelastungszustände in realen, individuellen Verteilnetzgebieten zielt diese Art der Modellierung darauf ab, die Realität möglichst detailgetreu abzubilden. Die umfasst sowohl die Nachbildung realer Netztopologien als auch deren Belastung durch die angeschlossenen Komponenten. Genaue Kenngrößen zu Verteilnetztopologien, der zugehörigen Belegung sowie energetische Daten der darin angeschlossenen Verbraucher und Erzeugungsanlagen sind für die detailgetreue Nachbildung notwendig. Auf Basis dieser Eingangsdaten können sämtliche Netzstrukturen in ihrer realen Dimensionierung modelliert und mit den Komponenten, einschließlich deren Lastgänge, verknüpft werden.

Als Rahmenbedingungen setzt diese Art der Modellierung eine umfassende und konsistente Eingangsdatenbasis voraus. Die notwendige Aufbereitung zur Integration sowie insbesondere die Verknüpfung von topologischen Netzdaten mit den entsprechenden Erzeugungsanlagen und Verbrauchern sowie deren energetischen Daten ist mit einem hohen zeitlichen Aufwand verbunden. Die folgende Simulation ermöglicht eine sehr detaillierte Analyse realer Verteilnetze sowie die konkrete Bewertung realer Netzbelastungszustände. In der Realität wahrscheinliche Schwachstellen können bis auf die Leitung bzw. den Anschlussknoten genau einschließlich der Ursachen identifiziert und bewertet werden. Durch Folgesimulationen, inklusive möglicher Lösungsoptionen, können deren Wirksamkeit evaluiert und entsprechende Handlungsempfehlungen abgeleitet werden.

In den Projekten „C/sells“ und „BDL“ wurden zunächst reale Netzbelastungszustände auf Basis realer Verteilnetze und Belastungsdaten nachgebildet. Die grundlegende Modellierung in den beidem Projekten folgt dem gleichen Modellierungspfad (vgl. Abbildung 4). Es wurden reale Verteilnetztopologien integriert und mit den zugehörigen Gebäuden verknüpft. In den Simulationen zum Status Quo wurde primär die reale Komponentenverteilung berücksichtigt. Bei der Auswertung wurden die individuellen Netze analysiert, woraus folglich Statistiken für die gesamten Untersuchungsregionen abgeleitet wurden. [2] [11]

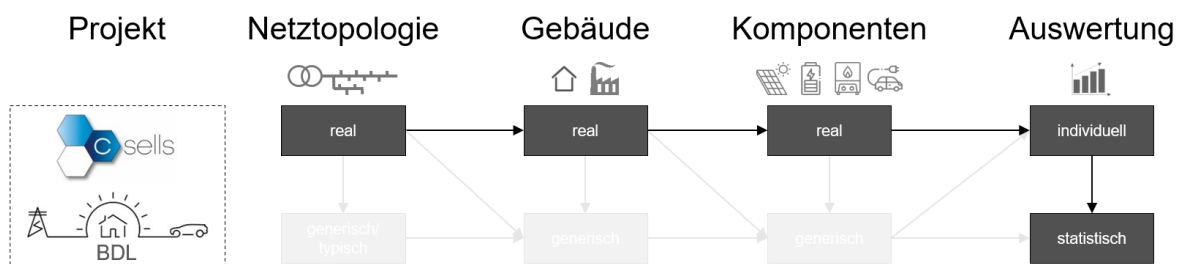


Abbildung 4: Modellierungspfad der Projekte „C/sells“ und „BDL“

Bei diesem Modellierungsansatz und der damit verbundenen fixen Zuordnung von Komponenten wirkt die Wahl der beiden Zufallsseeds primär auf grundlegenden Attribute und das Verhalten der Komponenten aus (Fälle 2 oder 3 mit Tendenz zu Fall 3 in Abbildung 1). Dadurch resultieren, wie in Kapitel 2.3 beschrieben, z. B. veränderte Fahrprofile von Elektrofahrzeugen oder Haushaltslastprofile. Der Bezugspunkt, an welchem die Komponenten auf das Verteilnetz rückwirken bleibt konstant. Für die Auswertung bedeutet dies, dass die Simulation einzelner Zufallsverteilungen und die daraus resultierenden Absolutwerte der Netzbelastung, realitätsnahen Auswertungen mit hoher Detailtiefe entsprechen. Die resultierenden Kenngrößen können von den jeweiligen Netzbetreibern für die Optimierung oder den möglicherweise notwendigen Ausbau individueller Verteilnetze herangezogen werden. Für übergeordnet regionale Analysen müssen die Auswertungen einzelner Netzgebiete nachgelagert, statistisch evaluiert werden, da die Auswertung eines individuellen Verteilnetzes im Allgemeinen nicht repräsentativ für die Grundgesamtheit der Belastung einer Untersuchungsregion steht.

Basierend auf realen Netztopologien und der Verteilung von Komponenten im Status Quo können potenzielle Entwicklungen modelliert und konsistent analysiert werden. Insbesondere bei Simulationen mit dem Ziel zukünftige Netzzustände in realen Verteilnetztopologien zu

antizipieren, bietet dieser Modellierungsansatz eine gute Möglichkeit. Erste Indikatoren zur zukünftigen Belastung können aus öffentlich verfügbaren Quellen abgeleitet werden. So kann z. B. bei Verfügbarkeit von Geokoordinaten mittels Open-Street-Map [12] eine geographische Referenzierung der Gebäude mit den jeweiligen Netzverknüpfungspunkten hergestellt werden. Auf deren Basis können zahlreiche Kennwerte, wie z. B. der Wärmebedarf für Power-to-Heat-Systeme oder das zukünftige PV-Potenzial abgeleitet werden.

Auch diese Modellierung wurde bzw. wird in den Projekten „C/sells“ und „BDL“ durchgeführt. Für die Bewertung zukünftiger Netzbelastungszustände wurden die Komponenten konsistent zum Status Quo in die Zukunft projiziert bzw. die Energiesysteme ergänzt. In „C/sells“ wurde bewusst auf ein die Definition eines Zieljahres und damit die Abbildung einer konkreten Netzsituation verzichtet. Es wurde explizit das vorhandene Potenzial als Referenz verwendet, wodurch höhere Durchdringungsgrade und installierten Leistungen resultieren. [13] In BDL werden Prognosen für zukünftige Zieljahre analysiert (vgl. Abbildung 5).

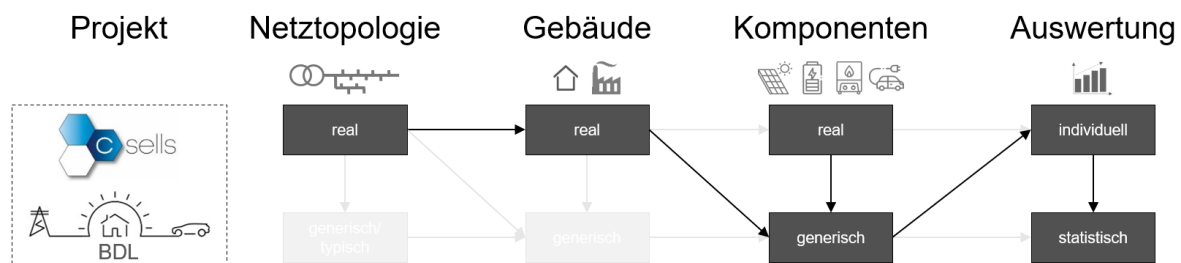


Abbildung 5: Modellierungspfad der Projekte „C/sells“ und „BDL“

Die primären Herausforderungen bei diesem Modellierungsansatz sind:

- Die Identifikation sinnvoller, regionaler Indikatoren, aus welchen auf realitätsnahe Komponentenanteile, wie z. B. die Durchdringung von PV-Anlagen geschlossen werden kann.
- Die Einordnung (öffentlich) verfügbarer Datenquellen hinsichtlich des Potenzials zur detaillierten Verteilung von Komponenten in realen Verteilnetzgebieten.
- Die folglich sinnvolle Regionalisierung von Mantelzahlen und die Verteilung von Komponenten auf die Netzverknüpfungspunkte.
- Die Einhaltung von Konsistenz bei logischer Verknüpfung mehrerer Datenquellen und über zusammenhängende Szenarien hinweg.
- Die logische Begründung von möglicherweise notwendigen, vereinfachenden Annahmen bei der Verteilung von zukünftigen Komponenten.
- Die Einschätzung des Ergebnisraums hinsichtlich der durch Regionalisierung und Annahmen resultierenden Fehler.

Bei der Auswertung von Zukunftsszenarien steht weiterhin das individuelle Verteilnetz im Vordergrund, wobei je nach Art der Zufallsverteilung von Komponenten möglicherweise mehrere Verteilungen gerechnet werden müssen (Fälle 2 oder 3 mit Tendenz zu Fall 2 in Abbildung 1). In den beiden Projekten wurde bei der Modellierung der Zukunftsszenarien die Verteilung der Komponenten durch eine Zufallsverteilung beeinflusst. Die Absolutwerte der

resultierenden Netzbelastungszustände können, unter Berücksichtigung der Einschätzung des Fehlerbereichs durch die generischen Komponenten, als realitätsnahe Auswertungen angesehen werden. Durch Simulation mehrerer Verteilungen bzw. auch einer größeren Anzahl an Netzen, können die regionalen Auswirkungen verschiedener Szenarien auf Netzbelastung abgeleitet werden. Insbesondere für die Potenzialabschätzung der Auslastung durch zukünftige Entwicklungen in individuellen Netzgebieten ist dieser Modellierungsansatz gut geeignet.

3.2 Modellierung der Netzbelastung auf regionaler Ebene

In den Projekten „MONA“ und „Me“ wurden Simulationen durchgeführt, welche auf typischen Netztopologien und aus Mantelzahlen modellierten Szenarien bzw. generischer Belastung basieren. Die Modellierung der Netztopologien und die entsprechende Verteilung der Komponenten kann über verschiedene Ansätze erfolgen, wobei mindestens regionale Indikatoren in die Modellierung einfließen sollten, um eine grundsätzliche Repräsentativität zu ermöglichen.

Im Projekt „MONA“ wurden basierend auf realen Basisnetztopologien mittels eines Clusterverfahrens mittlere Typnetze modelliert, in welche über ein Siedlungsmodell basierend auf regionalen Indikatoren, Gebäuden integriert wurden [14]. Für die Verteilung der Komponenten wurden in diesem Projekt mittels eines Szenario-Prozesses fünf heterogene Szenarien abgeleitet. Aus den durch die Szenarien vorgegebenen Mantelzahlen wurden Erzeugungs- und Lastgänge bestimmt, welche in hoher räumlicher Auflösung in das „FfE-Regionalisiertes Energiesystemmodell“ integriert wurden und für die Komponentenverteilung als Input dienten. [15] Aufgrund des gewählten Typnetz-Ansatzes erfolgte eine statistische Auswertung der Simulationen, um für die untersuchten Regionen die resultierende Netzbelastung und daraus den potenziellen Einsatz netzoptimierender Maßnahmen abzuleiten (vgl. Abbildung 6).

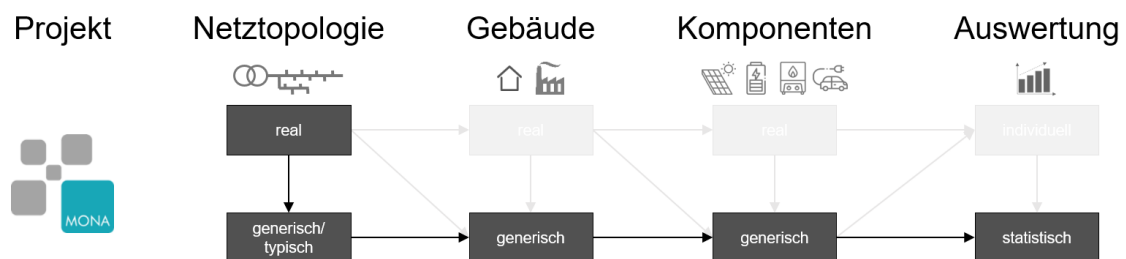


Abbildung 6: Modellierungspfad im Projekt „MONA“

Im Projekt „Me“ wurden aus statistischen Daten von Postleitzahlengebieten regionstypische Netztopologien abgeleitet. Die Modellierung der Gebäude erfolgte aus öffentlich verfügbaren Daten [12], wobei diese Gebäude aufgrund der Verwendung von Typnetzen nicht geographische zu Netzverknüpfungspunkten referenziert werden konnten. In diesem komplett generischen Ansatz wurden die Gebäude der Postleitzahlengebiete identifiziert und auf Basis regionaler Metadaten die individuellen Komponenten reproduzierbar zufällig verteilt (vgl. Abbildung 7). [4]

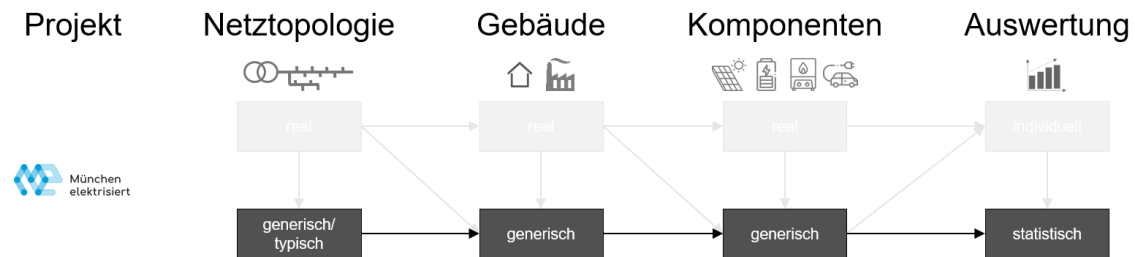


Abbildung 7: Modellierungspfad im Projekt „Me“

Diese Arten der generischen Modellierung von Netz und der darin angeschlossenen Komponenten ermöglichen insbesondere die Analyse und statistische Quantifizierung der resultierenden Netzbelastung großräumiger Gebiete auf der Basis regionaler Charakteristika (z. B. Landkreise, Gemeinden, Postleitzahlengebieten). Durch die statistische Auswertung verschiedener Zufallsverteilungen können regionale Mittelwerte sowie die Bandbreite möglicher, extremer Netzbelastungszustände identifiziert und bewertet werden. Durch die Verwendung von Typnetzen resultiert eine Möglichkeit, um abstrakt, ohne starre Festlegung auf die aktuell reale Netzsituation, Netzdaten mit möglichen Last- und Erzeugungsdaten zu verknüpfen. Mittels der Bildung von Szenarien wird ermöglicht, zukünftige Situationen der Netzbelastung inklusive der veränderten Last- und Erzeugungsgänge abzubilden. Die Verwendung mittlerer Netze ermöglicht es, mittels einer geringen Anzahl an Simulationen, Aussagen für eine große Anzahl an Netzen treffen zu können. [16]

Die primären Herausforderungen bei diesem Modellierungsansatz decken sich mit den in Kapitel 3.1 aufgelisteten Herausforderungen zur Modellierung der Zukunftsszenarien, wobei das generisch modellierte System durch die Verwendung von Typnetzen, noch weiter vom realen System abweicht. Die Aussagekraft hinsichtlich potenzieller Netzbelastungszustände in realen, individuellen Verteilnetzen ist somit noch unspezifischer. Insbesondere der Einfluss der Zufallsverteilung ist hierbei von zentraler Bedeutung, so werden z. B. im Projekt „Me“ ganze Gebäude zufällig aus einem modellierten Pool gezogen und vor Simulationsbeginn auf die Netzverknüpfungspunkte verteilt (Fall 1 in Abbildung 1) [5]. Der Fokus der Auswertung liegt in diesem Modellierungsansatz mehr auf der Bewertung der Auswirkungen individueller Szenarien oder Betriebsweisen, als auf der Bewertung individueller Netze, da topologische Extremausprägungen bei der Verwendung von Typnetzen nicht berücksichtigt bzw. gemittelt werden. Mittelwerte und potenzielle Extremzustände können als Indikator für weitere, potenziell detailliertere Auswertungen dienen.

3.3 Vergleich der Modellierungsansätze

Die verschiedenen Modellierungsansätze ermöglichen, wie in den vorangegangenen Kapiteln erörtert, ebenso verschiedene Möglichkeiten die Forschungsfragen auf unterschiedlichen Detaillevel zu analysieren. Die ausschlaggebenden Kriterien für die Auswahl des Modellierungsansatzes sind zum einen die räumliche Dimension des Untersuchungsgebietes und zum anderen Verfügbarkeit, Qualität und Detailgrad der Eingangsdaten. Es gilt zu berücksichtigen, dass die Übergänge zwischen der möglichst realgetreuen Abbildung und dem

komplett generischen Modellierungsansatz fließend sind, wodurch Mischformen und weitere Möglichkeiten zur Analyse resultieren.

Grundsätzlich hat die detailgetreue Nachbildung realer Verteilernetztopologien sowie deren Belastung in Relation zur generischen Modellierung auf regionaler Ebene, in Bezug auf die Auswertungsoptionen, keine Nachteile. Durch statistische Auswertung vieler individueller Verteilernetze können bei diesem Modellierungsansatz, mit höherer Genauigkeit als beim generischen Ansatz, ebenso Aussagen zur regionalen Netzbelastung getroffen werden. Jedoch ist die Aufbereitung und logische Verknüpfung von detaillierten Eingangsdaten mit einem hohen zeitlichen Aufwand verbunden. Aufgrund der strukturellen Diversität von Verteilernetzen ist die vereinfachte Verwendung von Typnetzen für den Individualfall nur bedingt zielführend, weshalb die detaillierte Abbildung der individuellen Netztopologie für genaue Analysen zu Netzbelastungszuständen nach Möglichkeit zu bevorzugen ist.

Die generische Modellierung von Verteilernetzen und der Belastung bietet dagegen den Vorteil, bei deutlich geringerem Modellierungsaufwand Aussagen zu regionalen Tendenzen der Netzbelastung zu tätigen. Insbesondere bei Analyse großräumiger Untersuchungsgebiete, wie z. B. in räumlichen Dimensionen von Ländern, Landkreisen oder Postleitzahlengebieten, kann dieser Ansatz Kenngrößen zu den Auswirkungen auf die mittlere Netzbelastung sowie möglicher Extremzustände durch Szenarien liefern. Auch die Auswertung des Einflusses verschiedener Betriebsweisen, wie z. B. individueller Regelstrategien von Elektrofahrzeugen, kann durch den generischen Ansatz mit signifikant geringerem Aufwand quantifiziert werden.

4 Methodik zur Quantifizierung notwendiger Zufallsverteilungen

In diesem Abschnitt wird der Einfluss des Zufalls auf Simulationsergebnisse exemplarisch untersucht. Je nachdem auf welche Art und wie stark die Simulation durch Zufall beeinflusst wird, muss für ein valides Ergebnis in gewünschter Genauigkeit eine gewisse Anzahl an Zufallsverteilungen simuliert werden. Je mehr Verteilungen simuliert werden desto höher ist jedoch der zeitliche Aufwand und auch der Bedarf an Speicherplatz für die Ergebnisse. Im Folgenden wird anhand von zwei Ergebnisvariablen für drei verschiedene Varianten des Zufalls die Streuung der Ergebniswerte verglichen und die Genauigkeit in Abhängigkeit der Anzahl simulierter Verteilungen abgeleitet, aus der eine Mindestanzahl zu simulierender Verteilungen für eine gewisse Genauigkeit abgeleitet werden kann. Entsprechend dem in Kapitel 2.4 beschriebenen Vorgehen bei der Simulation werden typischerweise mehrere verschiedene Zufallsverteilungen simuliert und die Ergebnisse der einzelnen Verteilungen statistisch aggregiert. Bei einer worst-case Betrachtung eines vom Zufall beeinflussten Szenarios liegt der Fokus der Auswertung auf den Minima und Maxima der einzelnen Verteilungen.

4.1 Statistische Auswertung der Netzbelastung bei Zufallsverteilungen

In der nachfolgenden Auswertung wird der Ergebnismittelwert mehrerer Zufallsverteilungen bestimmt und exemplarisch berechnet wie viele Zufallssimulationen durchgeführt werden müssen, um einen in gewissen Grenzen stabilen Mittelwert aus einem Ergebnis berechnen zu können. Die exemplarisch untersuchten Ergebnisvariablen sind die maximale Auslastung des Transformators und die minimale Spannung aller Hausanschlussknoten bzgl. Nennspannung

über das gesamte simulierte Jahr, gemittelt über mehrere Zufallsverteilungen. Für drei verschiedenen Varianten oder Stufen von möglichem Zufall in „GridSim“ wurden jeweils 200 zufällige Verteilungen simuliert. In der ersten Variante (Z1), welche der Netzbelegungsmethodik des Projekts „Me“ entspricht und welche die extremste Form des Zufalls darstellt, werden die Gebäude zufällig auf die Knoten im Netz verteilt und auch der Komponenten- sowie Nutzerzufall variiert (Fall 1 mit beiden optionalen Zufällen in Abbildung 1). In der zweiten Variante (Z2) wird die Verteilung der erzeugenden und verbrauchenden Komponenten variiert. Dies umfasst PV-Anlagen, Power-to-Heat-Systeme, Hausspeichersysteme sowie Elektrofahrzeuge, während die Gebäude und zugewiesene Wohn- und Gewerbeeinheiten fixiert werden. Der Nutzerzufall ist in dieser Variante ebenfalls aktiv (Fall 2 einschließlich optionalem Zufall in Abbildung 1). In der dritten Variante (Z3) wird lediglich das Nutzerverhalten zufällig variiert (Fall 3 in Abbildung 1). Die Gebäude und verteilte Komponenten sind fixiert.

Tabelle 1 zeigt statistische Kennzahlen der Ergebnisvariablen der verschiedenen Varianten des Zufalls für jeweils 200 Zufallsverteilungen. Bei Variante Z1 streuen die Ergebnisse im Vergleich zu Z2 und Z3 für beide Ergebnisvariablen sehr stark, was aus dem deutlich größeren Wertebereich und der Standardabweichung ersichtlich wird. Der Grund für die starke Streuung ist auf das zufällige Ziehen (ohne Zurücklegen) sowie Belegung der Netzknoten mit Gebäuden aus einem heterogenen Pool von Gebäude. Die Spitzenlast des Netzes und damit die Auslastung des Transformators sowie die Spannung werden je nach Verteilung stark beeinflusst. Bei der maximalen Auslastung des Transformators ist für Z2 und Z3 kein signifikanter Unterschied zu erkennen. Dies ist auf die Perspektive des Transformators zurückzuführen, aus welcher ausschließlich die aggregierte Gesamtlast im Netz und nicht die Verteilung der Komponenten bzw. die Position im Netz relevant ist. Auf die minimale Spannung hingegen hat die zufällige Verteilung von Netzkomponenten einen erkennbaren Einfluss, wodurch sich die Standardabweichung von 0,6 auf 0,4 % reduziert.

Tabelle 1: Statistische Kennzahlen der verschiedenen Zufallsoptionen für 200 Zufallsverteilungen

Variante	Wertebereich	Mittelwert	Standardabweichung	Median
Ergebnisvariable: maximale Auslastung des Transformators				
Z1	42,3 – 111,0 % (Delta 68,7 %)	62,2 %	13,3 %	58,5 %
Z2	45,1 – 61,6 % (Delta 16,5 %)	51,6 %	2,6 %	51,3 %
Z3	45,6 – 64,7 % (Delta 19,1 %)	51,5 %	2,7 %	51,4 %
Ergebnisvariable: minimale Spannung aller Hausanschlüsse bzgl. Nennspannung				
Z1	82,1 – 96,2 % (Delta 14,1 %)	93,4 %	2,4 %	94,1 %
Z2	92,3 – 95,5 % (Delta 3,2 %)	94,0 %	0,6 %	94,1 %
Z3	93,5 – 95,5 % (Delta 2,0 %)	94,7 %	0,4 %	94,8 %

4.2 Quantitative Einordnung notwendiger Zufallsverteilungen

Dass der Einfluss auf die Ergebnisse durch zufällige Belegung der Netzknoten mit Gebäuden im Vergleich zum Einfluss durch ausschließliche Variation des Nutzerverhaltens deutlich massiver ist, entspricht der Erwartung und impliziert das für ein stabiles Ergebnis für Z1 deutlich mehr Zufallsverteilungen gerechnet werden müssen als für Z3. Im Folgenden wird eine quantitative Abschätzung durchgeführt, aus der die Genauigkeit der Ergebnisvariablen in

Abhängigkeit der Anzahl simulierter Verteilung hervorgeht. Die Genauigkeit ist hier definiert als die Abweichung vom Mittelwert aus insgesamt 200 simulierten Zufallsverteilungen, welcher als Erwartungs- bzw. Zielwert betrachtet wird.

Für k verschiedene Verteilungen, hier betrachtet k von 1 bis 50, wird die Streuung um den Mittelwert aus einer größeren Gesamtzahl an Verteilungen N , hier 200, untersucht. Für jedes k werden eine Million Mal k Ergebniswerte aus der Gesamtheit von N Ergebniswerten, ohne zurücklegen gezogen (Ziehen ohne Zurücklegen "k aus N"), diese Auswahl gemittelt und der Mittelwert gespeichert. Aus diesem Vektor aus Mittelwerten werden Quantile berechnet, die angeben mit welcher Wahrscheinlichkeit k gemittelte Ergebniswerte oberhalb oder unterhalb eines gewissen Bereichs liegen.

Abbildung 8 zeigt die Quantile der gemittelten Ergebnisvariable "maximale Auslastung des Transformators" in Abhängigkeit von k für die drei Varianten des Zufalls in jeweils einem eigenen Graphen (Z1 bis Z3 von links nach rechts). Die symmetrisch gewählten, oberen und unteren Quantilsgrenzen sind zu Bereichen verknüpft und jeweils mit eigenem Farbton dargestellt. Beispiel: Der Bereich zwischen dem oberen 95 % Quantil und dem unteren 5 % Quantil entspricht 90 % der Werte, was näherungsweise bedeutet, dass der Mittelwert aus k simulierten Zufallsverteilungen mit 90 % Wahrscheinlichkeit innerhalb des eingefärbten Bereichs liegt. Der Mittelwert aus den 200 insgesamt simulierten Zufallsverteilungen ist als rote Linie dargestellt. Die in der Legende als "worst case" bezeichneten, blauen Linien stellen jeweils den Mittelwert aus den k größten und k kleinsten Werten der 200 Ergebniswerte dar. Der Bereich zwischen den Linien entspricht somit dem theoretischen Ergebnisraum, der durch eine Mittelung von k Werten aufgespannt wird. Lediglich 0,2 % der Werte befinden sich zwischen den äußersten Quantils-Flächen und diesen Linien. Um die Größenordnung der Streuung und deren Abnahme für die verschiedenen Varianten visuell vergleichen zu können sind die Wertebereiche der Y-Achsen auf die maximale Streuung aus Variante Z1 fixiert. Deutlich erkennbar ist, dass die Quantile insbesondere bei Simulation weniger Verteilungen gravierend streuen. Die Streuung von Z1 ist, auch für 50 gemittelte Verteilungen, deutlich größer als von Z2 und Z3.

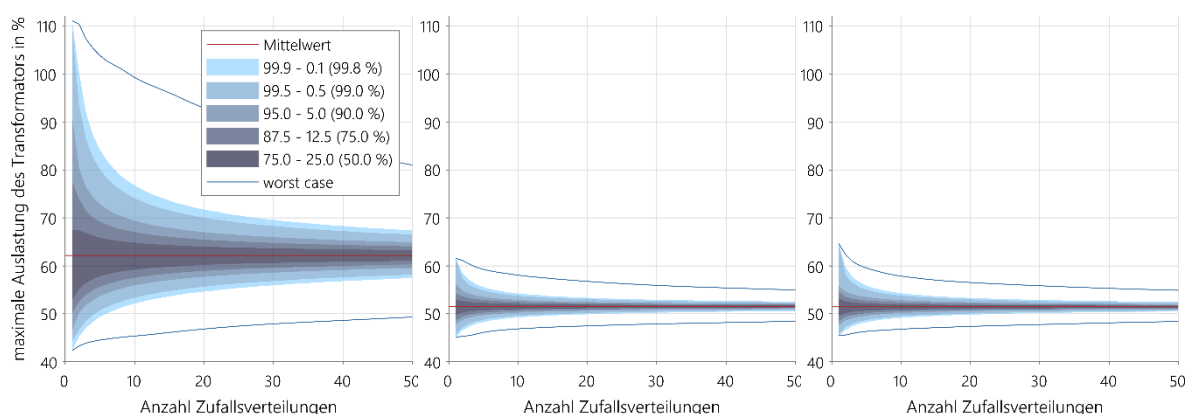


Abbildung 8: Quantile der maximalen Auslastung des Transformators von Z1 bis Z3 (links nach rechts)

In Abbildung 9 sind die Graphen passend zum jeweiligen Wertebereich der Varianten gewählt und auf den Mittelwert der jeweiligen Verteilung bezogen. Erkennbar an der hohen absoluten Steigung nimmt die Genauigkeit insbesondere für die ersten 10 gemittelten Verteilungen mit

jeder Verteilung deutlich zu. Je mehr Verteilungen berücksichtigt werden, umso mehr flacht die Steigung ab.

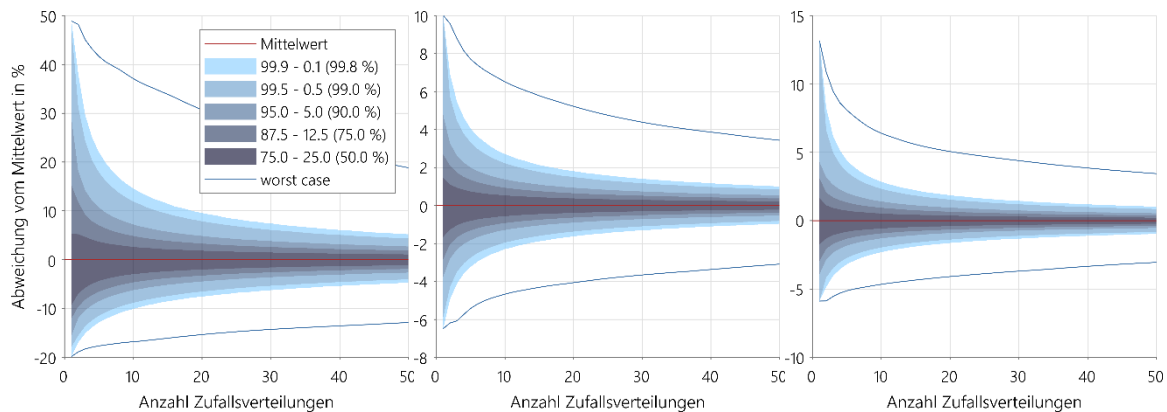


Abbildung 9: Quantile der maximalen Auslastung des Transformators verschoben auf das Nullniveau von Z1 bis Z3 (links nach rechts)

Das Mittel der maximalen Transformatorauslastung aus 50 Verteilungen liegt in Variante Z1 mit 99 % Wahrscheinlichkeit im Bereich von + 4,3 und – 4,0 % um den Mittelwert aus 200 Verteilungen, was im Vergleich zu Z2 mit einer Genauigkeit von + 0,8 und – 0,8 % eine recht hohe Unsicherheit bedeutet. Für Z2 wird ab der vierten simulierten Verteilung bereits mit 99 % Wahrscheinlichkeit der Bereich von + 3,7 und – 3,0 % um den Mittelwert aus 200 Verteilungen erreicht. Da der Gewinn an Präzision pro weiterer, simulierter Verteilung abnimmt und der Gewinn an Präzision für Variante Z1, berechnet für die letzten fünf von 50 Verteilungen, im Mittel bereits nur etwa 0,12 % beträgt, ist davon auszugehen, dass für einen signifikanten Gewinn an Präzision eine Vielzahl zusätzlicher Verteilungen gerechnet werden müssten. Während für die Varianten Z2 und Z3 mit wenigen Verteilungen bereits eine ausreichend hohe Genauigkeit erzielt wird, muss bei Z1 eine deutlich höhere Anzahl an Zufallsverteilungen simuliert werden, um die gleiche Größenordnung zu erreichen.

Die Abbildungen 10 und 11 zeigen die gleiche Auswertung für die Ergebnisvariable „Minimalste Spannung im Netz“. Wie in Tabelle 1 bereits ersichtlich, ist der Einfluss einer rein Nutzerabhängigen Zufallsverteilung (Z3, Abbildung 11 rechts) kleiner als bei zusätzlich zufällig verteilten Komponenten (Z2, Abbildung 11 Mitte). Für Z1 streut die minimale Spannung, analog zur Transformatorauslastung, signifikant stärker als bei den weiteren Varianten. In diesem Fall mit einer deutlichen Tendenz nach Unten.

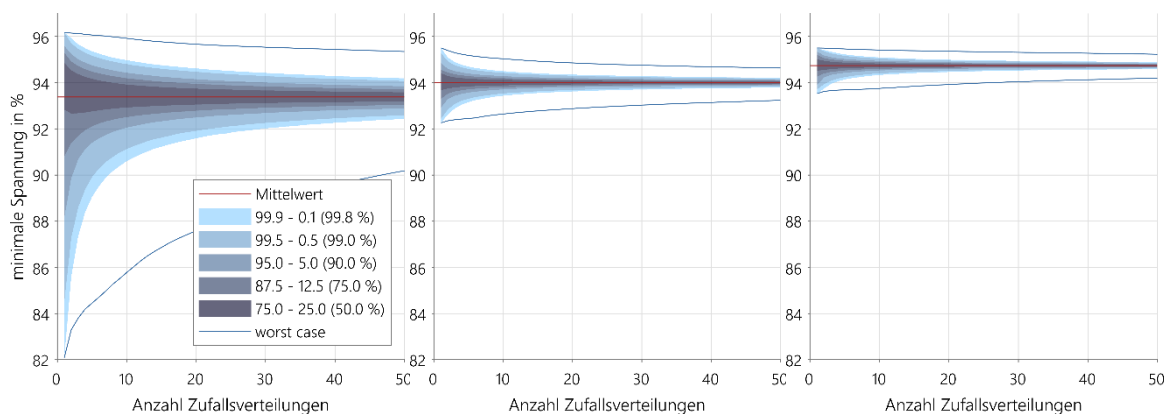


Abbildung 10: Quantile der minimalsten Spannung im Netz von Z1 bis Z3 (links nach rechts)

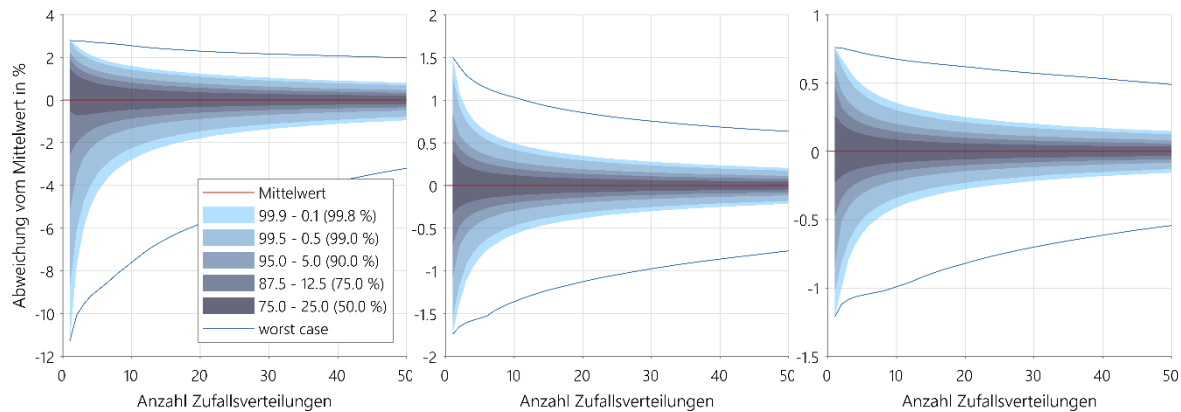


Abbildung 11: Quantile der minimalsten Spannung im verschoben auf das Nullniveau von Z1 bis Z3 (links nach rechts)

5 Fazit und kritische Betrachtung

Die Energiewende wird sich stark auf die unteren Ebenen des Verteilnetzes auswirken, wobei diese Auswirkungen durch Simulationen realitätsnah prognostiziert werden können. Dieses Paper verdeutlicht, dass Simulationsmodelle, wie z. B. „GridSim“, diverse Möglichkeiten bieten, aktuelle und zukünftige Netzbelastungszustände abzubilden. Verschiedene Projekte erfordern verschiedene Ansätze der Netzmodellierung, welche vorwiegend durch Untersuchungsgebiet und die Verfügbarkeit, Qualität sowie Detailgrad der Eingangsdaten geprägt sind. Die zufällige Verteilung von Komponenten und deren Attributen ist dabei ein weiterer Stellhebel, welcher diverse Möglichkeiten eröffnet.

Das Paper verdeutlicht diese Optionen anhand verschiedener Projekte. Die Möglichkeiten reichen mit fließendem Übergang von der möglichst detailgetreuen Nachbildung realer Netzbelastungszustände hin zur absolut generischen Modellierung von Szenarien. Die verschiedenen Ansätze bieten entsprechend verschiedene Vor- und Nachteile, weshalb deren Einsatz kontinuierlich zu reflektieren ist. Bei Verfügbarkeit der notwendigen Daten und Ressourcen ist eine möglichst detaillierte Modellierung zu bevorzugen, wenn Aussagen zu Überlastungen oder Ausbaubedarfen der betrachteten Netze getroffen werden sollen. Jedoch bieten auch generische Ansätze, durch z. B. die Variation zufälliger Verteilung von Komponenten, eine einfache Möglichkeit diverse Indikatoren der Netzbelastung mit hoher Genauigkeit abzubilden. In diesen Fällen lassen sich valide Aussagen zu den Rückwirkungen einzelner Betriebsweisen, wie z.B. Ladesteuerungen von Elektrofahrzeugen treffen und allgemeine Erkenntnisse ableiten.

Für große Szenarien, mit vielen Simulationsdurchläufen, empfiehlt es sich, zur Bestimmung der gewünschten Genauigkeit notwendiger Verteilungen, im Vorfeld testweise Simulation durchzuführen. Wie in Kapitel 4 beschrieben, kann der Einfluss des parametrisierten Zufalls auf relevante Ergebnisvariablen quantifiziert und die Genauigkeit der Ergebnisse abgeschätzt werden. Im gleichen Zug kann die Simulationszeit pro Verteilung und der notwendige Speicherplatzbedarf identifiziert werden. Hierdurch erlangt man eine Entscheidungsgrundlage, wie viele Zufallsverteilungen in einem Szenario/Projekt simuliert werden sollten oder müssen. Oft muss hierbei ein zufriedenstellender Kompromiss gefunden werden.

Die Modellierung von komplexen Systemen wie beispielsweise Verteilnetzen mit zahlreichen Knoten, Komponenten und damit einhergehenden möglichen Kombinationen verlangen es geeignete Vereinfachungen zu treffen, da es im Regelfall nicht möglich (und vor allem nicht sinnvoll) ist alle Kombinationen zu berechnen. Aus diesem Grund wurden die vorgestellten Ansätze entwickelt, welche die unterschiedlichen Vor- und Nachteile aufweisen. Da aber die Untersuchungsziele, die verfügbaren Ressourcen nicht immer gleich sind, ist es notwendig eine geeignete Wahl zu treffen.

Der Vergleich der unterschiedlichen Modellierungsarten und deren Auswahl ist insofern schwierig, da es neben den in dieser Publikation verwendeten Kenngrößen der maximalen Transformatorauslastung und der minimalen Spannung zahlreiche weitere Kenngrößen, wie z. B. der Leitungsauslastung, gibt, die wichtige Indikatoren für die Netzbelastung darstellen. Ebenso sind die Ergebnisse sehr stark von der Netztopologie und den gewählten Szenarien abhängig, da in sehr homogenen Netzen deutlich weniger Varianten berechnet werden müssen als in heterogenen. Somit es nicht möglich eine einheitliche und pauschale Antwort auf die Frage des passenden Simulationsdesign und der Anzahl der benötigten Verteilungen zu geben. In einem Projekt kann es sinnvoll sein, eine geringe Anzahl an Netzen beispielsweise 50-mal zu berechnen und in einem anderen eine sehr große Anzahl an Netze, bei denen viele Informationen zur tatsächlichen Belegung vorhanden sind, im Gegensatz dazu nur mit einer Verteilung zu berechnen.

6 Förderung und Projekt

Die Erarbeitung der in dieser Publikation beschriebenen Inhalte erfolgt durch die FfE im Verbundprojekt „München elektrisiert“ und „Bidirektionales Lademanagement“. Die Aktivitäten im Verbundprojekt „München elektrisiert“ werden im Rahmen des „Sofortprogramms Saubere Luft 2017-2020“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert (Förderkennzeichen: **01MZ18010B**). Auch das Projekt „Bidirektionales Lademanagement“ wird durch das BMWi gefördert (Förderkennzeichen: **01MV18004F**).

7 Literatur

- [1] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2018.
- [2] Müller, Mathias et al.: Methodology for Simulation of large Distribution Grids with dynamic Generation of Load Profiles. Dublin: 3rd E-Mobility Power System Integration Symposium, 2019.
- [3] Mueller, Mathias et al.: Simulative Abbildung von Netzbelastungssituationen in einem realen Mittelspannungsnetz und resultierender Flex-Bedarf. In: Zukünftige Stromnetze; Berlin: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2020.
- [4] Weiß, Andreas et al.: Simulative Analyse der aktuellen und zukünftigen Netzbelastung urbaner Versorgungsgebiete. In: Tagung Zukünftige Stromnetze; Berlin: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2020.

- [5] Weiß, Andreas et al.: Simulation and analysis of future electric mobility load effects in urban distribution grids. Berlin: International ETG Congress 2021. VDE Verlag GmbH, 2021.
- [6] Müller, M.; Biedenbach, F.; Reinhard, J. Development of an Integrated Simulation Model for Load and Mobility Profiles of Private Households. *Energies* 2020, 13, 3843.
- [7] Weiß, Andreas et al.: Spitzenlastkappung durch uni- und bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen und Analyse der resultierenden Netzbelastung in Verteilnetzen. In: *Forschung im Ingenieurwesen*, Volume 85(2). 469-476. Berlin: Springer Nature, 2021. <https://doi.org/10.1007/s10010-020-00424-z>.
- [8] Kleinertz, Britta; Gallet, Marc; Müller, Mathias; Samweber, Florian: Optimierung der Netzurückwirkungen dezentraler Power-to-Heat-Anlagen im Niederspannungsnetz in: *Dritte Dialogplattform Power to Heat 2017*. Berlin: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2017
- [9] Müller, Mathias et al.: Future grid load with bidirectional electric vehicles at home. Berlin: International ETG Congress 2021. VDE, 2021
- [10] Nobis, Philipp: Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation. München: Technische Universität München - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2016
- [11] Schulze, Yannic et al.: Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe. In: *12. Internationale Energiewirtschaftstagung*; Wien: TU Wien, 2021.
- [12] OpenStreetMap (OSM) - Die freie Wiki-Weltkarte. Veröffentlicht unter der freien CC-BY-SA-Lizenz durch OpenStreetMap und Mitwirkende. <http://www.openstreetmap.org/>, 2015
- [13] Wohlschlager, Daniela et al.: Bottom-up-Szenarien am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts. In: *ew - Magazin für Energiewirtschaft* 3/2019. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2019.
- [14] Kleinertz, Britta; Müller, Mathias; Hinterstocker, Michael; Samweber, Florian: Erstellung repräsentativer Typnetze zur Abbildung von zukünftigen Netzbelastungen in: *Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien*. Berlin: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V., 2017
- [15] Regett, Anika; Zeiselmair, Andreas; Samweber, Florian: MONA-Szenarien: Mehr als die Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch - Entscheidende Faktoren für die Zukunft der Stromnetze in: *BWK Ausgabe* 11/2016, S. 6-8. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2016
- [16] Samweber, Florian: Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze. München: Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der TU München, 2017