

# Modell für Niederspannungsnetze mit aktiver Spannungsregelung für Langzeitspannungsstabilitätsanalysen in Verteilnetzen

Robert Schmidt, Sophia Tepe\*, Julia Russek\*, Albert Moser

Institut für elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW),  
Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, +49 241 80 97654, r.schmidt@iaew.rwth-aachen.de,  
www.iaew.rwth-aachen.de

**Kurzfassung:** Zukünftig wird für Erzeugungsanlagen und Speicher in Nieder- und Mittelspannungsnetzen vermehrt das Blindleistungsbereitstellungsverfahren Q(U)-Kennlinie vorgegeben werden. Dies bedeutet eine aktivere Spannungsregelung in diesen Spannungsebenen. Obwohl derzeit keine Anzeichen für Wechselwirkungen zwischen Q(U)-geregelter Anlagen und Transformatorregelungen bestehen, wird in Untersuchungen deutlich, dass der Blindleistungsaustausch zwischen der Nieder- und der Mittelspannungsebene bei hoher Durchdringung von Q(U)-Regelung zunehmend von der aktuellen Netzsituation abhängen wird. Zudem kann die Annahme, dass überlagerte Übertragungsnetze zu jedem Zeitpunkt eine gleichmäßig hohe und starre Netzspannung bereitstellen, vor dem Hintergrund aktueller Entwicklungen für die Zukunft gegebenenfalls nicht mehr getroffen werden. In diesem Zusammenhang gilt es, die betrieblichen Spannungsbänder in den Mittelspannungsnetzen zu jedem Zeitpunkt einzuhalten, um Schutzauslösungen und Netztrennungen von Anlagen in den Verteilnetzen zu vermeiden. Weil gleichzeitig aufgrund der Wetterabhängigkeit der Einspeisung auch die Netzsituationen zunehmend volatil werden, ist eine zentrale These dieser Arbeit, dass dynamische Langzeitspannungsstabilitätsanalysen in Mittelspannungsnetzen zusätzlich zu stationären Analysen relevant werden. Aus Sicht der Mittelspannungsnetze ist es somit notwendig, auch angepasste Modelle der Niederspannungsnetze und der dort angeschlossenen Q(U)-geregelter Erzeugungsanlagen zu erstellen, um das dynamische Verhalten in einer Simulation abzubilden. Diese Arbeit präsentiert und validiert ein entsprechendes knotenreduziertes Modell für Niederspannungsnetze auf Basis einer Grey-Box-Modellierung. Mit dem Modell können zukünftig dynamische oder stationäre Untersuchungen zur Sicherstellung der Spannungsstabilität in Mittelspannungsnetzen für unterschiedliche Netzsituationen durchgeführt werden.

**Keywords:** Langzeitspannungsstabilität, Verteilnetz, Ersatznetz, dynamische Simulation

## 1 Hintergrund und Motivation

Bedingt durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) auf Verteilnetzebene werden Verteilnetzbetreiber (VNB) in den nächsten Jahrzehnten zunehmend vor der Herausforderung stehen, einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Historisch wurden insbesondere Niederspannungs- (NS) und Mittelspannungsnetze (MS-Netze) größtenteils passiv, mit einem Minimum an Messungen und Steuerung betrieben. Dies war möglich, da sich der tägliche Energieverbrauch nur geringfügig änderte und typische Netzsituationen somit leicht vorhersehbar waren. In Zukunft jedoch wird die Volatilität der Einspeisung aus DEA mit hoher installierter Leistung zu einem dynamischen Netzbetrieb führen, der leicht zu unvorhergesehenen Netzzuständen führen kann. Dies erfordert verstärkt eine manuelle und automatisierte Steuerung in NS- und MS-Netzen.

In diesem Zusammenhang wird die Q(U)-Regelung im Allgemeinen als vorteilhaftes Konzept für die Blindleistungsregelung betrachtet. Durch Anpassung der eingespeisten Blindleistung an die aktuelle Netzsituation wird die Spannungsstabilität unterstützt. Die Q(U)-Regelung ist sowohl für NS- als auch MS-Netze definiert und soll Blindleistung innerhalb weniger Sekunden bereitstellen. Daher eignet sie sich zur Spannungsstützung bei schnell veränderlichen Netzsituationen sowie bei Ausfällen oder Störungen. Die Regelung ist nicht nur für DEA und Speicherkraftwerke, sondern auch für leistungselektronische Lasten wie Ladestationen für Elektrofahrzeuge definiert [1–3]. Aus Fachkreisen wird empfohlen, diese Möglichkeit zunehmend zu nutzen, um Blindleistung für das Netz im Rahmen der statischen Spannungshaltung bereitzustellen [4].

Mögliche Wechselwirkungen mit anderen spannungsregelnden Anlagen wie beispielsweise Stufentransformatoren bleiben jedoch unklar. Die Tatsache, dass an jedem Netzpunkt zukünftig DEA mit Q(U)-Regelung aktiv sein könnten, macht detaillierte Untersuchungen zu möglichen Wechselwirkungen bei schnell veränderlichen Netzsituationen erforderlich. In der Vergangenheit wurden bereits Untersuchungen zur Spannungsstabilität in NS-Netzen bei Q(U)-Regelung von DEA durchgeführt [5]. Hierbei konnte keine Beeinträchtigung der Stabilität in NS-Netzen festgestellt werden. Jedoch zeigen weitere Untersuchungen, dass die Wahl der Regelung in NS-Netzen deutliche Auswirkungen auf den Blindleistungsaustausch zwischen NS- und MS-Netzen hat [6]. Hierbei bleibt offen, welche Auswirkungen dies bei hoher Integration von DEA hat. Insbesondere bei schnellen Änderungen der Einspeiseleistung von DEA könnten spannungsabhängige Regelungen zu Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen führen. In Zukunft müssen VNB somit in der Lage sein, mögliche Wechselwirkungen zwischen NS- und MS-Netzen zu identifizieren, um die Parametrierung von Q(U)-Regelungen und anderen spannungshaltenden Maßnahmen abzustimmen.

Aufgrund des spannungs- und zeitabhängigen Verhaltens Q(U)-geregelter Anlagen müssten zur Berücksichtigung der Interaktionen Zeitbereichssimulationen durchgeführt werden. Angesichts der hohen Anzahl von Knoten auf NS-Ebene würde eine knotenscharfe Zeitbereichssimulation beider Spannungsebenen jedoch einen enormen Rechenaufwand verursachen. Dies gilt insbesondere bei Berücksichtigung mehrerer Netzsituationen. Ein möglicher Lösungsansatz ist die Modellreduktion von NS-Netzen. Dabei werden Modelle von NS-Netzen für Spannungsstabilitätsuntersuchungen im Zeitrahmen von Sekunden bis Minuten erstellt, die sowohl die NS-Q(U)-Regelung als auch andere spannungsregelnde Anlagen berücksichtigen.

In diesem Zusammenhang präsentiert die vorliegende Arbeit eine Analyse verschiedener Faktoren in NS-Netzen, die das aggregierte dynamische Blindleistungsverhalten am NS-MS-Netzverknüpfungspunkt beeinflussen. Dies sind z.B. die gewählte Blindleistungsregelung, die Größe des NS-Netzes sowie die Verteilung von DEA und leistungselektronischen Lasten innerhalb des betrachteten Netzes. Auf Grundlage der Analyse werden mögliche Vereinfachungen identifiziert und anschließend ein generisches Grey-Box-Modell von NS-Netzen mit hoher Durchdringung von DEA mit Q(U)-Regelung abgeleitet. Das entwickelte Modell wird mittels Zeitbereichssimulationen für verschiedene NS-Netze mit unterschiedlichen Erzeugungs- und Lastsituationen sowie für verschiedene Störungssituationen validiert, sodass es auch bei stark und schnell veränderlichen Netzsituationen gültig ist.

## 2 Stand der Technik

### 2.1 Untersuchungen der (Langzeit-)Spannungsstabilität in Verteilnetzen

Untersuchungen der (Langzeit-)Spannungsstabilität werden derzeit üblicherweise nur für Übertragungsnetze durchgeführt. Wesentliche Einflussfaktoren, die eine Untersuchung notwendig machen, sind die hohe Auslastung von Netzen, hohe Lastgradienten, Einspeisungsschwankungen und begrenzt vorhandene Potentiale für Blindleistungsbereitstellung. Darüber hinaus ist das Zusammenspiel aus Spannungsreglern, Stufenstellungen von Transformatoren sowie Zuschaltungen von Kompensationsanlagen zu berücksichtigen. Weil die Blindleistungsbilanz zu jedem Zeitpunkt gewahrt bleiben muss, müssen in der Regel Berechnungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten oder zeitaufgelöste Berechnungen durchgeführt werden. Je nach Untersuchungsrahmen werden entweder Leistungsflussberechnungen oder Continuation Power Flow Verfahren verwendet [7]. Zur Berücksichtigung des zeitlichen Regelverhaltens von Anlagen ist auch die Anwendung von Zeitbereichssimulationen möglich [8–10].

Entsprechende Untersuchungen müssen derzeit für NS- und MS-Netze aufgrund folgender Randbedingungen in der Regel nicht durchgeführt werden:

- Die überlagerte Netzebene stellt eine starre Spannung bzw. eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung bereit und die  $dU/dQ$  Sensitivität ist folglich klein.
- Die Spannung im Verteilnetz wird im Wesentlichen durch den Einsatz der Stufensteller an Netzkuppltransformatoren gesteuert.
- Die Belastungssituation des Verteilnetzes ist planbar und ändert sich nicht schnell.

Infolgedessen müssen zwar Leistungsflussszenarien für die Netzplanung gerechnet werden, um spannungsbedingte Engpässe vorab zu identifizieren und durch Netzausbaumaßnahmen oder optimalen Einsatz vorhandener Betriebsmittel zu vermeiden. Entsprechende Arbeiten sind mit unterschiedlichen Randbedingungen und Zielstellungen in [11–13] zu finden. Jedoch ist unter den oben aufgeführten Annahmen eine höheraufgelöste Berechnung und die Berücksichtigung von Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen nicht notwendig. Die vorliegende Arbeit basiert auf der Arbeitshypothese, dass zukünftig folgende Änderungen der Randbedingungen zu erwarten sind:

- Die Spannung überlagerter Netzebenen ist höheren Schwankungen unterworfen und die Kurzschlussleistung sinkt und die  $dU/dQ$  Sensitivität steigt.
- Dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher nehmen über die  $Q(U)$ -Kennlinie an der Spannungsregelung des Verteilnetzes teil.
- Die Belastungssituation des Verteilnetzes ist schnell veränderlich aufgrund von hohen Lastgradienten von Ladestationen und Wärmepumpen und aufgrund volatiler Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen.

Entsprechende Auswirkungen dieser Annahmen konnten beispielsweise bereits in [10] nachgewiesen werden. Somit kann es zukünftig erforderlich werden, die Spannungsstabilität und andere Stabilitätsaspekte in den NS- und MS-Netzen näher zu untersuchen.

Der Fokus dieser Arbeit liegt insbesondere auf den Aspekten der Spannungsstabilität und auf einer Modellierung für Untersuchungen in MS-Netzen. Konkret muss sichergestellt werden, dass trotz der volatilen Netzsituation durch das Zusammenspiel von spannungsregelnden

Komponenten die Spannung zu jedem Zeitpunkt innerhalb der Schutzgrenzen der angeschlossenen Anlagen bleibt und die Blindleistungsbilanz gedeckt werden kann. Um dies im Rahmen dieser Forschungsarbeit zu berücksichtigen, wird eine Zeitbereichssimulation durchgeführt, in welcher auch das zeitliche Regelverhalten der Anlagen abgebildet ist. Die Simulation berücksichtigt insbesondere die Q(U)-Regelung und ihr PT1-Verhalten nach [1].

## 2.2 Modellierung von Netzen für Langzeitspannungsstabilitätsanalysen

Generell können Spannungsstabilitätsanalysen lokal für einen Netzausschnitt durchgeführt werden, da Spannung nur lokal gesteuert und Blindleistung aufgrund des Zusammenhangs mit der Netzspannung und der vorgegebenen Spannungsgrenzen nur über begrenzte Distanzen transportiert werden kann [14]. Bei der Modellierung von Netzen für Langzeitspannungsstabilitätsanalysen ist es daher zielführend, einen zu untersuchenden Netzausschnitt detailliert zu betrachten und weitere horizontale und vertikale Randnetze vereinfacht zu modellieren. Hierfür existieren grundsätzlich zwei Ansätze.

Mit **Netzwerkreduktionsverfahren** lassen sich vollständig bekannte Randnetze vereinfachen. Die Verfahren basieren auf einer mathematischen Vereinfachung der Knotenadmittanzmatrix, wobei die Anzahl von Knoten reduziert wird. Ziel der Netzwerkreduktionsverfahren ist eine Modellierung der Randnetze, die den Einfluss und die Rückwirkung der Randnetze auf das detailliert betrachtete Netzgebiet für bestimmte Auslenkungen von Strom und Spannung abbildet. Netzwerkreduktionsverfahren sind in der Forschung etabliert und werden im Bereich der Übertragungsnetze bereits seit Jahrzehnten verwendet [15–18].

Mit **generischen Modellierungsverfahren** lassen sich auch unbekannte Randnetze abbilden. Für das abzubildende Randnetz wird ein Modellgerüst mit einstellbaren Parametern vorgegeben. Anschließend wird das Modell anhand von Messungen oder anderen vorhandenen Informationen parametrisiert. Hierbei liegt jedoch eine deutlich stärkere Unsicherheit bezüglich der Validität vor, weil die Abbildungsgüte insbesondere vom Modellgerüst, von der verwendeten Information und von den Annahmen abhängt. Bei der generischen Modellierung gibt es verschiedene Untervarianten, insbesondere die Black-Box- und die Grey-Box-Modellierung. Eine Diskussion über die verschiedenen Aspekte beider Möglichkeiten findet sich in [19]. Beim Grey-Box-Ansatz muss insbesondere die Topologie des generischen Grey-Box-Modells abgeleitet werden. Dies kann durch die Analyse typischer Netzstrukturen und verschiedener anderer Aspekte des Netzbetriebs erfolgen. Auch können vorläufige Simulationen durchgeführt werden, um die Bedeutung einzelner Teilaspekte und Parameter zu quantifizieren. Sofern die zu untersuchenden Randnetze typische Netzstrukturen aufweisen, kann im Rahmen der Grey-Box-Modellierung die Anwendung von Netzwerkreduktionsverfahren auf typische Netzstrukturen helfen, eine geeignete Topologie als Modellgerüst zu identifizieren.

## 2.3 Modellierung unterlagerten Netze

Die Modellierung von unterlagerten Netzen wurde intensiv für Kurzzeitspannungsstabilitätsanalysen durchgeführt. In solchen Stabilitätsanalysen werden in der Regel elektromechanische Modelle von Generatoren sowie die Fähigkeit zum Low-Voltage Ride Through und die dynamische Blindstromeinspeisung durch DEA berücksichtigt, um den Kurzschlussstrom und den Spannungsfall während eines Fehlers zu berechnen. Der Schwerpunkt der Analysen liegt

insbesondere auf der Begrenzung der räumlichen Ausdehnung des Fehlers, die zu einer Spannung nahe Null, folglich zur Beschleunigung von Generatorgruppen und möglicherweise zur Desynchronisierung führen kann. DEA müssen während des Fehlers einen spannungsabhängigen netzstabilisierenden Blindstrom einspeisen, weshalb der Beitrag der an NS- und MS-Netze angeschlossenen DEA einen relevanten Faktor in solchen Stabilitätsanalysen darstellt. Verschiedene Forscher haben sich daher mit der Modellierung dieser Beiträge befasst [19–21]. Hierbei werden oftmals Grey-Box-Modelle verwendet, um mit Informationsmangel über unterlagerte Netze umzugehen und gleichzeitig physikalische Kenntnisse über das System bei der Erstellung der Grey-Box-Topologie zu nutzen.

Für Langzeitstabilitätsanalysen liegen solche Modelle bislang nicht vor. Die Arbeit in [22] zielt auf die Vorhersage stationärer Blindleistungswerte an Netzkupplertansformatoren ab. Zudem existieren unterschiedliche Arbeiten zur vertikalen Koordination von spannungshaltenden Maßnahmen, wobei jedoch detaillierte Modelle genutzt werden [23–25]. Im Rahmen dieser Arbeit wird daher untersucht, inwieweit die in Kurzzeitspannungsstabilitätsanalysen bereits genutzten Ansätze der Grey-Box-Modellierung auch für Langzeitspannungsstabilitätsanalysen anwendbar sind. Der Fokus liegt dabei auf der Modellierung der NS-Ebene.

### 3 Methodik

In den gesichteten Arbeiten [19, 21] wurden Grey-Box-Modelle für unterlagerte Netze als 2-3-Knoten Modelle erstellt. Somit wird unterstellt, dass hauptsächlich das Verhalten der angeschlossenen Anlagen das Verhalten unterlagerter Netze beeinflusst und das Netz an sich stark vereinfacht werden kann. Grundsätzlich soll geprüft werden, ob ein solcher Ansatz auch im Kontext der Langzeitspannungsstabilität und der Schnittstelle zwischen MS und NS funktioniert.

Hierzu werden zunächst die für den Betrieb des NS-Netzes relevanten Faktoren im Hinblick auf die Langzeitspannungsstabilität und den dynamischen Blindleistungsaustausch mit der überlagerten Netzebene analysiert. Um einen genaueren Einblick zu erhalten, welche Aspekte das aggregierte Verhalten am NS-MS-Verbindungspunkt beeinflussen, werden in diesem Schritt auch dynamische Simulationen durchgeführt. Im zweiten Schritt wird die Topologie bzw. das Modellgerüst des generischen Ersatzmodells abgeleitet. In einem letzten Schritt wird das entwickelte Ersatzmodell validiert. Diese Abfolge ist in Abbildung 1 dargestellt.

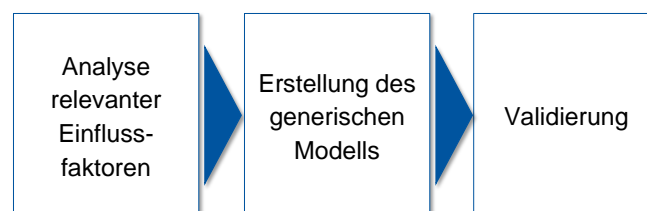


Abbildung 1: Vorgehen bei der Entwicklung eines generischen Modells

Für die Untersuchung des dynamischen Verhaltens der NS-Netze wird zunächst eine Leistungsflussberechnung zur Ermittlung der stationären Anfangsbedingungen berechnet. Im Anschluss wird eine Zeitbereichssimulation durchgeführt. Die Zeitbereichssimulation basiert auf der impliziten Euler-Methode und nutzt das Newton-Raphson-Verfahren zur Lösung von Gleichungen in jedem Zeitschritt.

Für die Simulation können diskrete Ereignisse zu frei wählbaren Zeitpunkten vorgegeben werden. Das relevante Ereignis, das in dieser Arbeit betrachtet wird, ist eine Spannungsänderung an der überspannungsseitigen Sammelschiene des MS-NS-Ortsnetztransformators als Modell für eine Spannungsschwankung im überlagerten MS-Netz. Eine solche Spannungsänderung und deren Auswirkung auf die Leistungsflusssituation und die angeschlossenen Anlagen im NS-Netz wird als Untersuchungsgegenstand betrachtet. Die Reaktion des NS-Netzes, insbesondere die dynamischen Wirk- und Blindleistungsflüsse über den Ortsnetztransformator, werden im Zeitverlauf berechnet.

## 4 Analyse relevanter Einflussfaktoren

In dieser Analyse werden relevante Einflussfaktoren auf das spannungsabhängige, dynamische Verhalten von NS-Netzen dargestellt. Die Relevanz der Einflussfaktoren wird auch durch Simulationen bewertet, deren Ergebnisse in den jeweiligen Unterkapiteln zusammengefasst werden. Für die simulative Bewertung der Einflussfaktoren wurde ein ländliches NS-Netz aus der öffentlich zugänglichen SimBench-Datenbank [26] verwendet (Kennung 1-LV-rural-1-0-sw). Es handelt sich um ein radiales Netz mit einer Gesamtleitungslänge von 560 m. Innerhalb dieses Netzes werden alle Erzeugungseinheiten und Lasten auf ihre maximale Leistung eingestellt. Daraus ergibt sich eine Gesamterzeugung von 160 kW und eine Gesamtlast von 80 kW. Außerdem wird die Standard-Q(U)-Kennlinie (Abbildung 2) als Methode für die Blindleistungsbereitstellung für alle Erzeugungseinheiten festgelegt [1, 2]. Es werden Zeitbereichssimulationen durchgeführt, wobei ein Spannungssprung von -15 % am Netzverknüpfungspunkt aufgeprägt wird.

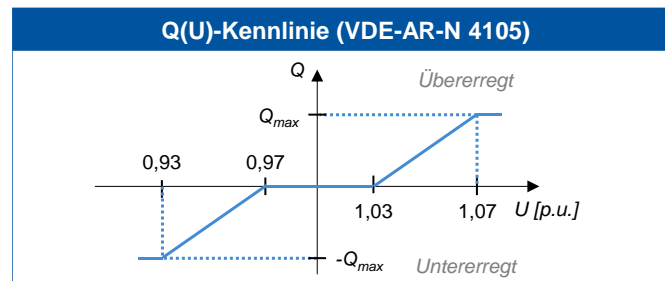


Abbildung 2: Q(U)-Kennlinie nach VDE-AR-N 4105

Das zeitliche Einschwingverhalten der jeweiligen Anlagen wird ebenfalls abgebildet. Es wird das Einschwingverhalten nach Abbildung 3 unterstellt, wobei die angegebene Einschwingzeit  $T_{ein}$  gemäß [TAR]  $3\tau$  eines PT1-Verhaltens entspricht. Für  $T_{ein}$  wird im Rahmen dieser Arbeit wie in [TAR] vorgeschlagen 10 s angenommen.

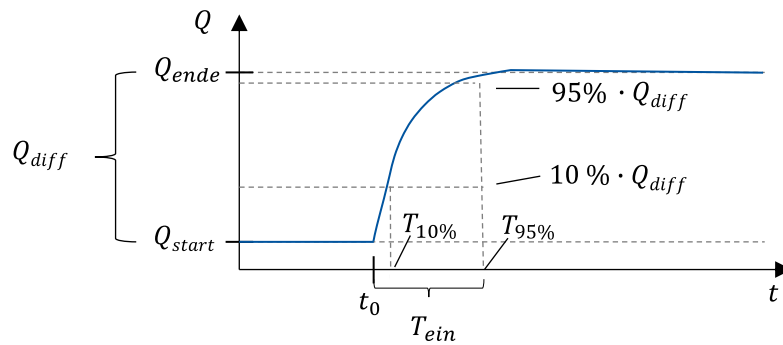


Abbildung 3: Zeitliches Einschwingverhalten nach VDE-AR-N 4105

Das aggregierte Verhalten eines NS-Netzes kann in zwei Komponenten unterteilt werden. Erstens verbrauchen und erzeugen die angeschlossenen Erzeugungseinheiten und Lasten Wirk- und Blindleistung und beeinflussen damit das Gesamtverhalten. Zweitens unterliegt das Netz selbst mit seinen Netzkomponenten, wie z. B. Transformatoren und Leitungen, sowohl Wirk- als auch Blindleistungsverlusten.

#### 4.1 Erzeugungseinheiten und Last

Das bevorzugte Verfahren zur Bereitstellung von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen ist im Allgemeinen die Q(U)-Regelung nach der Standard-Q(U)-Kennlinie der VDE-AR-N 4105 [1], wie in Abbildung 2 dargestellt.

Weil die Blindleistungsbereitstellung bei Q(U)-Regelung abhängig von der lokalen Knotenspannung ist, ist die Verteilung der Erzeugungseinheiten im Netz, also an verschiedenen Knotenpunkten mit potenziell unterschiedlichen Spannungshöhen, ggf. ein relevanter Einflussfaktor. Eine unterschiedliche Positionierung der Erzeugungseinheiten bedeutet also im Allgemeinen unterschiedliche elektrische Entfernungen zum Netzverknüpfungspunkt in einem radialen NS-Netz. Eine weiter entfernte Positionierung der Erzeugungseinheit ist mit einem größeren Gesamtspannungsfall verbunden, eine Verringerung der Entfernung entsprechend mit einem geringeren Gesamtspannungsfall. Für eine Q(U)-geregelter Erzeugungseinheit ist folglich bei größerer oder kleinerer Entfernung zum Netzverknüpfungspunkt eine geringere oder höhere Blindleistungsbereitstellung zu erwarten.

Dies führt zu der Frage, ob eine Aggregation aller Q(U)-gesteuerten Erzeugungseinheiten an einem gleichwertigen Knotenpunkt im generischen Modell machbar ist. Um dies zu prüfen, werden Simulationen mit unterschiedlicher Durchdringung der Q(U)-Regelung im Netz durchgeführt. Zusätzlich wird das Verhalten bei verschiedenen Spannungseinbrüchen simuliert. Außerdem muss der Einfluss einer Variation der Leitungslängen im Radialnetz durch Simulationen bewertet werden.

Bei Variation der Leitungslängen im gegebenen NS-Netz ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Ergebnisse. Dargestellt sind eingeschwungene Zustände nach dem Spannungssprung.

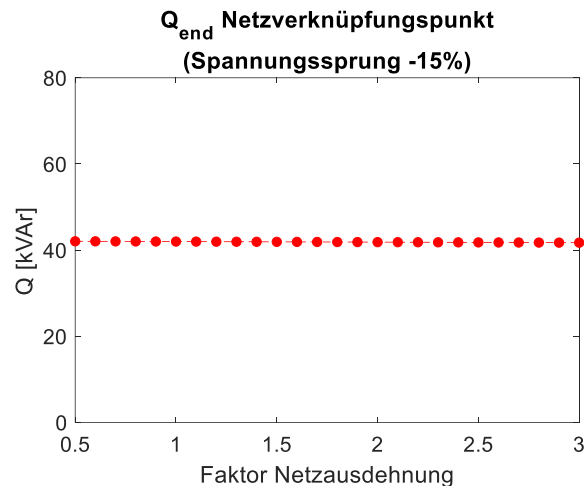


Abbildung 4: Einfluss unterschiedlicher Netzausdehnung auf den Blindleistungsaustausch

Abbildung 5 zeigt die maximalen Differenzen der Blindleistungsbereitstellung in kVAr bei Variation der Anschlusspunkte der verschiedenen Erzeugungseinheiten im gegebenen NS-Netz.

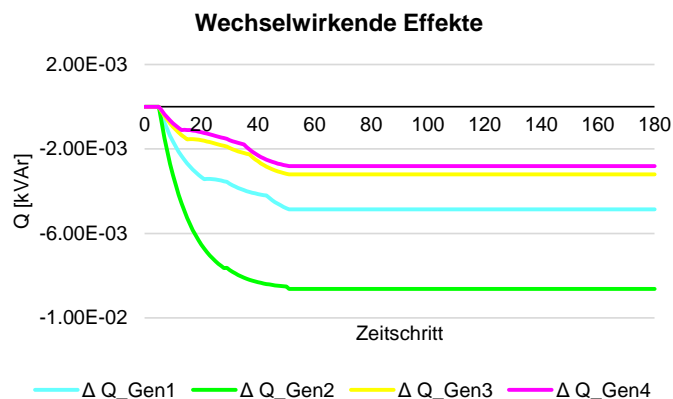


Abbildung 5: Differenzen der Blindleistungsbereitstellung bei unterschiedlichen Anschlusspunkten

Die Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass das Spannungsband aufgrund der geringen elektrischen Abstände zwischen den Knoten und der intensiven Nutzung von Kabeln in NS-Netzen sehr flach ist. Unterschiedliche Leitungslängen, die von der Hälfte bis zum Dreifachen der Leitungslängen des ursprünglichen Netzes reichen, sowie eine unterschiedliche Positionierung der Erzeugungseinheiten haben nur marginale Auswirkungen ( $<1$  kVAr) auf das Blindleistungsverhalten des NS-Netzes. Auch eine unterschiedliche Positionierung der Erzeugungseinheiten mit Q(U)-Regelung hat nur marginalen Einfluss. Dies bedeutet, dass eine Aggregation aller Erzeugungseinheiten und Lasten für NS-Netze an einem Knoten auch aus Sicht der MS-Ebene grundsätzlich möglich ist. Die Ergebnisse wurden mit weiteren NS-Netzen aus der SimBench-Datenbank bestätigt.

## 4.2 Verluste im Netz

Im Zusammenhang mit dem dynamischen und spannungsabhängigen Verhalten des NS-Netzes ist es wichtig, die Wirk- und Blindleistungsverluste der Leitungen bzw. der Netzbetriebsmittel zu modellieren. Die Formeln (1) und (2) zeigen die Gleichungen für die Quer- und Längsverluste an einer Leitung im Netz.



$$P_{quer} = U^2 \cdot G \quad (1)$$

$$Q_{quer} = U^2 \cdot B$$

$$P_{laengs} = I^2 \cdot R = \frac{(\Delta U)^2}{R^2 + X^2} R \quad (2)$$

$$Q_{laengs} = I^2 \cdot X = \frac{(\Delta U)^2}{R^2 + X^2} X$$

$U$  ist die Knotenspannung.  $I$  ist der Leitungsstrom.  $\Delta U$  ist der Spannungsfall entlang einer Leitung.  $X, B, R, G$  sind die Induktivität, die Suszeptanz und die Verlustparameter der Leitung. Es ist erkennbar, dass der Einfluss der Spannung auf die Netzverluste und auf den Leistungsfluss im Allgemeinen quadratisch ist. Wie der Formel (1) zu entnehmen ist, sind die Längsverluste von den Spannungsfällen entlang der Leitungen im NS-Netz abhängig. Da diese in den geprüften NS-Netzen gemäß Kapitel 4.1 gering sind, können die Längsverluste vernachlässigt werden. Die Querverluste sind jedoch direkt von der Gesamtspannung abhängig. Daher können die Verluste nicht vollständig vernachlässigt werden, insbesondere nicht im vorliegenden Fall unterschiedlicher Spannungshöhen während einer dynamischen Zeitbereichssimulation. Dies bedeutet, dass die Wirk- und Blindverluste allgemein abgebildet werden müssen, beispielsweise durch eine äquivalente Ersatzleitung.

## 5 Modellierung

Aus Kapitel 4 geht hervor, dass die Aggregation der Erzeuger und Lasten an einem äquivalenten Knoten möglich ist. Aufgrund der typischerweise geringen Abstände zwischen den Knoten in NS-Netzen hat die Positionierung von Q(U)-gesteuerten Erzeugungseinheiten im Netz einen geringen Einfluss auf das Simulationsergebnis. Die Modellierung einer äquivalenten Leitung ist notwendig, um die Verluste des Netzes zu berücksichtigen. Das resultierende Ersatzmodell ist in Abbildung 6 dargestellt.

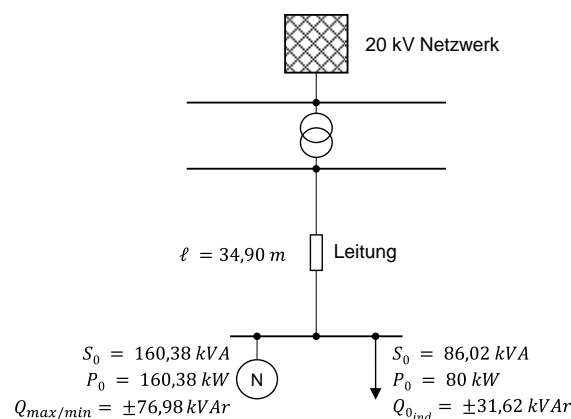


Abbildung 6: Resultierendes Ersatzmodell (Grey-Box)

Das resultierende Grey-Box-Modell muss parametrisiert werden. Bei unvollständiger Information über das abzubildende NS-Netz muss grundsätzlich ein Kalibrierungsverfahren entwickelt werden. Da jedoch im vorliegenden Fall zunächst die Eignung des Modells und der Grey-Box-Topologie untersucht werden soll, wird eine Kalibrierung unter Annahme vollständiger Information durchgeführt. Die Länge der Leitung wird anhand der gewichteten durchschnittlichen Entfernung aller Erzeugungseinheiten zum Netzverknüpfungspunkt berechnet. Die Gewichte

sind proportional zu der installierten Leistung der Erzeugungseinheiten. Die verwendeten Leitungsparameter entsprechen denen einer typischen Leitung in den betrachteten NS-Netzen und sind in Tabelle 1 im Anhang zu finden.

## 6 Validierung des Grey-Box-Modells

### 6.1 Validierungsverfahren

Ein Validierungsprozess ist notwendig, um die Eignung des abgeleiteten generischen Modells für das Verhalten von NS-Netzen nachzuweisen. Dies geschieht durch den Vergleich von Simulationen mit detaillierten NS-Modellen und Simulationen mit dem reduzierten generischen Modell unter Verwendung verschiedener Erzeugungs- und Lastsituationen.

In diesem Beitrag werden Simulationen mit zwei verschiedenen detaillierten NS-Netzen als Referenz für die Validierung des generischen Modells verwendet. Die detaillierten NS-Netze sind öffentlich zugänglich [26] und enthalten ein Szenario bezüglich Erzeugung und Last für ein Jahr. Die jeweiligen Zeitreihen haben eine viertelstündliche Auflösung. Da eine Betrachtung so vieler Situationen mit einem hohen Aufwand verbunden ist, werden weniger Situationen für die weitere Betrachtung ausgewählt. Mit Hilfe einer k-Means-Clusteranalyse [27] werden typische Lastfälle für die jeweiligen Netze identifiziert. Das Ergebnis des Clustering-Verfahrens wird in Kapitel 6.2 beschrieben.

Zur Validierung wird der Modellierungsfehler anhand der Abweichung des Blindleistungsflusses am NS-MS-Netzverknüpfungspunkt berechnet. Die Blindleistungsflüsse werden als  $Q_{EM}$  für das Ersatzmodell und  $Q_{ON}$  für das ursprüngliche, detaillierte Netz bezeichnet. Sowohl die absolute Abweichung in Formel (3) als auch die relative Abweichung in Formel (4) werden ermittelt, um das Ersatzmodell zu bewerten.

$$F = Q_{ON} - Q_{EM} \quad [kVAr] \quad (3)$$

$$f = \frac{Q_{ON} - Q_{EM}}{Q_{ON}} \cdot 100 \quad [\%] \quad (4)$$

Um numerische Probleme zu vermeiden, wird nur  $F$  für die Bewertung berechnet, wenn der absolute Wert von  $Q_{ON}$  kleiner als 5 VAr ist.

### 6.2 Eingangsdaten

In diesem Kapitel wird die Validierung des abgeleiteten äquivalenten Netzmodells durch die Untersuchung des Modellierungsfehlers auf der Grundlage der Simulation verschiedener Erzeugungs- und Lastsituationen mit dem ländlichen und städtischen NS-Netz von SimBench vorgestellt [26]. Das ländliche Netz ist ein 15-Knoten-Netz mit vier angeschlossenen Erzeugungseinheiten. Die installierte Leistung der Lasten beträgt 80 kW, und die installierte Leistung der Erzeugungseinheiten summiert sich auf 160 kW. Das städtische Netz ist ein Netz mit 59 Knoten und fünf angeschlossenen Erzeugungsanlagen. Die installierte Leistung der Verbraucher beträgt 440 kW, und die installierte Leistung der Erzeugungsanlagen beläuft sich auf 60 kW.

Das Ergebnis der k-Means-Clusteranalyse ist beispielhaft in Abbildung 7 für das ländliche Netz dargestellt. Aus jedem Cluster werden zehn zufällige Situationen für die Validierungsanalyse simuliert. Für jede Situation wird eine Simulation mit dem detaillierten Modell und eine mit dem generischen Ersatzmodell durchgeführt. In allen Simulationen wird ein Spannungseinbruch von -15 % verwendet. Zur Interpretation des berechneten absoluten Modellierungsfehlers in Bezug auf die Größenordnung, zeigt Abbildung 8 die Blindleistungsflüsse am NS-MS-Netzverknüpfungspunkt sowohl für das ländliche als auch das städtische Netz für alle untersuchten Situationen.

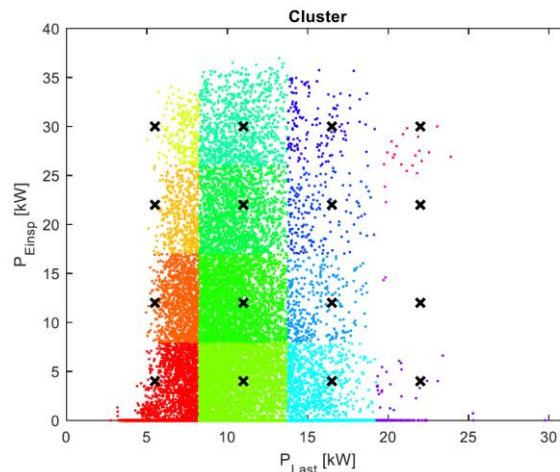


Abbildung 7: Netznutzungsfallcluster

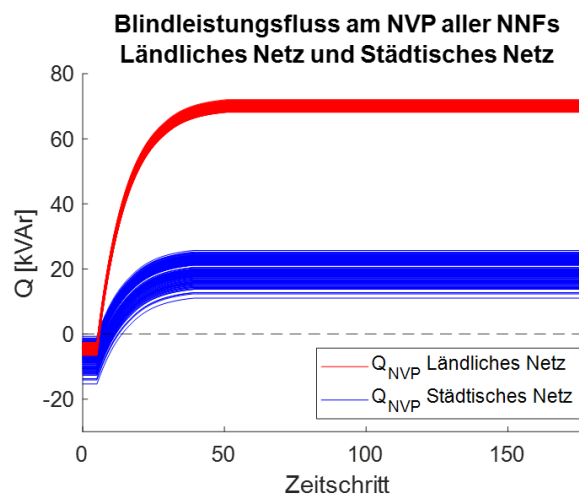


Abbildung 8: Blindleistungsflüsse an den ländlichen und städtischen NS-Netzen

### 6.3 Übersicht Ergebnisse

Abbildung 9 und Abbildung 10 zeigen den maximalen und minimalen absoluten und relativen Modellierungsfehler aller Zeitschritte für jede Situation. Die maximalen absoluten Modellierungsfehler des ländlichen und städtischen Netzes liegen bei etwa 0,4 kVAr. Die minimalen Fehler des städtischen Netzes von etwa -0,48 kVAr sind betragsmäßig etwas größer als die Minima des ländlichen Netzes, die bei etwa -0,27 kVAr liegen. Die Untersuchung der relativen Modellierungsfehler zeigt, dass die Maxima des ländlichen Netzes die einzigen sind, die keine Streuung aufweisen und für alle betrachteten Situationen einen Wert von etwa 0,6 % betragen.

Die minimalen Fehler des ländlichen Netzes liegen in einem Intervall von -3,5 % bis -1,4 %. Die maximalen relativen Modellierungsfehler des städtischen Netzes reichen von 1,7 % bis 4,8 %, die minimalen von -4,3 % bis -1,8 %.

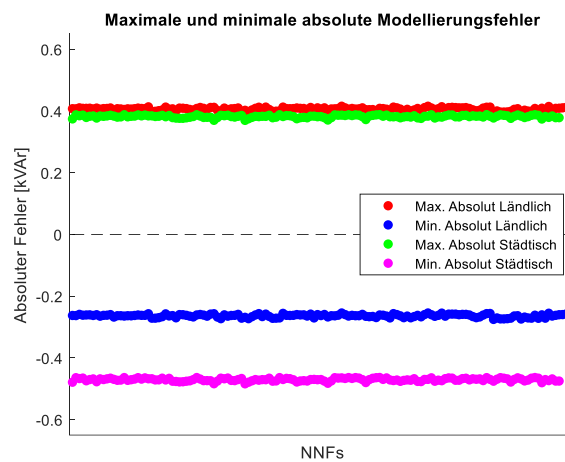


Abbildung 9: Absoluter Abweichung nach Formel (3), alle Zeitschritte, alle Situationen

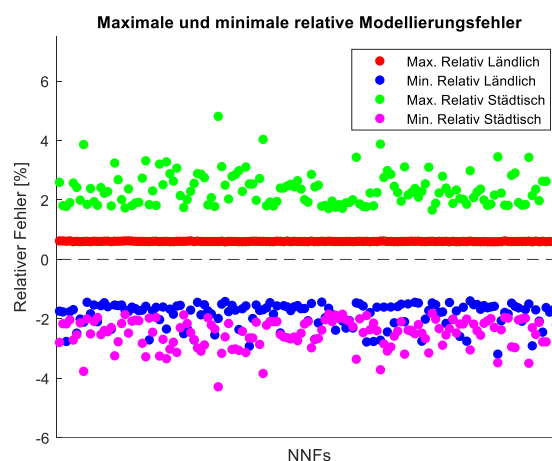


Abbildung 10: Relative Abweichung nach Formel (4), alle Zeitschritte, alle Situationen

## 6.4 Detailergebnisse der Simulationen

Abbildung 11 und Abbildung 12 zeigen die absoluten und relativen Modellierungsfehler für alle berechneten Situationen für das ländliche und städtische Netz. Bei der Berechnung der absoluten Modellierungsfehler zeigt sich, dass diese für jede betrachtete Situation in beiden betrachteten Netzen nahezu identisch sind. Hinsichtlich des Effektivwerts des Blindleistungsflusses in der Simulation mit dem ländlichen Netz erweisen sich die Abweichungen mit maximal 0,48 kVAr als gering. Nach fast 60 Zeitschritten bleiben die absoluten Modellierungsfehler konstant bei ihrem Minimum von etwa -0,28 kVAr. Für den relativen Modellierungsfehler zeigt die Berechnung, dass die Abweichungen ihr Maximum bei  $t = 6$  mit einem Wert von -3,19 % für das untersuchte ländliche Netz erreichen. Analog zu den absoluten Modellierungsfehlern erreichen auch die relativen ab etwa 60 Zeitschritten einen konstanten Wert von etwa 0,4 %.

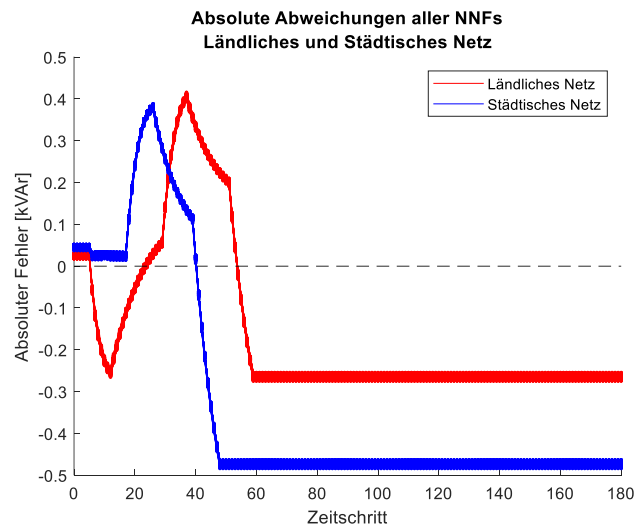


Abbildung 11: Absoluter Modellfehler Netz im Zeitverlauf, alle Situationen

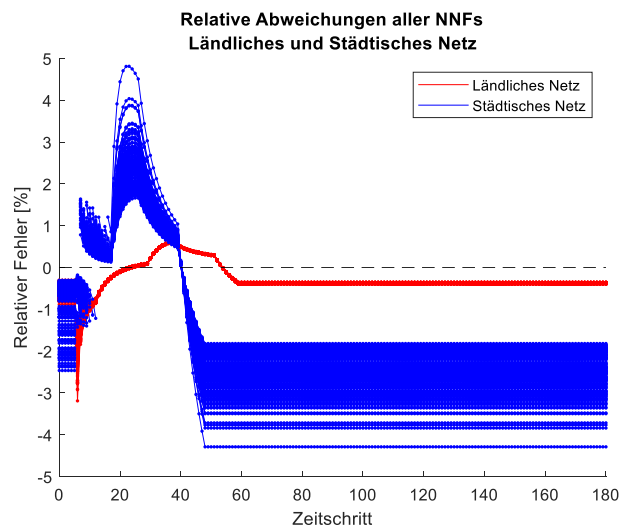


Abbildung 12: Relativer Modellfehler im Zeitverlauf, alle Situationen

Die Simulationen aller ausgewählten Situationen im städtischen Netz zeigen, dass die absoluten Modellierungsfehler des städtischen Netzes fast identisch mit denen des ländlichen Netzes sind. Der maximale Modellierungsfehler beträgt etwa 0,48 kVAr.

Für die Berechnung des relativen Modellierungsfehlers wurden bezogen auf die Simulation mit dem städtischen Netz einige Werte gefiltert, da der Bezugswert (Blindleistung des ursprünglichen Netzes) Null wurde. Im Gegensatz zum absoluten Modellierungsfehler weist der relative Fehler im städtischen Netz eine größere Streuung auf als im ländlichen Netz und reicht von einem Höchstwert von fast 5 % bis zu einem Mindestwert von etwa 4,3 %. Der Grund für diesen höheren Fehler ist wahrscheinlich die höhere Last im städtischen Netz, die zu einer stärkeren Abweichung zwischen Hochlast- und Niedriglastfällen führt. Außerdem hat das städtische Netz mehr Knoten und Leitungen, was wahrscheinlich der Grund für den größeren Aggregationsfehler ist.

Da der Fehler in allen Fällen stationär ist, könnte er durch eine bessere Kalibrierung der Ersatzleitung weiter reduziert werden. Dennoch zeigt das entwickelte Modell eine ausreichende

Genauigkeit. Simulationsfehler sind aufgrund der Aggregation zu einem einzigen Knoten im Allgemeinen unvermeidlich.

## **7 Schlussfolgerungen**

Diese Arbeit präsentiert ein Modell für NS-Netze für dynamische Zeitbereichssimulationen im Bereich der Langzeitspannungsstabilität. Das abgeleitete generische Modell für das Blindleistungsverhalten von NS-Netzen ist für die Anwendung in Studien zur Spannungsstabilität in MS-Netzen geeignet. Die Fehler liegen in der Zeitbereichssimulation im Bereich von -5 % bis 5 %. Dennoch konnten einige stationäre Fehler in den Simulationen festgestellt werden. Daher könnte eine bessere Kalibrierung des generischen NS-Modells zu einer stärkeren Reduzierung der Fehler führen. Außerdem wurden im Rahmen dieser Arbeit keine regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) berücksichtigt. Somit sollte das Modell in weiteren Forschungsarbeiten näher untersucht und weiterentwickelt werden.

## Fördervermerk

Diese Publikation ist im Rahmen des Kopernikus-Forschungsprojekts ENSURE – ‚Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende‘ (FKZ 03SFK1C0-3) – entstanden, gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF).

## Anhang

*Tabelle 1: Errechnete Parameter für die äquivalente Leitung des vorliegenden NS-Netzes*

R1 [ $\Omega$ /km]	0,206
X1 [ $\Omega$ /km]	0,08
C1 [ $\mu$ F/km]	0,83

## Literatur

- [1] *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, VDE-AR-N 4105, VDE, Nov. 2018.
- [2] *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)*, VDE-AR-N 4100, VDE, Apr. 2019.
- [3] *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, VDE-AR-N 4110, VDE, Sep. 2023.
- [4] VDE, *FNN Studie Statische Spannungshaltung*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/sicherer-betrieb-dez/studien/studie-statische-spannungshaltung> (Zugriff am: 1. Dezember 2023).
- [5] R. Witzmann und P. Esslinger, "Experimental study on voltage dependent reactive power control Q(V) by solar inverters in low-voltage networks" in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, Stockholm, Sweden, 2013, S. 644, doi: 10.1049/cp.2013.0852.
- [6] N. Hemdan, D. Unger und M. Kurrat, "Reactive power concepts in the future distribution networks" in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, Stockholm, Sweden, 2013, S. 1293, doi: 10.1049/cp.2013.1165.
- [7] V. Ajarapu und C. Christy, "The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis", *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 7, Nr. 1, S. 416–423, 1992, doi: 10.1109/59.141737.
- [8] G. Valverde und T. van Cutsem, "Control of dispersed generation to regulate distribution and support transmission voltages" in *2013 IEEE Grenoble PowerTech*, Grenoble, France, 2013, S. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2013.6652119.
- [9] G. Valverde, D. Shchetinin und G. Hug-Glanzmann, "Coordination of Distributed Reactive Power Sources for Voltage Support of Transmission Networks", *IEEE Trans. Sustain. Energy*, Jg. 10, Nr. 3, S. 1544–1553, 2019, doi: 10.1109/TSTE.2019.2892671.
- [10] A. Singh, V. Debusschere und N. Hadjsaid, "Slow-interaction Converter-driven Stability in the Distribution Grid: Small Signal Stability Analysis using RMS Models" in *2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Denver, CO, USA, 2022, S. 1–5, doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9916874.

- [11] R. Schmidt, C. Ziesemann, M. Schoenefeld und A. Moser, "Reducing network expansion using AC and DC meshing concepts" in *ETG-Fachbericht*, 170, CD-ROM, *Die Energiewende beschleunigen: ETG-Kongress 2023 : 25.-26. Mai 2023 in Kassel*, M. Schwan, Hg., Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH, 2023.
- [12] G. Carpinelli, G. Celli, S. Mocci, F. Mottola, F. Pilo und D. Proto, "Optimal Integration of Distributed Energy Storage Devices in Smart Grids", *IEEE Trans. Smart Grid*, Jg. 4, Nr. 2, S. 985–995, 2013, doi: 10.1109/TSG.2012.2231100.
- [13] P. M. de Quevedo, G. Munoz-Delgado und J. Contreras, "Impact of Electric Vehicles on the Expansion Planning of Distribution Systems Considering Renewable Energy, Storage, and Charging Stations", *IEEE Trans. Smart Grid*, Jg. 10, Nr. 1, S. 794–804, 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2752303.
- [14] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Hg., "Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit: Endbericht zum Dienstleistungsauftrag im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie", 2016.
- [15] IEEE, "Extended Ward equivalent of external system for on-line security analysis - Advances in Power System Control, Operation and Management, 1993. APSCOM - 93., 2nd International"
- [16] K. L. Lo, L. J. Peng, J. F. Macqueen, A. O. Ekwue und N. H. Dandachi, "Extended Ward equivalent of external system for on-line security analysis", *IEE 2nd International Conference on Advances in Power System Control, operation and Management*, Jg. 1993.
- [17] T. E. Dy Liacco, S. C. Savulescu und K. A. Ramarao, "An On-Line Topological Equivalent of a Power System", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst.*, PAS-97, Nr. 5, S. 1550–1563, 1978, doi: 10.1109/TPAS.1978.354647.
- [18] Krahmer, von Haken, Weidner und Schegner, "Anwendung von Methoden der dynamischen Netzreduktion" in *Neue Energie für unser bewegtes Europa: 15. Symposium Energieinnovation : 14.-16. Februar 2018, TU Graz, Österreich*, U. Bachhiesl, Hg., Graz: Verlag der Technischen Universität Graz, 2018. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.researchgate.net/publication/325294062\\_Anwendung\\_von\\_Methoden\\_der\\_dynamischen\\_Netzreduktion](https://www.researchgate.net/publication/325294062_Anwendung_von_Methoden_der_dynamischen_Netzreduktion)
- [19] S. Mat Zali und J. V. Milanovic, "Generic Model of Active Distribution Network for Large Power System Stability Studies", *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 28, Nr. 3, S. 3126–3133, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2233223.
- [20] A. Ischchenko, J. Myrzik und W. L. Kling, "Dynamic equivalencing of distribution networks with dispersed generation" in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, Que., Canada, 2006, 8 pp, doi: 10.1109/PES.2006.1709353.
- [21] G. Chaspierre, G. Denis, P. Panciatici und T. van Cutsem, "An Active Distribution Network Equivalent Derived From Large-Disturbance Simulations With Uncertainty", *IEEE Trans. Smart Grid*, Jg. 11, Nr. 6, S. 4749–4759, 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.2999114.
- [22] X. Zhang *et al.*, "Reactive Load Prediction Based on a Long Short-Term Memory Neural Network", *IEEE Access*, Jg. 8, S. 90969–90977, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2991739.
- [23] S. Liemann, L. Robitzky und C. Rehtanz, "Impact of Varying Shares of Distributed Energy Resources on Voltage Stability in Electric PowerSystems" in *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 2019, S. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810761.



- [24] J. Morin, F. Colas, J. Y. Dieulot, S. Grenard und X. Guillaud, "Embedding OLTC nonlinearities in predictive Volt Var Control for active distribution networks", *Electric Power Systems Research*, Jg. 143, S. 225–234, 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2016.10.015.
- [25] J. Morin, F. Colas, S. Grenard, J.-Y. Dieulot und X. Guillaud, "Coordinated predictive control in active distribution networks with HV/MV reactive power constraint" in *2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Ljubljana, Slovenia, 2016, S. 1–6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2016.7856334.
- [26] Steffen Meinecke, Džanan Sarajlić, Simon Ruben Drauz, Annika Klettke, Lars-Peter Lauen, Christian Rehtanz, Albert Moser and Martin Braun, *SimBench-A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis*. [Online]. Verfügbar unter: [https://simbench.de/wp-content/uploads/2021/09/simbench\\_documentation\\_de\\_1.1.0.pdf](https://simbench.de/wp-content/uploads/2021/09/simbench_documentation_de_1.1.0.pdf).
- [27] D. Arthur und S. Vassilvitskii, "K-means++: The Advantages of Careful Seeding" in *ACM Conferences, SODA '07: Proceedings of the eighteenth annual ACM-SIAM symposium on Discrete algorithms*, H. Gabow, Hg., Philadelphia, PA: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2007, S. 1027–1035.