

# MODELLTIEFE IN VERTEILNETZEN: ANALYSE UND BEWERTUNG VON DETAILGRADEN IN NETZSTUDIEN

Haonan WANG<sup>1\*</sup>, Denis MENDE<sup>1,2</sup>, Jan WIEMER<sup>1</sup>, Pawel LYTAEV<sup>2</sup>, Andrea SCHOEN<sup>1,2</sup>,  
David GEIGER<sup>1</sup>, Martin BRAUN<sup>1,2</sup>, Johannes BRANTL<sup>3</sup>, Johannes SCHMIESING<sup>4</sup>

**Kurzfassung:** Die vorliegende Arbeit untersucht den Einfluss verschiedener Detailgrade auf die Ergebnisqualität von Netzstudien. Dabei werden die Herausforderungen der Netzplanung im Zusammenhang mit dem raschen Ausbau erneuerbarer Energien und der Elektrifizierung von Wärme- und Mobilitätssektoren angesprochen. Es wird eine zweistufige Methodik angewendet, die zunächst die klassische, vereinfachte Modellierung erweitert, um verschiedene Aspekte wie detaillierte Szenarien, Regionalisierung, Netzmodellierung und innovative Netzplanungsmaßnahmen zu integrieren. Im zweiten Schritt erfolgt eine Analyse zur Komplexitätsreduktion, um eine angepasste Modelltiefe zu bestimmen, die ein Optimum zwischen Detailgrad, Datenaufbereitung, Rechenaufwand und Ergebnisqualität ermöglicht. Die Ergebnisse unterstreichen die Bedeutung einer detaillierten Netzmodellierung für präzise Prognosen und Planung von Verteilnetzen im Kontext der Energiewende. Anhand verschiedener Untersuchungsperspektiven wird gezeigt, dass eine angepasste Modelltiefe, die den spezifischen Anforderungen der Netzstudien entspricht, entscheidend für die Effizienz und Ergebnisse verschiedener Netzstudien ist. Durch die Anwendung der entwickelten Methodik kann die Modelltiefe bei einer Netzstudie mit Fokus auf Netzausbauplanung flexibel und effektiv angepasst werden.

**Keywords:** Netzstudien, Netzplanung, Zukunftsszenarien, Netzmodellierung, Simulation, Komplexitätsreduktion, Optimierung

## Einführung

Aufgrund der tiefgreifenden Änderungen und der hohen Geschwindigkeit des Energiesystemumbaus mit enormen Leistungen dezentraler Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, sowie des zunehmenden elektrischen Verbrauchs durch die Elektrifizierung der Wärme- und Transportsektoren, ergeben sich insbesondere in Verteilnetzen massive Analysebedarfe. Diese reichen von Studien und Analysen hinsichtlich der grundsätzlichen Aufnahmekapazität existierender Infrastrukturen, Digitalisierungs-, Ausbau- und Flexibilisierungsbedarfen, über die Notwendigkeit der aktiven Netzbetriebsführung bis in die untersten Spannungsebene bis hin zu Analysen auftretender Netzverluste. Grundlegende Analysen, z. B. der Netzausbau- und Investitionsbedarfe in Verteilnetzen, wurden bereits in der Vergangenheit modellbasiert in zahlreichen Verteilnetzstudien untersucht (z. B. Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034 [1]). Infolge des einhergehenden Modellierungs- und Rechenaufwands ist je nach Untersuchungsgegenstand eine passende Festlegung der Detailtiefe nötig. Eine Vielzahl von durchgeführten Studien im Themenfeld der Ermittlung von Ausbaubedarfen unterscheiden

---

<sup>1</sup> Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Kassel, [www.iee.fraunhofer.de/netze](http://www.iee.fraunhofer.de/netze); Kontakt: [haonan.wang@iee.fraunhofer.de](mailto:haonan.wang@iee.fraunhofer.de)

<sup>2</sup> Universität Kassel, Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Kassel, <https://www.uni-kassel.de/eecs/e2n/>

<sup>3</sup> Bayernwerk Netz GmbH, Regensburg

<sup>4</sup> Avacon Netz GmbH, Salzgitter

sich deutlich hinsichtlich der methodischen Herangehensweise und der Komplexität der Analysen. Das Spektrum reicht von einer vereinfachten Ableitung auf Basis weniger Modellnetze mit Hochskalierung auf den gesamten Betrachtungsraum bis zu einer detaillierten Modellierung anhand einer großen Anzahl realer Netze und einer kleinräumigen Modellierung von Erzeugern und Verbrauchern (vgl. [2] und die Referenzen darin).

## Ziel und Vorgehensweise

Mit zunehmendem Analysebedarf und steigenden Abhängigkeiten eröffnen sich sowohl die Notwendigkeit als auch die Möglichkeiten einer detaillierten Betrachtung sowohl räumlich als auch zeitlich. In diesem Kontext wird in einem zweistufigen Verfahren der Vergleich verschiedener Aspekte durchgeführt. Eine zentrale Herausforderung der vorliegenden Arbeit besteht darin, Methoden für eine flexible Modellierungsumgebung zu schaffen. Diese soll es ermöglichen, abhängig von der konkreten Fragestellung und den gestellten Aufgaben verschiedener Netzstudien ein geeignetes Modellierungs- und Detaillierungsgrad zu wählen. Auf dieser Grundlage soll eine adäquate Ergebnisqualität bei angemessenem Aufwand für die jeweilige Fragestellung geeigneten Studien erreicht werden können.

Die vorliegende Arbeit zielt somit darauf ab, durch die Nutzung einer zweistufigen Vorgehensweise die Weiterentwicklung und Standardisierung notwendiger Schritte für Netzanalysen voranzutreiben (s. Abbildung 1). Im ersten Schritt erfolgt eine Erweiterung der klassischen Modellierung, um Netzanalysen ausgehend vom aktuellen Status Quo durchzuführen. Dabei fließen verschiedene methodische Ansätze ein, darunter Szenarien und Regionalisierung, die Berücksichtigung innovativer Maßnahmen im Netzplanungsprozess sowie die Integration neuer Einspeiser und Verbraucher, einschließlich der entsprechenden Zeitreihenbetrachtungen, zur Etablierung neuer Standards. Im zweiten Schritt wird durch die Analyse verschiedener Ansätze zur Komplexitätsreduktion eine passende Modelltiefe für die gestellte Aufgabe abgeleitet (vgl. [2]). Durch zusätzlich entwickelte Ansätze wird eine entsprechende Vereinfachung angestrebt.

Diese ermöglicht im Vergleich zur klassischen Netzplanung (links) und den erweiterten Modellierungen mit maximalem Detailgrad (rechts) eine frei wählbare Modelltiefe. Damit wird eine Anpassung des Detailgrads bei der Modellierung (z. B. Regionalisierung der EZA-Zubau, Modellierung betrachteter Netze und Kunden), erforderlichem Aufwand (z. B. Rechenaufwand und Datenbedarf) und Ergebnisqualität (z. B. die dadurch resultierende Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen) im angestrebten Zielbild erleichtert.

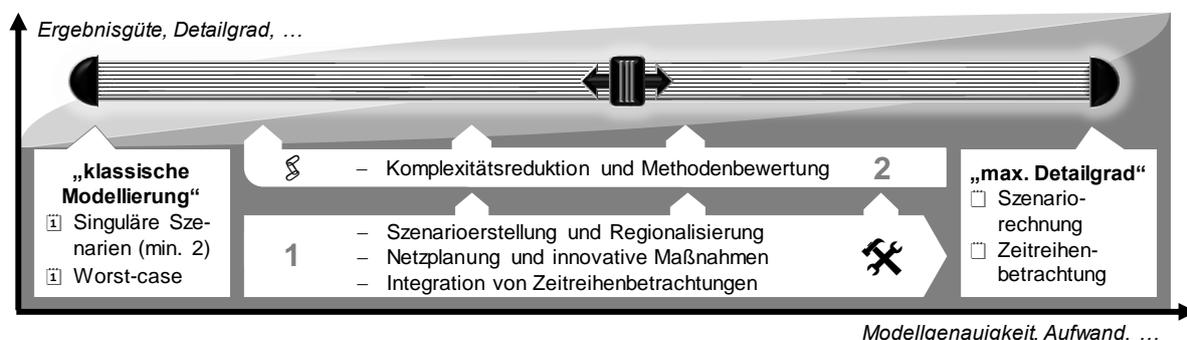


Abbildung 1: Übersicht des zweischrittigen Verfahrens unter Einbeziehung verschiedener Aspekte wie z. B. Szenarien, Netzmodelle, Anlagenmodellierung und kritischer Netznutzungsfälle.

## **Struktur und Themenschwerpunkte**

Die vorliegende Arbeit gliedert sich anschließend in vier zentrale Abschnitte, die sich jeweils einem spezifischen Themenschwerpunkt widmen, wobei der Fokus besonders auf den nachfolgend aufgeführten Themenschwerpunkten liegt:

- Szenarien und Regionalisierung
- Modellierung elektrischer Netze
- Modellierung und Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen
- Auswahl von Netznutzungsfällen

Jeder Abschnitt ist so konzipiert, dass relevante Aspekte und Herausforderungen der Modellierung elektrischer Netze betrachtet werden. Im ersten Abschnitt, „Szenarien und Regionalisierung“, werden die Grundlagen und die Bedeutung von relevanten Zubausszenarien sowie deren räumliche Regionalisierung untersucht. Darauf aufbauend widmet sich der zweite Abschnitt der „Modellierung elektrischer Netze“, in dem die technischen Aspekte und Modellierungsansätze im Vordergrund stehen. Im dritten Abschnitt „Modellierung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen“ werden die Integration und Modellierung von Erzeugungsanlagen sowie eine dynamische Betrachtung in Kombination mit Optimierungsmaßnahmen wie Freileitungsmonitoring und Spitzenkappung umfangreich untersucht und diskutiert. Schließlich beleuchtet der vierte Abschnitt „Auswahl von kritischen Netznutzungsfällen“ die Methodik zur Auswahl netzplanungsrelevanter Szenarien.

### ***Szenarien und Regionalisierung***

Das Ziel vieler Verteilnetzstudien besteht darin, die zukünftige Entwicklung und Verteilung von Verbrauchern und Einspeisern zu untersuchen. Hierfür sind die präzise Modellierung und Regionalisierung dieser Zukunftsszenarien entscheidend. Um eine möglichst genaue Zuordnung von Leistungswerten zu Netzknoten der jeweiligen Spannungsebene zu ermöglichen, sollten zukünftige Erzeuger und Verbraucher aus den Szenarien standortspezifisch abgebildet werden. Damit die Unsicherheit bezüglich der Verteilung zukünftiger Anlagen reduziert werden kann und sog. „no-regret-Maßnahmen“ identifiziert werden, sollten mehrere räumliche Verteilungen probabilistisch simuliert werden.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurden in einem zweistufigen Verfahren die zukünftigen Erzeuger- und Verbraucher eines deutschlandweiten Szenarios zunächst auf Gemeindeebene verteilt und dann mit unterschiedlichen Ansätzen auf räumlich feinere Ebenen heruntergebrochen (vgl. Abbildung 2). Hierbei hat sich gezeigt, dass für eine NS-Zielnetzplanung die koordinatenscharfe Platzierung notwendig ist, damit eine Zuordnung zu Verteilnetzknotten mit hinreichend genau funktioniert. Die möglichst genaue Georeferenzierung des Verteilnetzes spielt dabei eine ebenso große Rolle, da die korrekte Schätzung der Einzugsgebiete der Netzknoten mit größeren Unsicherheiten verbunden ist. Neben der möglichst genauen räumlichen Verortung spielt die Zubauwahrscheinlichkeit eines zukünftigen Erzeugers oder Verbrauchers eine zentrale Rolle. Je nach betrachteter Technologie enthalten die Zubaumodelle verschiedene Komponenten in denen Zufallsprozesse ablaufen. Durch die Nutzung des Zufallsgenerators lassen sich unterschiedliche Verteilungen der Anlagen eines Szenarios modellieren. Aus diesen Verteilungen werden Netzmaßnahmen abgeleitet. Wenn eine Maßnahme in unterschiedlichen Läufen immer wieder durchgeführt wird, deutet dies auf eine robuste „no-regret“ Maßnahme hin. Somit kann man durch diesen Ansatz die resultierende Unsicherheit reduzieren, bessere Entscheidungen treffen und diese auf eine breitere Basis stellen.



Abbildung 2: Beispiel für ein Siedlungsgebiete mit 100 m Raster

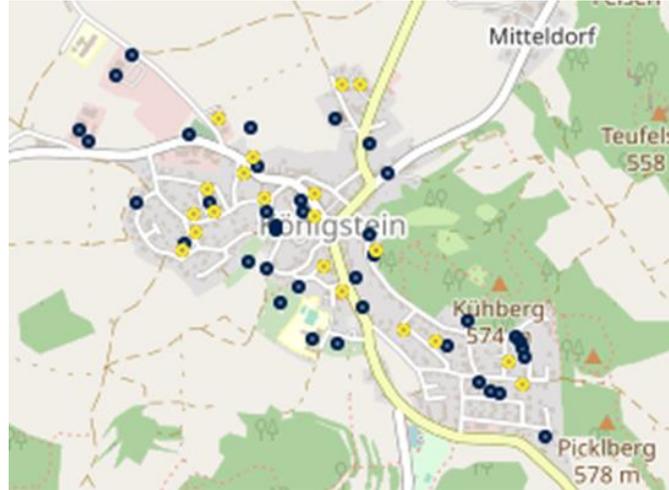


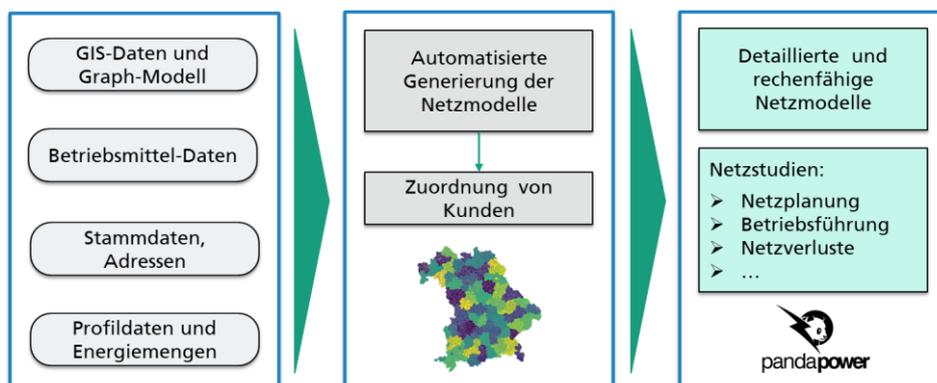
Abbildung 3: Exemplarisches Zukunftsszenario mit möglicher Verteilung durch Zufallsgenerator

### Modellierung elektrischer Netze

Eine erfolgreiche Netzstudie umfasst in der Regel verschiedene Elemente wie klare Ziele, angemessene Methoden und Ansätze, aussagekräftige und verständliche Ergebnisse sowie generelle Anwendbarkeit. Die Grundvoraussetzung für erfolgreiche Netzstudien liegt in der Verfügbarkeit der zu untersuchenden Netzmodelle in einer hinreichend hohen Datenqualität. Dabei kann der Detailgrad der Netzmodellierung (z.B. durch synthetische, reale oder spannungsebenen-übergreifende Modelle) die Ergebnisse verschiedener Untersuchungen entscheidend beeinflussen. Ein bedeutender Beitrag dieser Arbeit besteht in einem standardisierten Vorgehen zur Erfassung und Pflege der Daten sowie der Aufbereitung der Netzmodelle. Diese Herangehensweise trägt maßgeblich zur Effizienz von Netzstudien bei.

### Transparenz und Vollständigkeit der Datensätze

Im Rahmen der Modellierung werde der Versuch unternommen, eine umfassende Detailmodellierung für alle Ebenen im Verteilnetz vorzunehmen. Dabei konnte eine gute Transparenz und Datenbasis für die Hochspannungs- (HS) und Mittelspannungs- (MS) Ebenen erreicht werden. Während für die HS- und MS-Ebenen eine umfassende Datenbasis besteht, weist die Niederspannungsebene (NS) aufgrund der enormen Anzahl von Netzen und Kunden sowie dem Mangel an rechenfähigen Netzmodellen oftmals nur eine eingeschränkte Transparenz auf. Somit gestaltet sich eine detaillierte und vollständige Modellierung auf der Niederspannungsebene oft schwierig.



In diesem Zusammenhang wurde eine (teil-) automatisierte Erstellung der NS-Netze auf Basis von typischerweise zur Verfügung stehender Eingangsdaten wie z. B. GIS-Daten und Betriebsmittel-Daten entwickelt und detailliert. Der Generierungsprozess wird möglichst automatisiert (s. Abbildung 4), und als Ergebnis liegen detaillierte und rechenfähige „pandapower“ Netzmodelle vor [3], die die Grundlage für erfolgreiche Netzstudien bilden.

### Standardisierte und automatisierte Netzausbaumaßnahmen

Aufgrund der hohen Anzahl und Größe der Netze in der Verteilungsebene erweisen sich standardisierte und automatisierte Netzausbaumaßnahmen als besonders wichtig und dringend erforderlich, insbesondere für die Niederspannungs- (NS) Ebene. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden verschiedene Maßnahmen ausgiebig diskutiert. Dazu gehören beispielsweise die Trennstellen-Optimierung, der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT), die Spitzenkappung und die lokale Blindleistungsreglung  $Q(U)$  von dezentralen Erzeugungsanlagen. Die vorliegende Untersuchung erfolgt anhand eines exemplarisch ausgewählten NS-Netzes und die Ergebnisse deuten darauf hin, dass standardisierte und automatisierte Maßnahmen aufgrund der großen Anzahl an Netzen erforderlich sind. Um diese entsprechend umsetzen zu können, sind als Grundlage rechenfähige Netzmodelle, insbesondere in der NS-Ebene, notwendig. Es wird auch die Möglichkeit der Verfolgung des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau [4]) auf der NS-Ebene in Betracht gezogen. Bei der Untersuchung könnten somit die Prioritäten wie folgt gestaltet werden (s. auch Abbildung 5): Trennstellenoptimierung → Lokale Regelung → Netzausbau. Die Erkenntnisse dieser Untersuchung bieten eine solide Basis für eine effiziente und gezielte Planung von Netzausbaumaßnahmen auf der Niederspannungsebene.

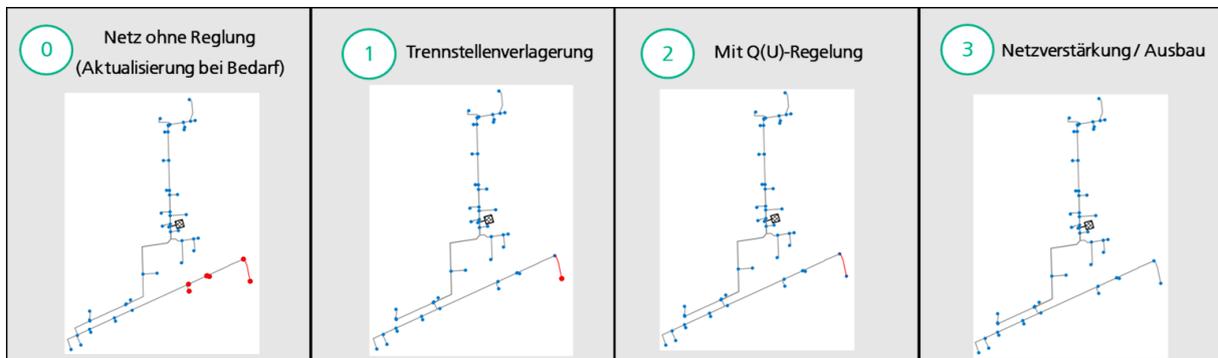


Abbildung 5: Automatisierte Maßnahmen bei dem Netzplanungsprozesses für NS-Netze (Exemplarische Darstellung, rote Linie: Leitungsüberlastung, rote Punkte: Spannungsverletzung).

### Spannungsebenen-übergreifendes Netzmodell

In der Untersuchung wird darüber hinaus der Mehrwert der spannungsebenen-übergreifenden Modellierung im Rahmen des Netzausbauplanungsprozesses im Detail analysiert. Hierzu wird eine umfassende Modellierung eines exemplarischen Mittelspannungs-Niederspannungsnetzes (MS- und NS-Ebenen) in Süddeutschland durchgeführt. Dieses Netz besteht aus einem Mittelspannungsnetz, welches rund 160 darunterliegende Niederspannungsnetze umfasst. Das gesamte Netzgebiet ist durch eine hohe Durchdringung von Photovoltaikanlagen geprägt. Bei der Untersuchung werden Jahressimulationen sowohl mit dem spannungsebenen-übergreifenden Modell als auch mit der Einzelbetrachtung der NS-Netze (mit fester Spannung für den Slack-Knoten des NS-Netzes) durchgeführt. Abbildung 6 links zeigt das spannungsebenen-übergreifende Netzmodell (rot: MS-Netz, blau: unterlagerte NS-Netze). Ein Vergleich des

resultierenden Spannungsverlaufs an der NS-Seite des Ortsnetzstranformators von einem ausgewählten NS-Netz wird auf der rechten Seite der Abbildung 6 veranschaulicht (blau: Nutzung von spannungsebenen-übergreifendem Modell, orange: Einzelbetrachtung des ausgewählten NS-Netzes mit fester Slack-Spannung am Ortsnetztrafo.).

Es ist in den Ergebnissen zu sehen, dass die Verwendung eines spannungsebenen-übergreifenden Netzmodells im Vergleich zu der Einzelbetrachtung der NS-Netze eine realistischere Nachbildung des gesamten Netzes ermöglicht. Während der Untersuchung zeigte sich jedoch, dass die spannungsebenen-übergreifende Modellierung mit einem erheblich höheren Aufwand in Bezug auf Rechenzeit und Datenbedarf verbunden ist. Daher ist es von entscheidender Bedeutung, vor der Anwendung im Kontext des jeweiligen Typs der Netzstudie eingehend zu diskutieren und abzuwägen, welchen Aufwand die Modellierung erfordert und welchen Mehrwert sie ermöglicht. Dies trägt dazu bei, die Effizienz und Relevanz der angewandten Modellierungsansätze sicherzustellen. Vor dem Hintergrund von Fragestellungen bezüglich der Netzausbauplanung ist es besonders relevant die auftretenden maximalen Belastungen des Netzes im Rahmen einer „Worst-Case“-Analyse zu identifizieren. Als naheliegende Vereinfachung ggü. der vollständig netzebenen-übergreifenden Modellierung können Einflüsse überlagerter Netzebenen berücksichtigt werden, in dem variable Eingangsspannungen auf der Oberseite der jeweiligen Ortsnetztransformatoren angenommen bzw. aus einer vorangehenden Simulation der überlagerten Netzebene ermittelt werden. So könnte im Einspeisefall beispielsweise eine Spannung von 1,04 p.u. gewählt werden, im Ausspeisefall wäre eine Spannung von 1,02 p.u. denkbar, s. Abbildung 6.

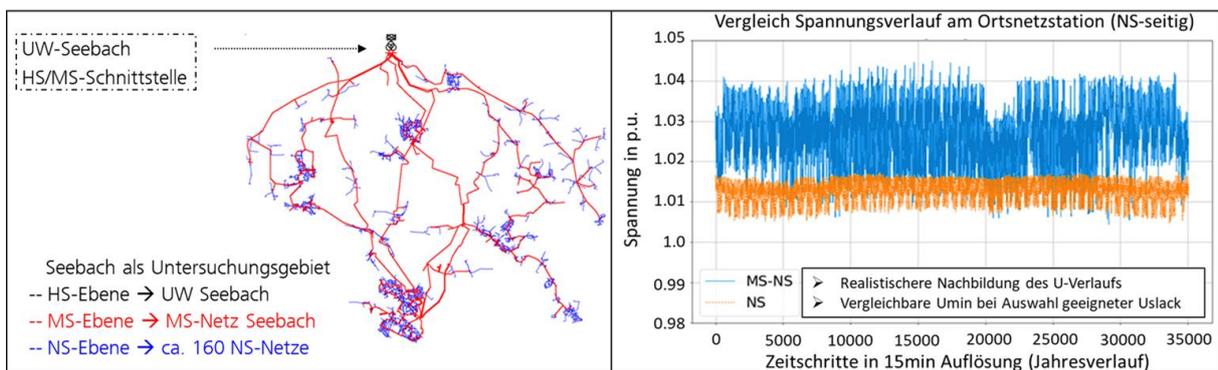


Abbildung 6: Nutzung von einer Spannungsebenen-übergreifende Modellierung (links) sowie die Auswirkung auf Spannungsverlauf während der Zeitreihensimulation (rechts).

### Integration verschiedener Zukunftsszenarien

Ziel vieler Netzstudien ist die Analyse von potenziellen, zukünftigen Netzsituationen, die sich durch den Zubau neuer Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen ergeben. Hierfür müssen Zukunftsszenarien (siehe Abschnitt „Szenarien und Regionalisierung“) in die zu untersuchenden Netzmodelle integriert werden. Im Rahmen der vorliegenden Arbeiten wird ein Modellierungsansatz entwickelt, um die effiziente Integration von modellierten Zukunftsszenarien in Netzmodelle zu ermöglichen. Da die Erstellung und Regionalisierung von Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien oftmals sozioökonomische und administrative Eingangsdaten verwendet und Kennzahlen für installierte Leistungen damit z. B. auf Gemeindeebene vorliegen, besteht ein erster Schritt des Prozesses in der Zuordnung von Anlagen aus einer Gemeinde zu dem vorliegenden Netzmodell, welches in der Regel lediglich eine geografische Teilmenge der Ge-

meinde darstellt. Anschließend können die Anlagen jeweils einem passenden Netzanschlusspunkt zugeordnet werden, z. B. dem nächstgelegenen mittels eines definierten Verbindungsradius. Das Vorgehen ist in Abbildung 7 veranschaulicht.

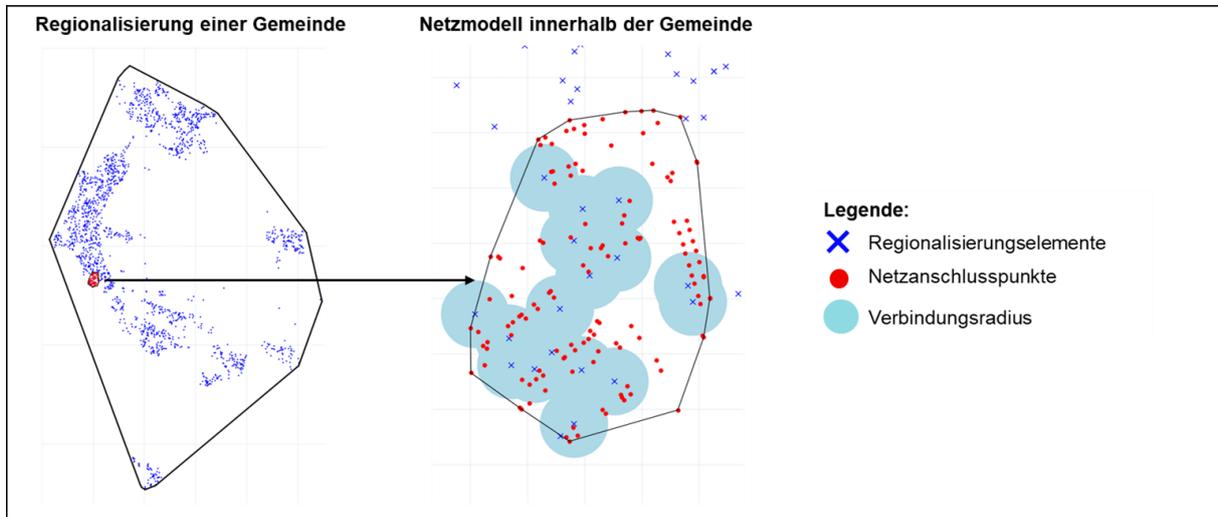


Abbildung 7: Beispiel für das Vorgehen der Methodik.

Für die Datenverarbeitung und –speicherung kommt bei der im Rahmen der vorliegenden Arbeiten gewählten Implementierung MongoDB [5] und pandahub [6] zum Einsatz. Die Automatisierung werde mittels Python [7] umgesetzt und die Zuordnung zu den passenden Netzknoten erfolge mittels pandapower [8]. Die Methodik unterstützt effizient bei der Durchführung von Netzstudien, da mit ihr jegliche Art von Netzberechnungen unter Berücksichtigung der Zukunftsszenarien vorbereitet werden können. Dabei können alle möglichen räumlichen Verteilungen und Zukunftsjahre integriert werden, welche vorab bestimmt werden.

### **Modellierung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen**

Darüber hinaus ist die passende Modellierung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, aber auch weiterer elektrischer Komponenten, auf den verschiedenen Spannungsebenen wichtig für die Aussagekraft der jeweiligen Netzstudie. Unterschiedliche Anlagentypen (Photovoltaik, Windkraft, Elektromobilität, Wärmepumpen, Freileitungen etc.) ziehen individuelle Modellierungsansätze nach sich, um Auswirkungen auf die gesamte Netzinfrastruktur adäquat abzubilden und zu analysieren. Weiter ist bei der Modellierung sicherzustellen, dass diese auf den Typ der Netzstudie abgestimmt ist. In der vorliegenden Arbeit werden Wärmepumpen, deren Modellierung sowie deren Einbettung in Netzplanungsstudien untersucht. Des Weiteren werden Methodiken zur möglichen Höherauslastung von Transformatoren und Freileitungen aufgezeigt.

### **Analyse von Temperaturabhängigkeiten**

Durch die fortschreitende Elektrifizierung des Wärmesektors entsteht ein vermehrter Bedarf an Netzanschlüssen von Wärmepumpen, welcher aufgrund der hohen Leistungen und Gleichzeitigkeiten in der Netzplanung berücksichtigt werden muss. Diese (speziell Luft-Wasser-Wärmepumpen) sind in ihrer Effizienz stark von der wetterbedingten Außenlufttemperatur abhängig. Weiterhin ist das Heizverhalten von Konsumenten und damit der Wärmebedarf von der Außentemperatur abhängig. Demnach steigt die Gleichzeitigkeit von Wärmepumpen antiproportional zur Außentemperatur.

Für Wärmepumpen sind nur wenige Messreihen für Deutschland verfügbar [9], wodurch häufig auf Standardlastprofile [10] für Wärmepumpen zurückgegriffen wird. Diese bilden für Netzplanungsstudien keine ausreichende Worst-Case-Betrachtung und regionale Auflösung ab [11]. Als weitere Möglichkeit können synthetische Leistungszeitreihen für Wärmepumpen erstellt werden. Dies ist im Rahmen der vorliegenden Arbeiten mit der Entwicklung des Tools „pandaprosumer“ realisiert. Mithilfe von pandaprosumer können synthetische Zeitreihen u. a. für Wärmepumpen auf Basis von Szenariendaten von Gebäuden (zur Bestimmung des Wärmebedarfs), Temperaturzeitreihen und Anlagenleistungen erstellt werden. [12] liefert einen Vergleich zwischen diesen Ansätzen für Netzplanungsanwendungen.

Im Kontext der Berücksichtigung von Wärmepumpen in der Netzplanung ist die Auswahl eines adäquaten Wetterjahres im jeweiligen Szenario entscheidend. Hierbei wird oft auf das Wetterjahr 2012 zurückgegriffen, welches im Netzentwicklungsplan als repräsentatives Wetterjahr angegeben wird [13]. Jedoch werden hier lokale Wettergegebenheiten ignoriert, welche andererseits für Verteilnetzbetreiber und deren lokale Netzauslegung wichtig sind. Hierfür ist in [14] anhand eines Beispiel-Netzes untersucht worden, welchen Einfluss unterschiedlich bestimmte Extremwetterjahre auf die Knotenspannungen sowie auf die Leitungs- und Transformatorauslastungen haben. Dabei sind vier Wetterjahre berücksichtigt: Die Temperaturzeitreihen aus 2012, 2010 und 1987 sowie das Testreferenzjahr („TRY“) des Deutschen Wetterdienstes für Kassel [14]. Abbildung 8 zeigt exemplarisch die Verteilung der resultierenden Transformatorauslastung für eine szenariogleiche Simulation unterschiedlicher Wetterjahre.

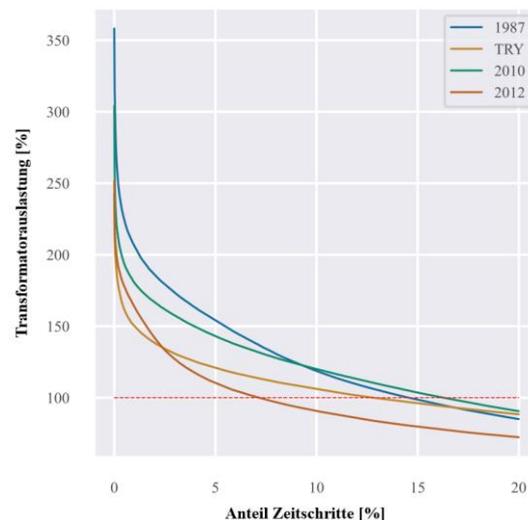


Abbildung 8: Ausschnitt der Jahresdauerlinie der Transformatorauslastung für ausgewählte Wetterjahre [14]

Dabei stechen in den Ergebnissen drei Kernpunkte heraus: Für den in der Untersuchung gewählten Standort Kassel ergibt das Wetterjahr 2012 nicht die größte Netzauslastung. Die höchste Auslastung entstand durch die Betrachtung des Wetterjahres 1987, welches sich durch eine sehr kalte Periode im Februar auszeichnet, was die Gleichzeitigkeit der Wärmepumpen trotz modelltechnischer Berücksichtigung eines thermischen Speichers maximal werden lässt. Jedoch ist am Beispiel der Transformatorauslastung erkennbar, dass das Wetterjahr 2010 die häufigsten Überlastungen verursacht. Im Gegensatz zur auslastungsverstärkenden Wirkung niedriger Temperaturen, bei der Betrachtung von Wärmepumpen, kann die Temperaturabhängigkeit von Betriebsmitteln auch netzdienlich nutzbar gemacht werden. Bei kühlen Außentemperaturen steigt die Belastung durch Verbraucher wie der Wärmepumpe, aber Netz-

betriebsmittel, die dem Wetter ausgesetzt sind, können gegebenenfalls höher ausgelastet werden. Abbildung 9. So können z. B. Freileitungen und Transformatoren bei niedrigen Lufttemperaturen durch den Kühlungseffekt (natürliche Konvektion) höher ausgelastet werden, als die Typenschild-Auslegung es vorsieht.

Abbildung 9 zeigt eine Analyse von Temperaturabhängigkeiten, die im Rahmen der vorliegenden Arbeiten durchgeführt worden ist. Sie beschreibt die aggregierte hervorgerufene Auslastung von 290 synthetischen Wärmepumpenprofilen aus pandaprosumer für eine beispielhafte Freileitung und einen beispielhaften Öl-Transformator. (Diese Profile kamen auch bei den Untersuchungen in [15] zum Einsatz.) Bei einer Temperatur von  $-10\text{ °C}$  ergibt sich eine Strombelastbarkeit von ca. 75 % (orange). Freileitungen können bei dieser Temperatur nach dem IEEE-Steady-State-Wärmegleichgewicht [16] mit ca. 140 % der Normbelastung betrieben werden (grün), ohne dass die begrenzende Leiterseiltemperatur von  $80\text{ °C}$  erreicht wird. Bei Öl-Transformatoren ist eine zusätzliche Auslastung von ca. 130 % bei  $-10\text{ °C}$  möglich nach dem Modell von IEC-60076-7 (blau) [17]. Die Berechnung ist durch Parametrierung nach den entsprechenden Normen vorgenommen worden, sodass der Kühlungseffekt auf die Außentemperatur zurückgeführt werden kann.

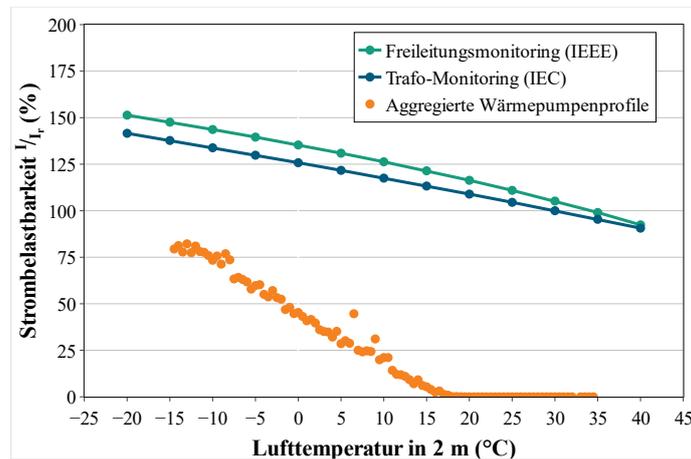


Abbildung 9 Analyse von Temperaturabhängigkeiten von Freileitungen, Transformatoren und Wärmepumpen.

Diese Temperaturabhängigkeiten können bei der Berücksichtigung von Wärmepumpen und Modellierung der Netzkomponenten innerhalb der Netzplanung durch angepasste Betriebsmittelgrenzen und Gleichzeitigkeiten berücksichtigt werden. Ein gegenteiliger Effekt ergibt sich bei der Betrachtung von Anlagen zur Raumluftkühlung, die vor allem bei hohen Temperaturen im Sommer beansprucht werden. Dieser Zusammenhang wird nicht näher betrachtet, da vor allem der Hochlauf Wärmepumpe als netzrelevantes Szenario für den deutschen Raum eingestuft wird.

Neben Synergieeffekten zwischen kühlender Lufttemperatur und der Transformatorauslastung durch Wärmepumpen kann auch die Integration von PV durch eine wetterabhängige und dynamische Transformatorauslastung verbessert werden. Die PV-getriebene HV/MV-Trafo-Auslastung eines Mittelspannungsnetzes kann durch Ausnutzung der dynamischen Transformator-Betriebsführung deutlich erhöht werden. Neben der kühlenden Lufttemperatur hat der der transiente Aufwärmprozess von Öl-Transformatoren deutlichen Einfluss auf die Integration von Photovoltaik-Erzeugungsanlagen. Durch die hohe thermische Trägheit des Transformators wirken sich kurzfristige Schwankungen der Auslastung nicht negativ auf die Alterungsrate aus. Außerdem ermöglicht ein Monitoring der auslegungsrelevanten

Heißpunkttemperatur des Trafos die genaue Kenntnis des Alterungszustands [18]. In den Simulationen hat sich der Zeitpunkt der max. PV-Einspeisung in Kombination mit einer Steady-State-Berechnung der Heißpunkttemperatur als gute Alternative zu Zeitreihensimulationen über mehrere Jahre hinsichtlich der Modelltiefe erwiesen. Transiente Aufwärmprozesse können hingegen gut über Zeitreihensimulationen abgebildet. Hier ist die geeignete Auswahl auslegungsrelevanter Zeiträume, zum Beispiel der Tag der höchsten Auslastung und hohen Umgebungstemperaturen, entscheidend. Das Berechnungsmodell nach IEC 60076-7 ist in die Fraunhofer-interne und auf pandapower aufbauende Simulationsumgebung pandaplan implementiert.

### Kombination von Optimierungsmaßnahmen

Neben der Kühlung von Transformatoren durch die Lufttemperatur (natürliche Konvektion) gibt es die Möglichkeit die Kühlung durch den Wind (forcierte Konvektion) netzdienlich bei Freileitungen zu nutzen. Freileitungen haben erhöhtes Übertragungspotential bei der Integration von Windkraftanlagen, da die Quelle des Windstroms ebenfalls einen vorteilhaften Kühlungseffekt bedingt. Dieser Effekt werde durch die Kombination von Freileitungsmonitoring und Spitzenkappung kennlinienbasiert hinsichtlich der nötigen Modelltiefe für Netzplanungsstudien untersucht. Abbildung 10 zeigt die Häufigkeit der Windgeschwindigkeit in unterschiedlichen Höhen. Mit Hilfe dieser können Aussagen über die eingespeiste Energie von Windkraftanlagen in verschiedenen Windklassen (zum Beispiel das Intervall 0,5 bis 1,0 m/s) getroffen werden. Ähnlich der bereits gezeigten dynamischen Transformatorauslastung auf Grundlage der Lufttemperatur, kann bei Freileitungen die Übertragungsleistung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit nach IEEE-Steady-State-Wärmegleichgewicht berechnet werden. Mit zunehmender Geschwindigkeit steigt die übertragbare Leistung (rote Kennlinie), siehe Abbildung 11.

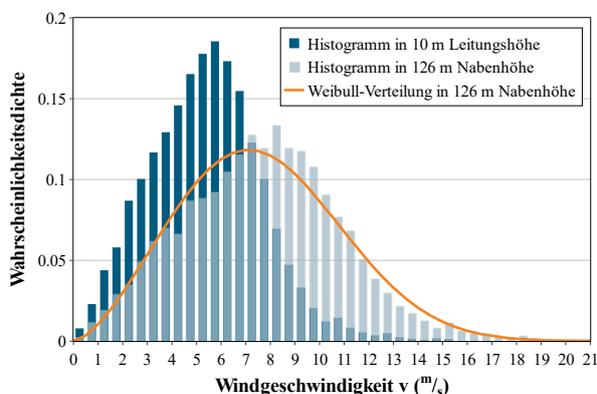


Abbildung 10 Häufigkeitsverteilung und Weibull-Fit der Windgeschwindigkeit in 10 und 126 m Höhe aus [19].

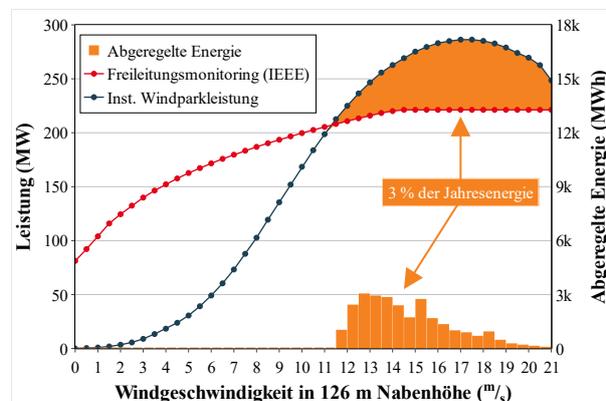


Abbildung 11: Windabhängige Abregelung eines Windparks mit der Freileitungsmonitoringkennlinie als dynamische Grenze aus [19].

Darauf aufbauend sorgen Wirkleistungsabregelungen im Zuge der Spitzenkappung nach § 11 EnWG für eine bedarfsgerechtere Netzauslegung, da selten auftretende Einspeisespitzen durch die Abregelungen weniger auslegungsrelevant werden. Die Windleistung (blau) kann an einem Freileitungsabschnitt folglich hochskaliert werden, bis planerisch 3 % der Jahresenergie abgeregelt werden (orange). Es wird immer dann abgeregelt, wenn die Windleistung oberhalb der dynamischen Freileitungsgrenze (rot) liegt und tatsächlich Windgeschwindigkeiten auftreten (blaue Häufigkeitsverteilung). Diese Methodik liefert in Simulationen ähnlich genaue Ergebnisse für die Bestimmung der abgeregelt Energie wie eine detaillierte Jahressimulation.

Die Leistungskennlinien können individuell modelliert werden und ermöglichen die anwendungsfreundliche Abbildung unterschiedlicher Rotor- und Generatorgrößen der Windkraftanlagen [19], [20].

### **Abbildung von Kundenverhalten**

Die Neuregelungen zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Zuge von § 14a EnWG [21] in Deutschland und Diskussionen dazu in den vergangenen Monaten unterstreichen die Wichtigkeit der Abbildung und Analyse von (gesteuertem) Kundenverhalten in Netzstudien, um verschiedene Verhalten vor der Anwendung im Energiesystem bestmöglich zu evaluieren. Hierzu gibt es verschiedenen Modellierungs- und Analyseansätze [22]. Im Rahmen des Projekts kamen hierfür zwei unterschiedliche Methoden zum Einsatz, um das gesteuerte Verhalten zu modellieren und zu analysieren. Beide Methoden können außerdem in die Auswahl von Netznutzungsfällen integriert werden (siehe: folgender Abschnitt). Hierbei ist bei der Analyse zu beachten, inwiefern die Ansätze in der Netzplanung berücksichtigt werden dürfen.

Die erste Methode besteht darin, die ungesteuerten Leistungszeitreihen anzupassen, um das gewünschte gesteuerte Verhalten abzubilden. Dabei werden die Zeitreihen so bearbeitet, dass sie eine repräsentative Darstellung des gesteuerten Verhaltens liefern. Gegebenenfalls müssen hierbei einige Vereinfachungen in Bezug auf die Modellierung des Kundenverhaltens gemacht werden, wie beispielsweise die Vernachlässigung der Abhängigkeit von Leistungsflussergebnissen oder anderer netzabhängiger Parameter. Dafür ermöglicht diese Methode eine effiziente Ermittlung einer Vielzahl von netzplanungsrelevanten Fällen [15]. Die zweite Methode besteht darin, das Nutzerverhalten in einem Leistungsflussregler abzubilden, welche Teil von pandapower sind [8], [3]. Mit dieser Herangehensweise unter Verwendung der Leistungsflussregler kann das gesteuerte Kundenverhalten detaillierter modelliert werden, was auch die Modellierung von netzabhängigem Verhalten erlaubt. Diese Leistungsflussregler kommen primär bei der Durchführung von Zeitreihenberechnungen zum Einsatz, um das Kundenverhalten zu analysieren. Die Ergebnisse davon können allerdings auch zur Bestimmung von relevanten Netznutzungsfällen herangezogen werden [23]. Durch die Kombination dieser Methoden (Abbildung durch Anpassung von Leistungszeitreihen und Modellierung mithilfe von Leistungsflussreglern) können umfassende Erkenntnisse über das gesteuerte Kundenverhalten im Niederspannungsnetz gewonnen werden, was zu einer verbesserten Planung und Optimierung des Netzbetriebs, als auch der Netzplanung, führen kann.

### **Auswahl von Netznutzungsfällen**

Der Netzplanungsprozess erfordert eine präzise und gezielte Abbildung relevanter Netznutzungsfälle. Die realistische Nachbildung relevanter Netznutzungsfälle ermöglicht nicht nur eine umfassendere Einsicht in potenzielle Herausforderungen, sondern trägt auch dazu bei, die Resilienz des Energiesystems gegenüber kritischen zukünftigen Situationen zu verbessern. Durch eine präzise Analyse solcher Szenarien können gezielte Maßnahmen ergriffen werden, um das heutige Energiesystem so zu gestalten, dass es den aktuellen und zukünftigen Anforderungen optimal gerecht wird. Die vorliegende Arbeit stellt verschiedene innovativen Methoden zur Auswahl kritischer Netznutzungsfälle vor und evaluiert diese anhand verschiedener Aspekte. Das Ziel besteht darin, das optimale Gleichgewicht zwischen Datenbedarf, Rechenaufwand und Ergebnislage während des Netzplanungsprozesses zu finden.

### Worst-Case-Betrachtung gegenüber Zeitreihensimulation

Die Auswahl der Worst-Case-Szenarien erfolgte durch die Anwendung der im Rahmen des Projekts „MotIV“ vorgestellten innovativen Methoden „Adaptive Filtering“ und „Clustering“ für exemplarisch ausgewählte reale Niederspannungsnetze. Bei Nutzung der vorgestellten Methode „Adaptive Filtering“ werden lediglich Messdaten an der Ortsnetzstation oder summierte Zeitreihen benötigt. Anschließend werden Betriebspunkte mit den höchsten Rückspeisungen und Verbräuchen ausgewählt und als kritische Netznutzungsfälle für den Netzplanungsprozess verwendet (s. Abbildung 12 links). Dabei sind keine Lastflussberechnungen oder Zeitreihensimulationen erforderlich, wodurch die Methode einen geringen Rechenaufwand aufweist. Bei der Methode „Clustering“ werden die Last- und Einspeiseprofile verwendet und die aggregierten Zeitreihen zweidimensional dargestellt. Anschließend werden die Betriebspunkte durch k-means in 100 Cluster zugeordnet und die Betriebspunkte neben dem Clusterzentrum als relevante Netznutzungsfälle weiter für die Netzplanung betrachtet (s. Abbildung 12 rechts).

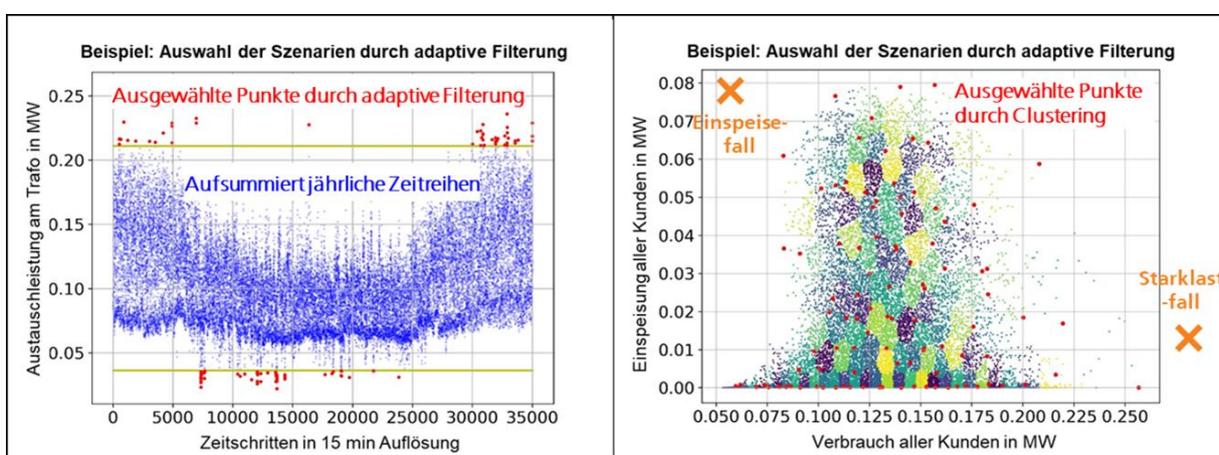


Abbildung 12: Exemplarische Darstellung der gewählten Ansätze für die Auswahl der kritischen Netznutzungsfällen (links: adaptive Filtering, rechts: Auswahl durch Clustering).

Die darauffolgende Vergleichsanalyse der ausgewählten Worst-Case-Szenarien wird mit einer vollständigen Zeitreihensimulation (Jahressimulation) durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass Grenzwertverletzungen im betrachteten Beispielnetz nur vereinzelt im Laufe des Jahres auftreten. Dies unterstreicht die Relevanz einer sorgfältigen Analyse von Worst-Case-Szenarien, insbesondere im Hinblick auf die Netzausbauplanung. Für die Netzausbauplanung in den überwiegend radialen Netzen der Niederspannungsebene sind insbesondere Szenarien mit hoher Einspeisung oder hohem Verbrauch von besonderer Relevanz. Die Untersuchung hebt dabei die Wichtigkeit und Notwendigkeit von Methoden zur Auswahl netzplanungsrelevanter Szenarien für diesen Netztyp hervor. Es ist von essenzieller Bedeutung die zeitliche Korrelation der Kundenbedürfnisse möglichst präzise abzubilden und zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt „Abbildung von Kundenverhalten“). Dies trägt dazu bei, realitätsnahe Planungsgrundlagen zu schaffen, die den aktuellen und zukünftigen Anforderungen an die Netzinfrastruktur gerecht werden.

### Nutzung von klassischen Gleichzeitigkeitsfaktoren

Im Rahmen des Modellierungsansatzes werden umfassende Untersuchungen an insgesamt 500 stark belasteten realen Niederspannungsnetzen durchgeführt. Das Hauptziel bestand darin, den Bedarf für den Netzausbau anhand der Analyse ausgewählter Szenarien zu bestimm-

men. Die Auswahl der Worst-Case-Szenarien erfolgte durch die Anwendung von vier verschiedenen Methoden zur Identifizierung kritischer Netznutzungsfälle: „Gleichzeitigkeitsfaktor“, „Adaptive Filterung“, „Clustering“ und „Zeitreihensimulation“. Die Ergebnisse dieser Analyse umfassen einen Vergleich des ermittelten Ausbaubedarfs unter Verwendung verschiedener Ansätze. Die Zeitreihensimulation mit dem höchsten Detaillierungsgrad (mit maximalem Datenbedarf und Rechenaufwand) diene als Referenz, wobei die ausgetauschte Leitungslänge mit 100 % als Vergleichsgröße für die Ergebnisse fungierte.

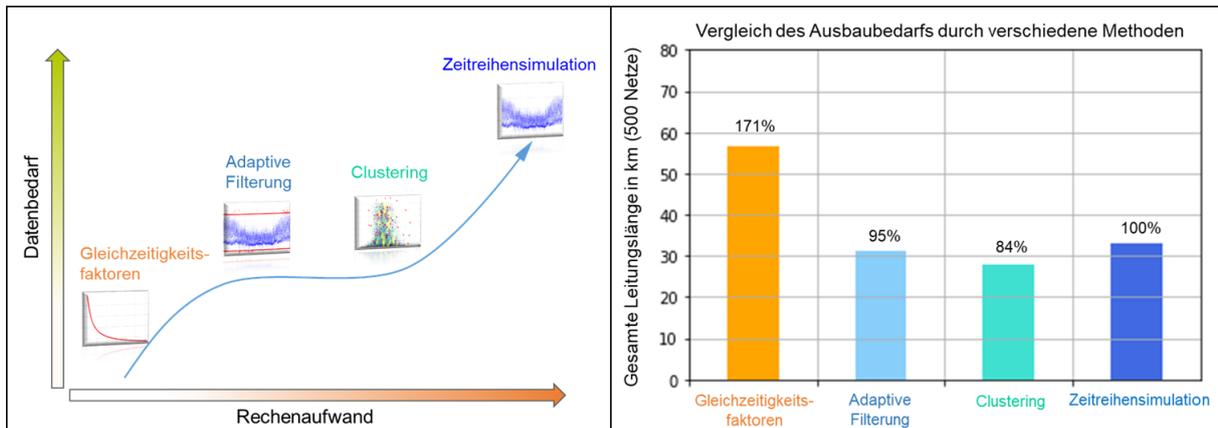


Abbildung 13: Vergleich des Datenbedarfs, Rechenaufwands sowie des entsprechenden Netzausbaubedarfs durch Nutzung verschiedener Ansätze für die Auswahl der kritischen Netznutzungsfälle.

Die Abbildung 13 zeigt eine deutliche Überschätzung des Netzausbaubedarfs im Vergleich zur Zeitreihensimulation (Jahressimulation als Referenz 100 %), wenn der klassische Gleichzeitigkeitsfaktor zur Auswahl der Worst-Case-Szenarien herangezogen wird. Dies resultiert aus der Tatsache, dass die tatsächliche Dynamik der zeitlichen Korrelation von Verbrauchs- oder Einspeiseanlagen unterschiedlicher Typen nicht immer realistisch und angemessen abgebildet werden kann. Im Vergleich dazu ist in der Abbildung 13 erkennbar, dass die Anwendung beider entwickelten innovativen Methoden „Adaptive Filterung“ und „Clustering“ (mit mittlerem Datenbedarf und Rechenaufwand) zur Auswahl kritischer Netznutzungsfälle, zu einer signifikanten Verringerung der in der Untersuchung beobachteten Überschätzung führt. Dies führt zu präziseren und genaueren Ergebnissen bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfs (bei Nutzung der Ergebnisse aus Jahressimulation als Referenz). Es ist daher während des Netzplanungsprozesses von großer Bedeutung, diese zeitlichen Zusammenhänge genauer und präziser zu erfassen, um verlässliche Ergebnisse zu erzielen. Wie in der vorliegenden Veröffentlichung bereits erwähnt, ist es entscheidend, vor der Anwendung verschiedener Ansätze im Kontext des jeweiligen Typs der Netzstudie eingehend zu diskutieren und abzuwägen, welchen Aufwand sie erfordern und welchen Mehrwert sie ermöglichen.

### Nutzung von realen Messdaten / Messprofilen

Des Weiteren wird im Rahmen der Studie untersucht, inwieweit die Nutzung von realen Messdaten/Messprofilen im Vergleich zur Verwendung von Standardlast- und Einspeiseprofilen die erzielten Ergebnisse bezüglich des Netzausbaubedarfs beeinflussen kann. Hierbei werden die Ergebnisse aus der Untersuchung an 500 NS-Netzen weiter analysiert und mit den Ergebnissen aus einer Jahressimulation mit Messdaten verglichen (unter Verwendung von maximalem Datenbedarf und Rechenaufwand). Abbildung 14 zeigt eine exemplarische Darstellung von Messdaten und Lastprofilen (links) sowie die entsprechenden Über- und Unterschätzungen des Ausbaubedarfs im Vergleich zur Referenz. Es ist in der Abbildung deutlich zu erkennen,

dass die Verwendung von realen Messdaten oder realistischen Messprofilen statt Last- und Einspeiseprofilen zu einer Reduzierung der Unterschätzung führt und somit eine erhebliche Verbesserung der Ergebnisse und Genauigkeit ermöglichen kann. Daher sollten während der entsprechenden Studie solche wertvollen Informationen für die Validierung und Einordnung von planungsrelevanten Worst-Case-Szenarien möglichst bereitgestellt werden.

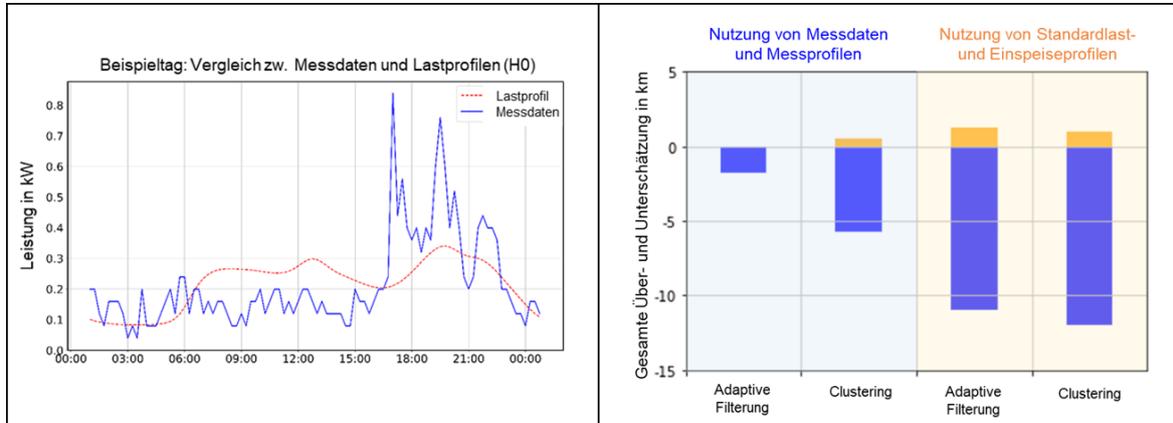


Abbildung 14: Exemplarische Darstellung von Messdaten und Lastprofilen (links) sowie die Auswirkung auf die Ergebnisse bezüglich des Netzausbaubedarfs (rechts)

## Zusammenfassung

Die vorliegenden Untersuchungen zur Modelltiefe in Verteilnetzen haben sich mit dem erforderlichen Detailgrad für Netzstudien auseinandergesetzt und dabei verschiedene Ansätze zur Reduzierung der Komplexität, des Detaillierungsgrads wie Datenbedarf und des Rechenaufwands während einer Netzstudie analysiert. Hierbei werden insbesondere der erforderliche Detaillierungsgrad in den unten aufgeführten Themenfeldern umfassend untersucht:

- **Szenarien und Regionalisierung:** Insbesondere auf der Niederspannungsebene ist ein angemessen hoher Detailgrad sowie die Einbeziehung einer probabilistischen Variation von Szenarien und Regionalisierung von entscheidender Bedeutung für Netzstudien. Diese Aspekte ermöglichen eine präzise Analyse zukünftiger Netzsituationen, indem sie die Bandbreite der möglichen Entwicklungen umfassend abdecken. Diese sorgfältige Berücksichtigung der verschiedenen Szenarien und Regionalisierungsansätze trägt dazu bei, eine umfassende und genaue Grundlage für die Planung und Analyse zukünftiger Netzsituationen zu schaffen.
- **Modellierung der Netze:** Die Abstimmung des Detaillierungsgrads der Netzmodellierung auf die spezifische Art der Netzstudie und Untersuchung ist von essenzieller Bedeutung. Für die Hochspannungs- und Mittelspannungsebene liegt oftmals bereits eine detaillierte Datenbasis vor. Die Niederspannungsebene weist aufgrund der hohen Anzahl der Netze und Kunden sowie fehlender rechenfähiger Netzmodelle in der Regel nur eine eingeschränkte Transparenz auf. Aufgrund der eingeschränkten Transparenz sind standardisierte und automatisierte Netzausbaumaßnahmen insbesondere für die Niederspannungsebene wichtig und dringend nötig. Die Nutzung Spannungsebenen-übergreifender Netzmodelle ermöglicht eine realistischere Nachbildung des Netzes, da z. B. Spannungsänderungen am Verknüpfungspunkt auf Basis der Belastungssituation vorgelagerter Netze berücksichtigt werden. Der Aufwand und der Mehrwert dadurch sollten aber vor der Nutzung

je nach Typ der Netzstudie diskutiert werden. Um verschiedene Netzzustände zu modellieren, ist es entscheidend, zahlreiche zukünftige Szenarien für Leistung und Standorte neuer Anlagen zu berücksichtigen.

- **Modellierung der Erzeugungsanlagen und Verbraucher:** Die Modellierung verschiedener Anlagentypen erfordert eine maßgeschneiderte Herangehensweise, um korrekte Abbildungen und Analysen (z. B. im Netzplanungskontext) zu gewährleisten. Neben Standardlastprofilen und gemessenen Profilen ermöglichen synthetische Leistungszeitreihen die Berücksichtigung des zeitabhängigen Verhaltens von Erzeugern und Verbrauchern. Bei der Netzintegration von Wärmepumpen spielt die Auswahl des in der Betrachtung berücksichtigten Wetterjahres eine entscheidende Rolle. Dynamische und wetterabhängige Betriebsmittelgrenzen ermöglichen daneben eine Höherauslastung der bestehenden Netzinfrastruktur und somit die verbesserte Integration von wetterabhängigen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern. Die eingespeiste Leistung und Energie von Windkraftanlagentypen sowie die windabhängige übertragbare Leistung von Freileitungen können mit Leistungskennlinien und der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit flexibel parametrisiert und in der Worst-Case Netzplanung genutzt werden. Darauf aufbauend können die Optimierungsmaßnahmen Freileitungsmonitoring und 3 %-Spitzenkappung durch Leistungskennlinien technisch sinnvoll kombiniert werden und ggf. eine Zeitreihensimulationen ersetzen. Die vorliegenden Untersuchungen deuten darauf hin, dass zur Bewältigung zukünftiger Netzplanungsherausforderungen eine Erhöhung der Modelltiefe sinnvoll ist, um die identifizierten Synergieeffekte optimal nutzen zu können.
- **Auswahl der relevanten Netznutzungsfälle:** Die Auswahl der relevanten Netznutzungsfälle, insbesondere im Kontext von Netzplanungsaspekten, muss den Herausforderungen des sich wandelnden Energiesystems gerecht werden. Für die Netzplanung ist eine vollständige Zeitreihen- oder Jahressimulation nicht immer zielführend und notwendig. Je nach konkreter Fragestellung ist die Ermittlung der relevanten Worst-Case-Szenarien von großer Bedeutung. Die Nutzung klassischer Gleichzeitigkeitsfaktoren führt tendenziell zu einer Überschätzung im Vergleich zu Zeitreihensimulation (insb. bzgl. der Betriebsmittelauslastung), da dies die zeitliche Korrelation von Verbrauch und Erzeugung in der Regel nicht berücksichtigt wird. Die Nutzung realer Messdaten / Messprofile kann wertvolle Informationen zur Validierung und Einordnung planungsrelevanter Worst-Case-Szenarien liefern. Neben Standardlastprofilen und gemessenen Profilen ermöglichen synthetisch generierte Leistungszeitreihen die Berücksichtigung des zeitabhängigen Verhaltens von Erzeugern und Verbrauchern bei der Bestimmung von netzplanungsrelevanten Fällen.

## Diskussion und Ausblick

Die vorliegende Arbeit hat einen umfassenden Blick auf den Detailgrad von Netzstudien geworfen und verschiedene Ansätze zur Reduzierung der Komplexität analysiert. Dennoch bleiben einige weiterführende Fragestellungen offen, die durch zukünftige Untersuchungen genauer beantwortet werden könnten. Insbesondere in den unteren Spannungsebenen kommt der Datenverfügbarkeit und -vollständigkeit für Netzanalysen eine entscheidende Bedeutung zu. Bei der Auslegung der Netze und von Netzbetriebsmitteln sollten wetterabhängige und dynamische Grenzen unter Berücksichtigung ebenfalls wetterabhängiger Erzeuger und Verbrauch stärker in die Betrachtung einbezogen werden, da hierin Potential zur Möglichkeit der gezielten Höherauslastung von Netzstrukturen gesehen wird. Weitere Analysen auf diesem Gebiet und die Kombination von bedarfsgerechter Anlagen-Abregelung können zeitkritische

Probleme in der Netzplanung abfedern. Generell könnten zukünftige Forschungsarbeiten ihren Fokus darauflegen, konkrete Lösungen und Empfehlungen für die genannten Herausforderungen zu entwickeln. Dies wäre entscheidend, um die Effizienz und Wirksamkeit von Netzstudien weiter zu verbessern.

### **Anmerkungen/Danksagung**

Der Chatbot „FhGenie“<sup>5</sup> kam zur sprachlichen Verbesserung in einzelnen Abschnitten zum Einsatz. Die Autorinnen und Autoren bedanken sich bei Lukas Müller für die Unterstützung bei der Umsetzung der automatisierten Szenarienintegration.

### **Förderhinweis**

Die dargestellten Arbeiten werden vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen des Vorhabens „Modelltiefe in Verteilnetzen (MotiV)“ (FKZ: 03EI1023) gefördert. Die Autoren sind verantwortlich für den Inhalt der Arbeit.

### **Literaturverzeichnis**

- [1] M. Braun, I. Krybus, H. Becker, R. Bolgaryn, J. Dasenbrock, P. Gauglitz, D. Horst, C. Pape, A. Scheidler und J. Ulfers, „Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034,“ Abschlussbericht, Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung, 2018.
- [2] D. Mende, J. Brantl, J. Schmiesing, S. R. Drauz, D. Geiger, L.-P. Lauen, M. Majidi, E. Mora, H. Wang und M. Braun, „Modelltiefe in Verteilnetzen: Szenariobasierte Evaluation des Analyseumfangs und Komplexitätsreduktion für Netzstudien,“ in *Tagung Zukünftige Stromnetze*, Online, 2022.
- [3] Fraunhofer IEE and University of Kassel, „pandapower,“ 2023. [Online]. Available: <https://www.pandapower.org/>.
- [4] 50hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW, „Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes,“ 2022.
- [5] MongoDB, Inc., „MongoDB,“ [Online]. Available: <https://www.mongodb.com/de-de>. [Zugriff am 23 Januar 2024].
- [6] Fraunhofer IEE, University of Kassel and reflow GmbH, [Online]. Available: <https://github.com/e2nIEE/pandahub>. [Zugriff am 2024 Januar 2034].
- [7] Python Software Foundation, „Python,“ [Online]. Available: <https://www.python.org>. [Zugriff am 23 Januar 2024].
- [8] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer, J.-H. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke and M. Braun, "pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018.
- [9] M. Schlemminger, T. Ohrdes, E. Schneider und M. Knoop, „Dataset on electrical single-family house and heat pump load profiles in Germany,“ *Sci Data* 9, 2022.

---

<sup>5</sup> <https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2023/august-2023/fhgenie-fraunhofer-gesellschaft-fuehrt-internen-ki-chatbot-ein.html>

18. Symposium Energieinnovation, 14.-16.02.2024, Graz/Austria

- [10] „Standardlastprofile Strom,“ bdew, 01 01 2017. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>. [Zugriff am 24 01 2024].
- [11] E. Proedrou, „A Comprehensive Review of Residential Electricity Load Profile Models,“ *IEEE Access*, vol. 9, pp. pp. 12114-12133, 2021.
- [12] S. R. Drauz-Mauel, L.-P. Lauen and M. Braun, "pandaprosumer – Tool for Consideration of Flexibilities in Multi-Energy Distribution Grids," in *ETG Congress 2023*, Kassel, Germany, 2023.
- [13] Netzentwicklungsplan Strom, „Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023),“ 2023. [Online]. Available: <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023>. [Zugriff am 24 01 2024].
- [14] P. Lytaev, S. R. Drauz-Mauel, L.-P. Lauen und M. Braun, „Identification of worst-case weather years regarding heat pump considerations in distribution grid planning,“ in *ETG Congress 2023*, Kassel, 2023.
- [15] A. Schoen, J. Uffers, H. Maschke, L. Mueller and M. Braun, "Integrating Control Strategies for Electric Vehicles into a Simultaneity-Factor-Based Grid Planning Approach," in *ETG Congress 2023*, Kassel, Germany, 2023.
- [16] Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power and Energy Society, „IEEE standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors,“ 2013. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=6692856>. [Zugriff am 19 11 2019].
- [17] International Electrotechnical Commission (IEC), *Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power*, IEC 60076-7, Geneva, 2018.
- [18] M. Franz, *Entwicklung einer deterministischen Planungsmethodik zur Berücksichtigung einer dynamischen Transformator Betriebsführung in der Netzplanung*, Masterarbeit, THM Gießen, 2022.
- [19] J. Wiemer, F. Wenderoth, J. Uffers, A. Scheidler and M. Braun, "Combining Active Power Curtailment and Dynamic Line Rating in Grid Planning: An Innovative Approach," in *ETG Congress 2023*, Kassel, Germany, 2023.
- [20] L.-P. Lauen, J. Wiemer, F. Wenderoth, M. Vogt, M. B. Alfakhouri, F. Schäfer, D. Wäresch, K. Zimmer, K. Boldt, T. Fieseler, G. Remmers, W. Dreger, J. Schwarz und W. Wenzlaff, „Spitzenkappung in Netzplanung und Netzbetrieb - Automatisiert und intelligent (SpiN-AI),“ 2022.
- [21] „§ 14a EnWG,“ [Online]. Available: [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/\\_14a.html](https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_14a.html). [Zugriff am 23 Januar 2024].
- [22] A. Schoen, J. Ringelstein, D. Mende und M. Braun, „Modeling control strategies for prosumers in a Python-based modular simulation tool,“ *Energy Informatics*, Bd. 6, Nr. 1, 2023.
- [23] A. Schoen , J. Uffers , H. Maschke , E. Junge, C. Bott, L. Thurner and M. Braun, "Considering Control Strategies for Electric Vehicle Charging in Grid Planning," in *ETG Congress 2021*, Online, 2021.
- [24] F. Liu, K. Ting und Z.-H. Zhou, „Isolation Forest,“ in *Eighth IEEE International Conference on Data Mining*, Pisa, 2008.