

DIPLOMARBEIT

Modellierung und Analyse von Maßnahmen zur Spannungsregelung für den ländlichen Niederspannungs-Netzausbau

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

im Rahmen des Masterstudiums

Energie- und Automatisierungstechnik

unter der Leitung von

Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.sc.techn. Bernd Klöckl

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

eingereicht an der Technischen Universität Wien

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Anna Grané Anglarill

Matr. Nr.: 11938280

Wien, September 2024



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct – Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis (in der aktuellen Fassung des jeweiligen Mitteilungsblattes der TU Wien), insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, 4. September 2024

Anna Grané Anglarill



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Danksagung

Ich möchte mich bei Michael Deutsch, Florian Ohrenhofer und den Kolleginnen und Kollegen von Netz Burgenland sowie meinem Betreuer Bernd Klöckl und dem Team des Forschungsbereichs Energiesysteme und Netze der TU Wien bedanken, dass sie mich bei der Durchführung dieser Arbeit unterstützt haben.

Ein besonderer Dank gilt meiner Familie, Freundinnen und Freunden und Studienkolleginnen und -kollegen. Ohne ihren Support wäre ich nicht so weit gekommen.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Kurzfassung

Aufgrund der Energiewende sind Netzbetreiber gezwungen, schneller und effizienter auf Überlastungen und Engpässe im Netz zu reagieren. Diese Arbeit untersucht alternative Ansätze für den systematischen und standardisierten Ausbau ländlicher Niederspannungsnetze und deren Umsetzung. Im Fokus stehen Maßnahmen zur Spannungsregelung, wie der regelbare Ortsnetztransformator (rONT), der Längsspannungsregler und die stromabhängige Spannungsregelung im Umspannwerk. Die Konfiguration der Wechselrichter von dezentralen Erzeugungsanlagen zur Bereitstellung von Blindleistung wird ebenfalls untersucht. Das Kapitel zur Theorie umfasst die Beschreibung der Niederspannungsnetze, ihre gesetzlichen Betriebsbedingungen und ihre Ausbaumöglichkeiten.

Als Testnetz wurde ein strahlenförmiger, teilverkabelter Niederspannungsweig mit Familienhäusern und Photovoltaikanlagen zunächst durch seine Kurzschlussleistungen an den Anschlusspunkten beschrieben und anschließend zusammen mit der vollständigen Verkabelung und den Maßnahmen zur Spannungsregelung in der Simulationssoftware PowerFactory von der Firma DigSILENT [1] modelliert, um jährliche Lastflussberechnungen durchzuführen. Verbrauch, Energieerzeugung und Leitungslängen wurden modifiziert, um den Zweig unter verschiedenen Bedingungen und mit unterschiedlichen Maßnahmen zu testen. Zudem wurden die berechneten Spannungsanhebungen durch die angeschlossenen Photovoltaikanlagen mit dem TOR-Verfahren [2] und der Lastflussberechnung verglichen.

Die Ergebnisse zeigen, dass Strahlnetze in Streusiedlungen ohne Industrialisierung eine höhere Photovoltaikleistung einspeisen können, wenn ein rONT, ein Längsregler oder eine stromabhängige Spannungsregelung im Umspannwerk eingesetzt werden. Die optimale Positionierung des Längsreglers ist am Anfang des Strangs, direkt nach dem Ortsnetztransformator. Eine weitere wichtige Erkenntnis ist, dass die Auswahl der Charakteristik für die Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter entscheidend sein kann, um eine wachsende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen effektiv in das Netz zu integrieren. Die Aufteilung des Betriebsspannungsbandes in Niederspannungsnetzen kann ebenfalls entscheidend sein, um maximale Belastungen und Einspeiseleistungen zu bestimmen.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Abstract

Due to the energy transition, grid operators are required to react more quickly and efficiently to overloads and constraints of the grid. This thesis examines alternative approaches for the systematic and standardized expansion of rural low-voltage grids and their implementation. The focus is on measures for voltage regulation, such as the On Load Tap Changer (OLTC), the series regulator, and the current-dependent voltage regulation in the substation. The configuration of the inverters of decentralized generation systems for the provision of reactive power is also examined. The chapter with theoretical basis includes the description of low-voltage grids, their legal operating conditions and their expansion options.

The test grid is a radial, partially cabled low-voltage branch with residential housing and photovoltaic systems. Initially, it is described by its short-circuit power at the connection points. Subsequently, the grid is modelled in the simulation program PowerFactory by DigSILENT [1], incorporating complete cabling and voltage regulation measures to perform annual load flow calculations. To evaluate the branch under various conditions and measures, energy consumption, power generation, and line lengths are adjusted.

The results show that radial grids in scattered settlements without industrialisation can feed in a higher photovoltaic output if an OLTC, a series regulator or current-dependent voltage regulation in the substation is implemented. The optimal positioning of the series regulator is at the beginning of the string, directly after the local grid transformer. Another important finding is that selecting the right characteristics for reactive power provision by inverters is essential for the effective integration of an increasing number of decentralised generation systems into the grid. The distribution of the operating voltage band in low-voltage grids can also be decisive in determining maximum loads and feed-in power.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	iii
Abstract	v
Abkürzungsverzeichnis	ix
1 Einleitung und Motivation	1
2 Theoretische Grundlagen	5
2.1 Niederspannungsnetze	5
2.2 Technische Rahmenbedingungen	5
2.3 Netzausbaubedarf	7
2.4 Netzplanung	8
2.5 Maßnahmen zur Spannungsregelung und Blindleistungsbereitstellung	9
2.5.1 Wechselrichter mit Blindleistungsbereitstellung	10
2.5.2 Kompoundierung	11
2.5.3 Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)	12
2.5.4 Längsspannungsregler	14
3 Analytische Methode	17
3.1 Berechnungs- und Beurteilungsgrundlage	17
3.1.1 Kurzschlussleistung	17
3.1.2 Relative Spannungsanhebung durch Einspeisung	19
3.2 Netzmodellierung für Lastflussberechnungen	21
3.2.1 Testnetz	21
3.2.2 Synthetische Last- und Einspeiseprofile	26
3.2.3 Modellierete Veränderungen im Testnetz	27
3.2.4 Beschreibung der Szenarien	33
4 Ergebnisse und Bewertung	37
4.1 Kurzschlussleistungen und relative Spannungsanhebung durch Einspeisung	37
4.2 Lastflussberechnungen	39
4.2.1 Testnetz-Szenarien	39
4.2.2 PV-Grenzszenarien	47
4.2.3 Last-Grenzszenarien	52
4.2.4 Leitungslänge-Grenzszenarien	53
4.2.5 Misch-Szenarien	56
4.2.6 Vergleichsmatrix	59

4.3	Vergleich des TOR-Verfahrens und der Lastflussberechnung	60
5	Schlussfolgerung und Ausblick	63
	Abbildungsverzeichnis	66
	Tabellenverzeichnis	67
	Literatur	73

Abkürzungsverzeichnis

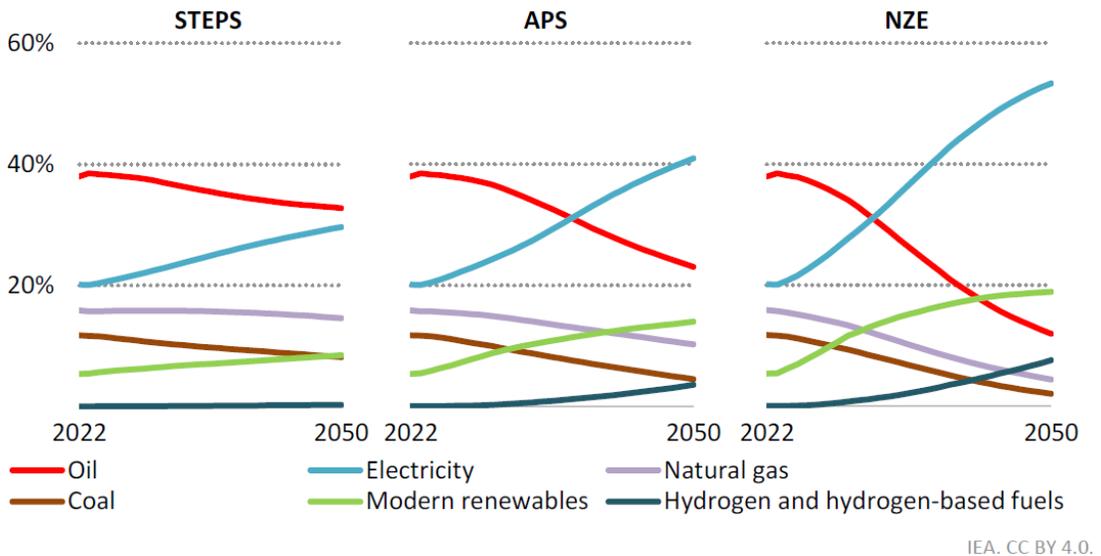
Abkürzung	Begriff
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OLTC	On Load Tap Changer
ONT	Ortsnetztransformator
P	Wirkleistung
PV	Photovoltaik
Q	Blindleistung
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
UPFC	Unified Power Flow Controller
UPQC	Unified Power Quality Conditioner



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

1 Einleitung und Motivation

Die weltweite Energienachfrage steigt aufgrund der expandierenden Weltwirtschaft und Bevölkerung weiter an [3]. Derzeit wird etwa 20 % dieses Energieverbrauchs durch Elektrizität gedeckt [3]. In Abbildung 1 ist zu erkennen, dass dieser Anteil in drei unterschiedlichen Szenarien des Weltenergieausblicks 2023 [3] bis 2050 mindestens um 10 % höher sein wird. Der Beitrag von Elektrizität, in Blau, und modernen erneuerbaren Energien, ohne die traditionelle Nutzung von Biomasse, in Hellgrün, steigen, während der Anteil fossiler Brennstoffe wie Erdöl, in Rot, oder Kohle, in Braun, abnimmt.



IEA. CC BY 4.0.

Abbildung 1: Anteil am globalen Gesamtverbrauch nach ausgewählten Kraftstoffen und Szenario, 2022-2050 [3]

Darüber hinaus spielt die Elektrifizierung eine entscheidende Rolle bei der Bekämpfung der Klimakrise. Durch die Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur Stromerzeugung können Treibhausgasemissionen erheblich reduziert und der Übergang zu einer nachhaltigen Energiezukunft gefördert werden. Eines der Ziele der „Mission 2030“ Österreichs ist es, bis 2030 den gesamten österreichischen Stromverbrauch mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu erreichen [4]. Im ersten Quartal 2024 wurde dieses Ziel greifbar nahe: 86,5 % der öffentlichen Nettostromversorgung in Österreich stammten aus erneuerbaren Quellen, während nur 13,5 % aus fossilen Brennstoffen kamen, wobei die Importe bilanziell bei null Prozent lagen [5].

Ein entscheidender Faktor bei der Erreichung dieses Ziels ist die Photovoltaik.

Die kumulierte Photovoltaik-Leistung nahm von 2007 bis 2023 zu und erreichte im Jahr 2023 6395 Megawattpeak (Abbildung 2) [6]. Diese Entwicklung ist für das österreichische Niederspannungsnetz, in dem sich ein hoher Anteil an Photovoltaikanlagen befindet, besonders relevant [7].

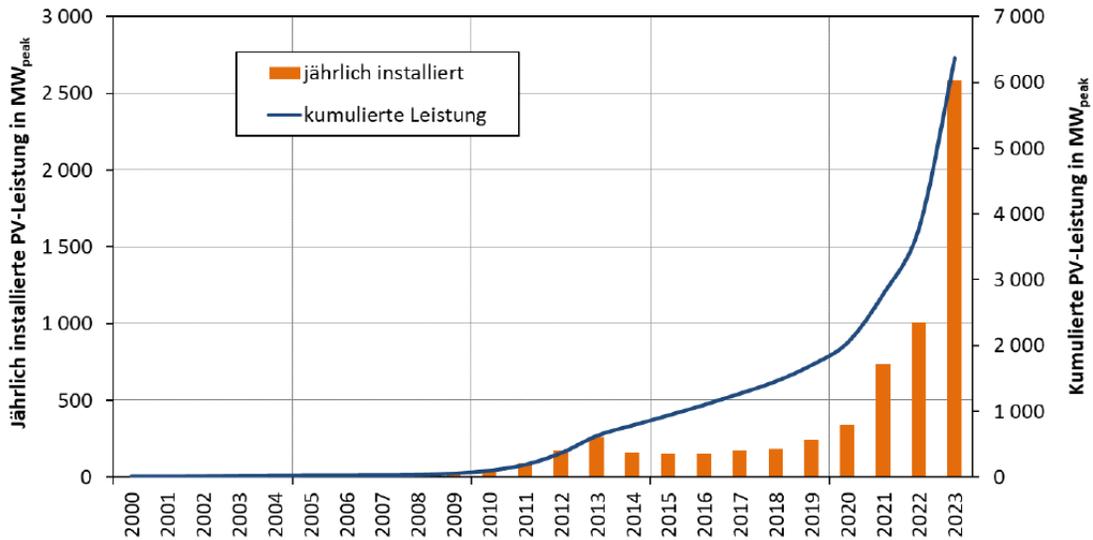


Abbildung 2: Entwicklung der Photovoltaik in Österreich bis 2023 [6]

Diese rapide Zunahme der Photovoltaikanlagen stellt die bestehenden Netzstrukturen vor erhebliche Herausforderungen. Die stark schwankende Einspeisung, bedingt durch die wetterabhängige Erzeugung der Photovoltaikanlagen und die Gleichzeitigkeit von nahezu eins, kann zu Spannungsschwankungen und Netzinstabilitäten führen. Um diese Probleme zu adressieren, sind umfassende Maßnahmen zur Spannungsregelung erforderlich [8]. Diese Maßnahmen zielen darauf ab, die Spannung innerhalb der festgelegten Grenzen aufrechtzuerhalten und die Qualität und Stabilität des Niederspannungsnetzes gemäß den Anforderungen der europäischen Norm EN 50160 [9] zu gewährleisten.

Zusätzlich zur Herausforderung durch die Photovoltaikanlagen kommt die Elektrifizierung der Bedarfsseite, die im Rahmen der Mission 2030 ebenfalls ein zentrales Ziel darstellt. Der Strombedarf in Bereichen wie Raumheizung, -kühlung, Warmwasserbereitung und Mobilität wird aufgrund des Einsatzes von Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge steigen [7]. Diese Entwicklung verändert die Lastprofile in den Niederspannungsnetzen und belastet die bestehenden Strukturen zusätzlich.

Die Wirkung dieser Technologien auf das Niederspannungsnetz ist erheblich und wird zusammen mit der Wirkung möglicher Netzausbaumaßnahmen im Abschnitt

4.2 bewertet. Die Niederspannungsnetze sind sehr unterschiedlich aufgebaut; sie reichen von vermaschten, hoch belasteten Gebieten bis hin zu verstreuten Nutzern in langen Strahlnetzen und allen möglichen Zwischenstufen. Aufgrund der unterschiedlichen Leistungsstärke und Widerstände der Netzelemente ergeben sich vielfältige Bedingungen. Diese Arbeit fokussiert sich auf die Analyse der schwächsten Niederspannungszweige, insbesondere auf einen Netzweig in einem ländlichen Gebiet mit veralteten Freileitungsstücken. Dies wird im Abschnitt 3.2 beschrieben.

Die Planung neuer, sowie die Renovierung und Verstärkung alter Niederspannungsnetze bietet eine breite Auswahl an Möglichkeiten. Neben konventionellen Lösungen, wie leistungsstärkeren Transformatoren oder Leitungen, gibt es auch alternative Ansätze, die auf die Anpassung der Spannungseinstellungen abzielen. Einige Maßnahmen zum Netzausbau und zur Spannungsregelung werden im Abschnitt 2.4 und 2.5 beschrieben und später im Abschnitt 3.2.3 modelliert.

Die Motivation für diese Arbeit besteht auch darin, umfassendere und realistischere Ergebnisse durch Lastflussberechnungen zu erhalten, als sie bisher für Niederspannungsnetze in der Praxis erzielt wurden. Bislang haben sich viele Netzbetreiber dem Netzzustand weiterhin über Worst-Case-Szenarien angenähert, in denen die Maßnahmen zur Spannungsregelung nicht simuliert werden können. In dieser Arbeit werden die Simulationen dieser Maßnahmen auch dazu verwendet, ihr ordnungsgemäßes Funktionieren in verschiedenen Situationen zu überprüfen. Die Ergebnisse der Lastflussberechnungen und ihre Bewertung befinden sich im Abschnitt 4.2.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

2 Theoretische Grundlagen

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf den Niederspannungsnetzen und ihrem Betrieb. Für eine theoretische Einordnung werden die Haupteigenschaften, die technischen Rahmenbedingungen, der Ausbaubedarf und die Planung des Niederspannungsnetzes dargestellt.

2.1 Niederspannungsnetze

Die Niederspannungsnetze beginnen an den Ortsnetzstationen und erstrecken sich von dort aus bis zu den Endkunden. An den Ortsnetzstationen erfolgt die Umwandlung der Mittelspannung von 10 kV, 20 kV oder 30 kV auf vorwiegend 0,4 kV Niederspannung.

Ortsnetzstationen können entweder im Freien oder in geschlossenen Räumen platziert werden, je nach den örtlichen Gegebenheiten und Anforderungen. Diese Stationen enthalten Transformatoren, sowie Schaltanlagen, die den Stromfluss steuern und absichern. Zur Anbindung der individuellen Lasten sowie der Einspeisung von Erzeugungsanlagen werden sowohl Freileitungen als auch Kabel verwendet. Während ein beträchtlicher Teil des untersuchten Netzes derzeit über Freileitungen verfügt, tendieren neuere Netzanschlüsse zunehmend zur Verkabelung. [10]

Die Netztopologie kann je nach Versorgungsgebiet und dessen Eigenschaften als Strahlennetz, Ringnetz oder Maschennetz bezeichnet werden [10]. Besonders betrachtet werden in dieser Arbeit die Strahlnetze mit Verzweigungen in Streusiedlungsgebieten, die durch geringe Bevölkerungsdichte, geringe Industrialisierung und teilweise weitläufige Netzverläufe charakterisiert sind. Diese Gebiete sind hauptsächlich von Einzelhäusern bewohnt, die eine Vielzahl von Energiebedürfnissen haben und oft über dezentrale Erzeugungsanlagen verfügen, die überschüssige Energie ins Netz einspeisen können.

2.2 Technische Rahmenbedingungen

Die technischen Anforderungen an das Niederspannungsnetz umfassen die Einhaltung der Spannungsqualität und der Kurzschlussfestigkeit, um die Betriebssicherheit und den Schutz vor Schäden zu gewährleisten. Es müssen eine ausgewogene Lastverteilung sichergestellt und Maßnahmen zur Spannungsregelung getroffen werden, um Spannungsschwankungen auszugleichen. Zudem sind Störsicherheit und Energieeffizienz wichtige Faktoren, insbesondere mit Blick auf die Integration erneuerbarer Energien. In Bezug auf die Rahmenbedingungen dieser Arbeit müssen die nachfolgenden Normen beachtet werden.

- Die europäische Norm EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ [9] stellt einen Mindeststandard dar. Neben anderen Qualitätsmerkmale sind die zulässige Spannungshöhe unter normalen Betriebsbedingungen definiert. In der Regel, und diese Arbeit betreffend, ist ein Effektivwert zwischen 90 % und 110 % der vereinbarten Versorgungsspannung festgelegt.
- Das nationale, technische Regelwerk „Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“, kurz TOR, vom Regulator E-Control, ist mit den Betreibern von Stromnetzen erarbeitet und spezifiziert die „Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Netzen und Lasten mit Verteilernetzanschluss für die Niederspannungsnetz“ in Österreich. Die Vorschriften für Einspeiseanlagen sind in Hauptabschnitt D2 „Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen“ enthalten [2]. Um die Kurzschlussleistungen und Spannungsänderungen im Verknüpfungspunkt zu berechnen und somit die erste Bewertung des Netzes und seiner Einspeiseanlagen vorzunehmen, wird diese Richtlinie in der analytischen Methode (Kapitel 3) angewandt. Im Niederspannungsnetz darf die beschriebene relative Spannungsanhebung an keinem Verknüpfungspunkt über 3 % liegen, es sei denn, das Netz hat Mechanismen zur Regelung der Spannung. Die TOR Erzeuger Typ A [11] beschreibt unter anderem die Verfahren zur Bereitstellung von Blindleistung sowie die spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung für Erzeugungsanlagen. Der Netzbetreiber legt dann die spezifischen Regelungen für alle angeschlossenen Anlagen fest.
- Anhand der Merkmale des Versorgungsgebiets werden in der Netzplanungsrichtlinie des Verteilnetzbetreibers die Parameter für die Planung neuer Netze genauer definiert. Die Planungsstrategie kann entweder das integrale Netz oder eine Aufteilung nach Spannungsebenen betrachten [12]. In dieser Arbeit wurde die Planungsstrategie nach Spannungsebenen gewählt. Abbildung 3 stellt die Aufteilung des Betriebsspannungsbandes nach Spannungsebenen dar. Für das Niederspannungsnetz ohne Spannungsregelungselemente wurden eine Spannungsanhebung von 3 % und eine Spannungsabsenkung von 6 % als Grenzen angenommen. Das gewählte Verfahren zur Bereitstellung von Blindleistung ist die $\cos\varphi(P)$ -Regelung mit einer $\cos(\varphi) = 0,9$ bei maximaler Einspeisung. Diese Regelung wurde vom Netzbetreiber ausgewählt und ist für alle angeschlossenen Erzeugungsanlagen erforderlich. Sie kann auch als Mittel zur Reduktion von Spannungen angesehen werden und wird im folgenden Abschnitt 2.5 erläutert.

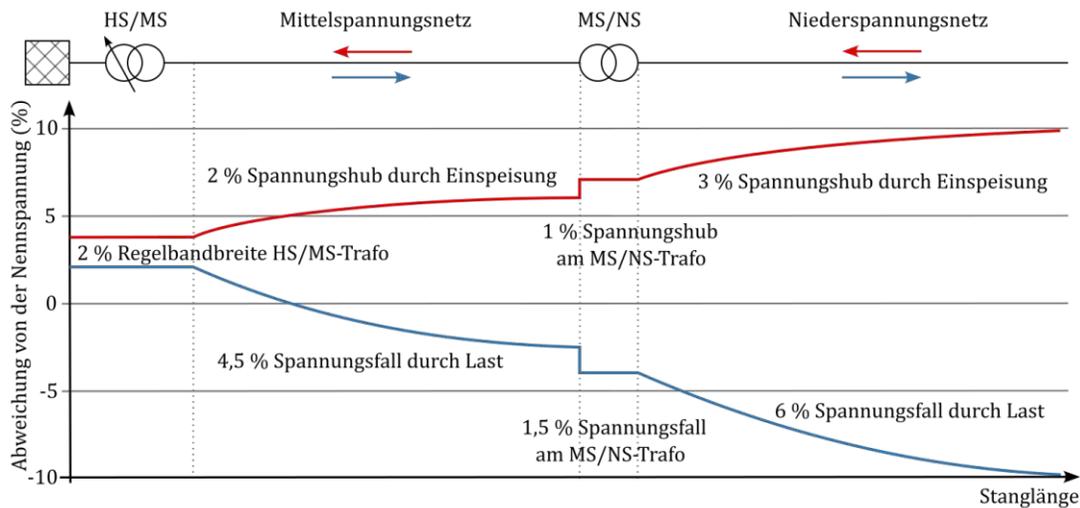


Abbildung 3: Aufteilung des Betriebsspannungsbandes bei Last und Einspeisung (erstellt nach [13])

2.3 Netzausbaubedarf

Aufgrund der Energiewende treten Überlastungen im Niederspannungsnetz häufiger auf. Netzbetreiber müssen abschätzen, wie viele zusätzliche Verbraucher oder Erzeuger angeschlossen werden können, bevor eine Netzverstärkung oder ein Netzausbau erforderlich wird. Dabei spielen insbesondere die Strom- und Spannungswerte eine entscheidende Rolle. Kapazitätsengpässe entstehen durch zu hohe Ströme auf den Leitungen, während Grenzwertverletzungen durch zu niedrige oder zu hohe Spannungen verursacht werden. [14]

Im Bericht der Bundesnetzagentur zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze in Deutschland [14] wird deutlich, dass die meisten prognostizierten Kapazitätsengpässe und Grenzwertverletzungen aufgrund des steigenden Energieverbrauchs die Niederspannungsnetze betreffen. Kapazitätsengpässe und Grenzwertverletzungen infolge des steigenden Energieeinspeisens im Niederspannungsnetz wurden in diesem Bericht nicht prognostiziert.

Eine andere Studie in Deutschland prognostiziert, dass bis 2030 etwa 30% der ländlichen Verteilernetze mit Grenzwertverletzungen konfrontiert sein werden. Insbesondere ländliche Netze sind stärker von Spannungsbandverletzungen betroffen als städtische Netze. [15]

Studien weisen auf einen erheblichen Netzausbaubedarf hin; jedoch existiert derzeit kein umfassender Ausbauplan für die Niederspannungsnetze. Eine Untersuchung des deutschen Netzes zeigt ein großes Potenzial für den Einsatz innovativer

Netztechnologien. Diese beziehen sich nicht auf Maßnahmen im Bereich der Digitalisierung, sondern umfassen Maßnahmen zur Spannungsregelung, wie regelbare Ortsnetztransformatoren, die dazu beitragen können, die Ausbaurkosten erheblich zu senken. [16]

2.4 Netzplanung

Im Allgemeinen werden die Niederspannungsnetze von den Netzbetreibern passiv betrieben, wobei die Netzplanung auf Worst-Case-Annahmen basiert. Traditionell wurden bei der Planung neuer Netze oder der Verstärkung bestehender Netze unter anderem die folgenden Maßnahmen berücksichtigt [15]:

- Tausch, Verstärkung oder Parallelverlegung der Freileitungen und Kabel: Der Ersatz von Freileitungen durch Kabel oder die Verwendung von Freileitungen oder Kabel mit größerem Querschnitt ist ein effektives Mittel zur Verringerung des Leitungswiderstands. Der reduzierte Wirkwiderstand neuer Leitungen oder Kabel führt zu geringeren Spannungsabfällen und -anhebungen sowie zu verringerten ohmschen Netzverlusten. Die Parallelverlegung von Leitungen reduziert die Stromdichte und damit ebenfalls die Netzverluste.
- Trafostationsverdichtung: Der Bau zusätzlicher Trafostationen verkürzt den Versorgungsradius der bestehenden Stationen und führt zu kürzeren Leitungswegen. Die Verteilung der Lasten auf mehrere Transformatoren verringert die Wahrscheinlichkeit von Überlastungen einzelner Leitungen und ermöglicht eine effizientere Einspeisung dezentraler Photovoltaikanlagen. Darüber hinaus bietet ein Gebiet mit mehr Trafostationen größere Flexibilität für zukünftige Erweiterungen.
- Trafotausch: Der Austausch eines alten Transformators durch einen leistungsstärkeren neuen Transformator erhöht die Netzkapazität und ermöglicht es, größere Lasten und Einspeisungen zu bewältigen. Leistungsstärkere Transformatoren weisen zudem bei gleichen Lasten geringere relative Kupfer- und Eisenverluste auf.
- Sonderlösung 950 V/980 V: Diese Sonderlösung reduziert die Leitungsverluste auf üblicherweise langen Strecken durch die Installation von Transformatoren am Anfang und Ende der 400 V-Leitung, wodurch die Spannung auf 950 V/980 V erhöht wird. Dies senkt die Ströme und Leitungsverluste, erhöht die Spannungsstabilität durch geringere Spannungsanhebungen und -abfälle und steigert die übertragbare Leistung der Strecke.

Diese Maßnahmen haben den Vorteil, die Kurzschlussleistung zu erhöhen. Ei-

ne hohe Kurzschlussleistung ist entscheidend, um die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten und die Auswirkungen von Kurzschlüssen zu minimieren, was die Netzsicherheit und Zuverlässigkeit erhöht [17]. Allerdings können diese Maßnahmen auch Nachteile mit sich bringen, insbesondere eine potenziell längere Umsetzungsdauer und möglicherweise höhere Kosten im Vergleich zu aktiven Spannungsregelungsmaßnahmen [15]. In dieser Arbeit wurde ausschließlich die Verkabelung von Freileitungen als passive Maßnahme berücksichtigt.

Derzeit werden zusätzlich zu den traditionellen Maßnahmen auch aktive Spannungsregelungsmaßnahmen implementiert, da dadurch konventionelle Netzausbaumaßnahmen vermieden oder minimiert werden können [16] [18]. Aktive Spannungsregelungsmaßnahmen können entweder endgültige Lösungen darstellen oder provisorische Lösungen für problematische Stellen bieten, bis geplante Netzausbaumaßnahmen umgesetzt werden [18]. Diese Maßnahmen sind besonders interessant, wenn sie im Vergleich zu traditionellen Maßnahmen eine kürzere Umsetzungsdauer aufweisen.

2.5 Maßnahmen zur Spannungsregelung und Blindleistungsbereitstellung

Zusätzlich zu den traditionellen Maßnahmen wurden verschiedene Technologien entwickelt, um den bidirektionalen Betrieb von Niederspannungsnetzen zu unterstützen und den erhöhten Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen zu ermöglichen. Diese Technologien tragen dazu bei, die ordnungsgemäße Funktion des Niederspannungsnetzes sicherzustellen. Die in dieser Arbeit betrachteten Optionen sind in Abbildung 4 dargestellt. [18]

Eine Option zur Blindleistungsbereitstellung ist der Wechselrichter mit Q-Bereitstellung (Blindleistungsbereitstellung) für die angeschlossenen Photovoltaikanlagen. Die Blindleistungsbereitstellung kann unter anderem durch $Q(U)$ - oder $\cos\varphi(P)$ -Regelung im Wechselrichter konfiguriert werden [19]. Die genaue Konfiguration wird von den Netzbetreibern vorgegeben, um die Erzeugungsanlage ans Netz anschließen zu dürfen. Auf diese Weise können die Netzbetreiber die Energieeinspeisung von Photovoltaikanlagen steuern.

Zu den Optionen zur Spannungsregelung gehören der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren, Längsspannungsreglern oder stromabhängiger Spannungsregelung im Umspannwerk. Diese Maßnahmen zur Spannungsregelung und Blindleistungsbereitstellung werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

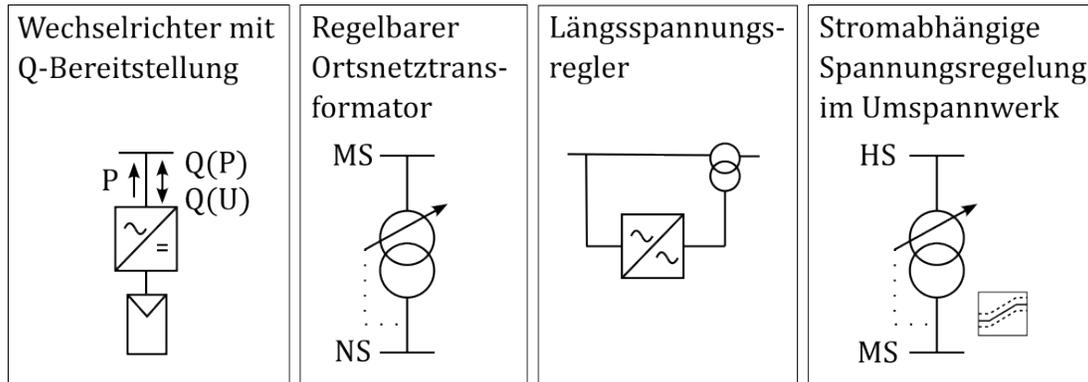


Abbildung 4: Betrachtete Maßnahmen zur Spannungsregelung und Blindleistungsbereitstellung

2.5.1 Wechselrichter mit Blindleistungsbereitstellung

Der Wechselrichter dient als Schnittstelle zwischen dem Stromnetz und der Photovoltaikanlage und ermöglicht die kontinuierliche Überwachung der Netzspannung, um eine effiziente Einspeisung der erzeugten Energie zu gewährleisten [17] [18]. Die betrachteten Photovoltaikanlagen sind auf Überschusseinspeisung konfiguriert, was bedeutet, dass die erzeugte Energie zunächst dem Eigenbedarf dient und überschüssige Energie ins Netz eingespeist wird.

Die Bereitstellung von Blindleistung leistet einen wesentlichen Beitrag zur Spannungsregelung, Reduktion von Übertragungsverlusten, Verbesserung der Netzstabilität und Erhöhung der Übertragungskapazität, was insgesamt zu einem effizienteren und stabileren Betrieb des Stromnetzes führen kann. Die Funktionalität der Blindleistungsbereitstellung wurde von Vorarlberg Netz in einer Studie ausführlich untersucht und Regelungsansätze wie die $\cos \varphi(P)$ - oder die $Q(U)$ -Regelung wurden verglichen [19]. In dieser Arbeit werden ausschließlich diese beiden Regelungen betrachtet und verglichen.

Für die $\cos \varphi(P)$ -Regelung wird der Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ in Abhängigkeit von der Wirkleistung angepasst. Der minimale Leistungsfaktor wird vom Netzbetreiber festgelegt und kann je nach maximaler Einspeiseleistung variieren. Diese Konfiguration stabilisiert und regelt die Spannung indirekt, da die Bereitstellung von Blindleistung nicht vom Spannungsniveau, sondern von der Einspeiseleistung abhängt. Diese Einstellung führt dazu, dass Blindleistung bereitgestellt wird, auch wenn kein Spannungsbandproblem vorliegt oder absehbar ist [20]. Der zusätzlich eingespeiste Strom belastet das Netz und verursacht zusätzliche Verluste [20].

Eine alternative Methode zur Bereitstellung von Blindleistung ist die $Q(U)$ -

Regelung. Die $Q(U)$ -Regelung steuert die Blindleistung direkt in Abhängigkeit von der gemessenen Spannung. Wenn die Spannung niedrig ist (z.B. $95\% U_N$), gibt der Wechselrichter Blindleistung ab, um spannungshebend zu wirken. Ist die Spannung hoch (z.B. $105\% U_N$), nimmt er Blindleistung auf und wirkt spannungssenkend. Wie in den Arbeiten von Lindner und Witzmann [21] und Vorarlberg Netz [19] erläutert, kann die Kennlinie dieser Regelung unterschiedlich parametrisiert werden, um die Ergebnisse zu beeinflussen.

2.5.2 Kompoundierung

Die stromabhängige Spannungsregelung, früher als Kompoundierung bekannt, wird üblicherweise im Umspannwerk (Hochspannungs- und Mittelspannungsbereich) eingesetzt. Aufgrund ihrer weitreichenden Auswirkungen, die von den Umspannwerken bis hin zu den Niederspannungsnetzen reichen, wird diese Maßnahme auch in dieser Arbeit berücksichtigt.

Bei der stromabhängigen Spannungsregelung wird die Spannung auf der Mittelspannungsseite des Leistungstransformators nicht auf einen festen Sollwert durch die Spannungsregler eingestellt. Stattdessen erfolgt die Regelung in Abhängigkeit von Stromstärke und Wirkleistungsrichtung. Dies ermöglicht es, bei hohem Wirkleistungsbedarf durch die angeschlossenen Verbraucher einen höheren Sollwert für die Ausgangsspannung im Umspannwerk zu setzen. Im Gegensatz dazu kann bei hoher Einspeise-Wirkleistung durch Erzeugungsanlagen und geringer Verbraucherlast ein niedrigerer Sollwert für die Ausgangsspannung im Umspannwerk festgelegt werden. [22]

Der Spannungsregler am Leistungstransformator wird durch eine Kennlinie definiert, die die Spannung in Abhängigkeit von Wirk-, Blind- oder Scheinleistung beschreibt. Diese Regelfunktion legt den Sollwert der Spannung und die Reglerabweichung fest. Die Kennlinie kann unterschiedliche Steigungen für Verbraucher- und Rückspeisestrom aufweisen. Eine zulässige Abweichung des Reglers wird dabei häufig auf $\pm 1\%$ festgelegt [22]. Abbildung 5 zeigt ein Beispiel für eine solche Kennlinie in Abhängigkeit der Wirkleistung.

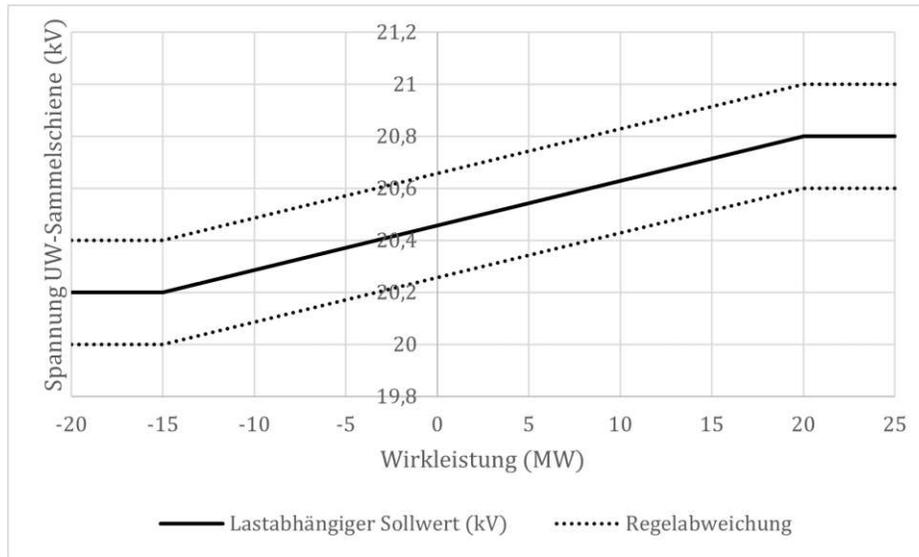


Abbildung 5: Kennlinie zur stromabhängigen Spannungsregelung im Umspannwerk

2.5.3 Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)

Der regelbare Ortsnetztransformator (rONT) ist ein Ortsnetztransformator (ONT), der um einen Laststufenschalter erweitert wurde. Dieser Laststufenschalter wurde von Leistungstransformatoren höherer Spannungsebenen übernommen [20]. Der rONT kann die Amplitude der Spannung auf der Primär- oder Sekundärseite stufenweise und automatisch regeln, um zu verhindern, dass die Spannung ein festgelegtes Intervall verlässt.

Zur Spannungsregelung verfügt der Transformator, neben den Stammwicklungen, über eine zusätzliche Reglerwicklung [23]. Diese Reglerwicklung ermöglicht die Anpassung der Windungszahl und damit des Übersetzungsverhältnisses des Transformators [23]. Dies geschieht über die Anzapfungen (auf Englisch: Taps), von denen eine festgelegte Anzahl vorhanden ist (siehe Abbildung 6). Das Umschalten zwischen den Anzapfungen erfolgt dynamisch und unter Last, wobei der Laststufenschalter die Übergänge nahtlos realisiert. Die Stufenbreite beträgt üblicherweise zwischen 1,5 % und 2,5 % der Nennwindungszahl und kann symmetrisch oder asymmetrisch auf das Übersetzungsverhältnis aufgeteilt werden [20].

Um den Sollwert mit dem Istwert zu vergleichen, wird die Spannung entweder am Eingang oder Ausgang des Transformators gemessen. Alternativ kann eine Kommunikationsstruktur eingerichtet werden, um die Spannung an einem anderen Punkt im Netz zu erfassen.

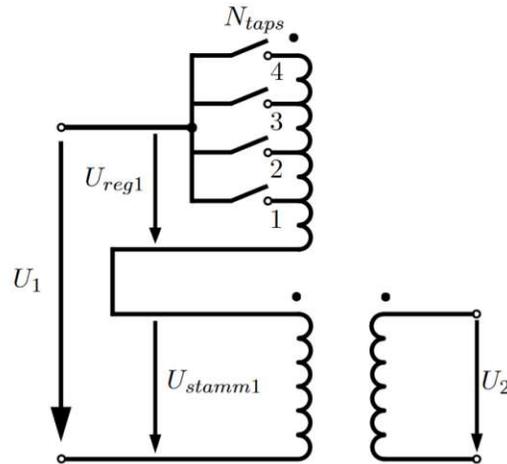


Abbildung 6: Stamm- und Reglerwicklungen mit Anzapfungen auf der Primärseite [24]

Zur Regelung der Spannung werden ein Regelband und eine Verzögerungszeit verwendet. Die Verzögerungszeit dient dazu, bei schnellen Spannungsänderungen, die unmittelbar wieder innerhalb des Regelbandes liegen, unnötige Umschaltungen zu verhindern. Liegt der Istwert länger als die festgelegte Verzögerungszeit außerhalb des Regelbandes, erfolgt eine Umschaltung, um die Spannung wieder in den gewünschten Bereich zu bringen. [13]

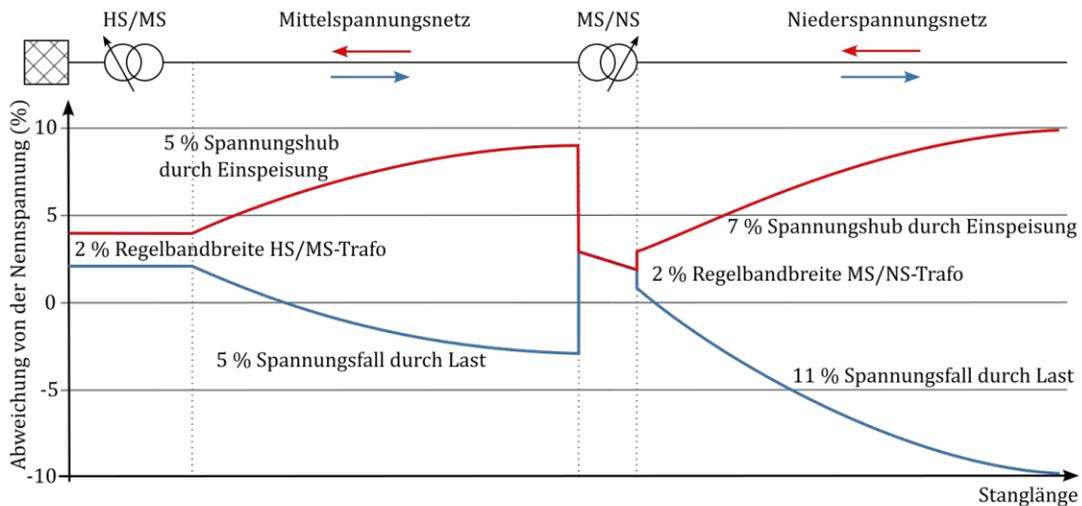


Abbildung 7: Effekt des rONT auf die Aufteilung des Betriebsspannungsbandes bei Last und Einspeisung (erstellt nach [13])

Dank des Einsatzes des rONT kann die Spannung des Niederspannungsnetzes vom Mittelspannungsnetz entkoppelt werden. Diese Entkopplung wird in Abbildung 7 veranschaulicht. Der rONT ermöglicht eine automatische Regelung der Spannung und kann insbesondere bei inhomogenen Netzstrukturen, wie zum Beispiel bei hoher Last an einem bestimmten Zweig und gleichzeitig hoher Einspeisung an einem anderen Zweig, die Spannung auf der Sammelschiene präzise steuern [22]. Außerdem ist der rONT effektiv gegen asymmetrische Einspeisungen [25].

2.5.4 Längsspannungsregler

Längsspannungsregler, kurz Längsregler, verfügen über einen oder mehrere Längstransformatoren, die eine Zusatzspannung in die Leitung einprägen können. Eine häufig eingesetzte und in dieser Arbeit modellierte Form des Längsreglers ist der Unified Power Flow Controller (UPFC), auch bekannt als Unified Power Quality Conditioner (UPQC) [18], [26]–[29]. Als universelle Schaltung zur Beeinflussung von Wirk- und Blindleistungen sowie der Netzspannung hat sie sich bewährt und kann auch für die Längsregelung eingesetzt werden [27].

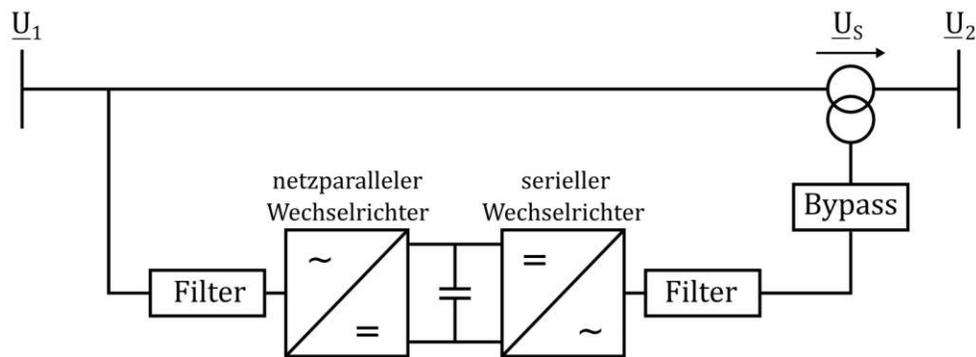


Abbildung 8: Blockschaltbild eines Längsspannungsreglers (erstellt nach [18])

Ein Blockschaltbild dieses Längsreglers für eine einzelne Phase ist in Abbildung 8 dargestellt. Es besteht grundsätzlich aus zwei gekoppelten Wechselrichtern: einem netzparallelen Wechselrichter und einem seriellen Wechselrichter, der über einen Transformator mit der Leitung verbunden ist, sowie einem gemeinsamen Gleichspannungszwischenkreis [18].

Der UPFC ist eine Kombination aus einem Static Synchronous Compensator (STATCOM) und einem Static Synchronous Series Compensator (SSSC). Die Längsregelung kann über die Struktur eines SSSC erfolgen, wie es beim LVRSys® von A. Eberle [30] der Fall ist.

Die gestufte Spannungsregelungsfunktion des LVRSys® ist in Abbildung 9 veranschaulicht. Die Spulen auf der Sekundärseite der Koppeltransformatoren sind in Serie mit der zu regelnden Phase geschaltet. Die Spulen auf der Primärseite werden über die Steuerelektronik entweder bestromt oder kurzgeschlossen. Die Bestromung oder der Kurzschluss sowie die Richtung des Stroms ermöglichen die gewünschte Stufeneinstellung. Der Stromfluss erfolgt in eine der beiden Richtungen, abhängig davon, welche Thyristoren aktiviert sind. Im Fehlerfall kann die Spule auf der Primärseite kurzgeschlossen werden, um eine unterbrechungsfreie, jedoch unregelte Spannungsversorgung sicherzustellen. [31]

Längsregler können sowohl in der Ortsnetzstation, in Kombination mit einem passiven Transformator, als auch dezentral in kritischen Zweigen eingesetzt werden [18].

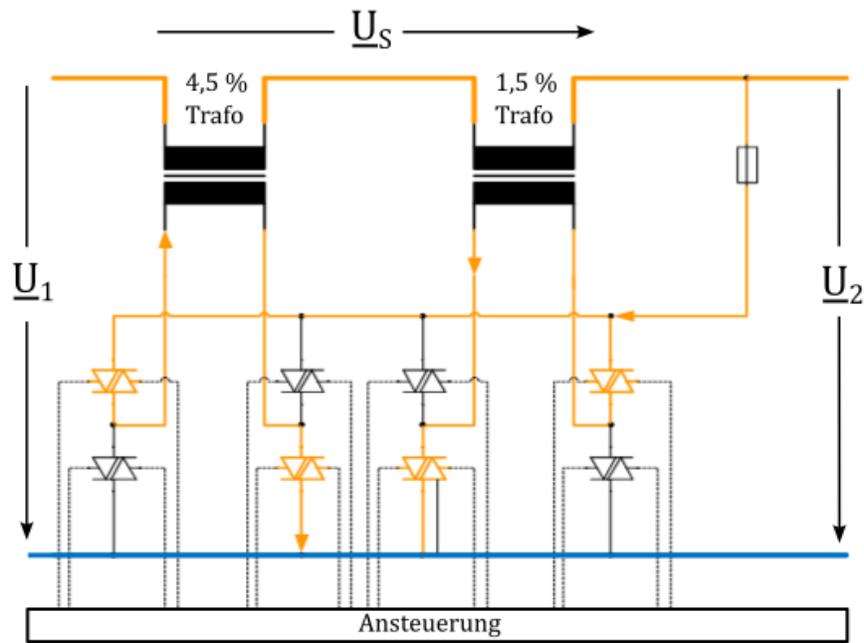


Abbildung 9: Stufenregler von A. Eberle [30] mit Spannungsänderung im Bereich von $\pm 6\%$ in Schritten von $1,5\%$ (erstellt nach [30])



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

3 Analytische Methode

3.1 Berechnungs- und Beurteilungsgrundlage

3.1.1 Kurzschlussleistung

Die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen wird unter Berücksichtigung der Eigenschaften des Netzanschlusspunktes verwirklicht. Jeder Netzpunkt wird durch die Nennspannung U_N , die Kurzschlussimpedanz Z_k , die Kurzschlussleistung S_k und den Netzimpedanzwinkel ψ_k beschrieben. [17]

Die Kurzschlussleistung dient als Indikator für die Störfestigkeit und Spannungsqualität eines Netzpunktes. Im Folgenden wird die Berechnung der Kurzschlussleistung anhand eines vereinfachten Verfahrens für einseitig gespeiste Strahlnetze beschrieben [32].

Die Kurzschlussleistung kann, wie in Formel 1 beschrieben, als das Quadrat der Nennspannung (verketteten Spannung) geteilt durch die Kurzschlussimpedanz berechnet werden.

$$S_k = \frac{U^2}{Z_k} \quad (1)$$

Die Kurzschlussimpedanz im Niederspannungsnetz ist die Summe der Impedanzen, die nach einem Kurzschluss wirksam werden. Dazu gehören:

- die Impedanz des übergeordneten Netzes $Z_{\dot{U}N}$,
- die auf das Niederspannungsnetz transformierte Impedanz $Z_{\dot{U}NTR}$,
- die Transformatorimpedanz Z_T und
- die Leitungsimpedanz Z_L .

Die Impedanz des übergeordneten Netzes $Z_{\dot{U}N}$ lautet:

$$Z_{\dot{U}N} = \frac{U_{\dot{U}N}^2}{S_{k\dot{U}N}} \quad (2)$$

mit

- $U_{\dot{U}N}$: die verkettete Spannung, bei der das übergeordnete Netz betrieben wird. In dieser Arbeit beträgt diese 20 kV.
- $S_{k\dot{U}N}$: die Kurzschlussleistung des übergeordneten Netzes, die in dieser Arbeit vom Netzbetreiber auf 70000 kVA geschätzt wird.

Die ohmsche Komponente der Impedanz des übergeordneten Netzes wird vernachlässigt.

$$\begin{aligned} R_{\dot{U}N} &= 0 \\ X_{\dot{U}N} &= Z_{\dot{U}N} \end{aligned} \quad (3)$$

Die Transformation dieser Impedanz erfolgt mit dem Übersetzungsverhältnis \ddot{u} , das die Hochspannungs- und Niederspannungsseite des Transformators verknüpft.

$$\begin{aligned} \ddot{u} &= \frac{U_{OS}}{U_{US}} \\ R_{\dot{U}NTR} &= \frac{R_{\dot{U}N}}{\ddot{u}^2} \\ X_{\dot{U}NTR} &= \frac{X_{\dot{U}N}}{\ddot{u}^2} \end{aligned} \quad (4)$$

Die Real- und Imaginärteile der Transformatorimpedanz Z_T lauten:

$$\begin{aligned} R_T &= u_r \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \\ X_T &= u_x \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \end{aligned} \quad (5)$$

mit

- S_{rT} : Transformatorleistung von 250 kVA.
- U_{rT} : Verkettete Spannung.
- $u_r = \frac{P_k}{S_{rT}}$ mit
 - P_k : Kupferverluste, die mit 3,3 kW angenommen wurden.
- $u_x = \sqrt{u_k^2 - u_r^2}$ mit
 - u_k : Relative Kurzschlussspannung, die mit 4% angenommen wurde.

Die Leitungsimpedanzen werden für jede Leitung unter Berücksichtigung der Leitungslänge l sowie des spezifischen Wirk- und Blindwiderstands berechnet.

$$\begin{aligned} R_L &= R'_L l \\ X_L &= X'_L l \end{aligned} \quad (6)$$

Die resultierende Netzimpedanz Z_k kann als die Summe der Widerstände R_k und die Summe der Reaktanzen X_k dargestellt werden. Dabei werden n Leitungsimpedanzen vom Transformator bis zu einem beliebigen Netzpunkt berücksichtigt.

$$\begin{aligned} R_k &= R_{\dot{U}NTR} + R_T + \sum_{i=1}^n R_{Li} \\ X_k &= X_{\dot{U}NTR} + X_T + \sum_{i=1}^n X_{Li} \\ Z_k &= \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \end{aligned} \quad (7)$$

Aus der Netzimpedanz kann der Netzwinkel definiert werden.

$$\psi_k = \arctan \frac{X_k}{R_k} \quad (8)$$

Mit der vollständigen Charakterisierung des Netzpunktes durch die dargestellten Komponenten kann eine erste Bewertung des Netzpunktzustands vorgenommen werden. Eine höhere Kurzschlussleistung deutet auf eine bessere Netzstabilität, höhere Netzfestigkeit und eine größere Kapazität zur Einspeisung von Wirkleistung hin. Laut TOR - Hauptabschnitt D2 [2] ist im Niederspannungsnetz grundsätzlich eine Kurzschlussleistung von mehr als 570 kVA einzuhalten.

Zusätzlich stellt ein Netzimpedanzwinkel, der näher bei 90° liegt, eine bessere Option für den Netzanschlusspunkt dar, da er eine geringere Sensitivität gegenüber Spannungsänderungen aufweist [17].

3.1.2 Relative Spannungsanhebung durch Einspeisung

Die TOR - Hauptabschnitt D2 [2] bewertet die Spannungsanhebung durch eine oder mehrere Einspeisungen in einem Strahlen-Niederspannungsnetz mittels der folgenden Formeln. Diese Näherungsformeln basieren auf einer vereinfachten Methode, die das Superpositionsprinzip verwendet. Bei komplexen Netztopologien und der Einspeisung mehrerer Erzeugungsanlagen an verschiedenen Verknüpfungspunkten sollten die Spannungsänderungen jedoch durch eine detaillierte Lastflussberechnung ermittelt werden, wie sie im nächsten Abschnitt 3.2 modelliert wird.

Relative Spannungsanhebung Δu_{AnV} im Verknüpfungspunkt V durch eine Einspeisung am Verknüpfungspunkt V

$$\Delta u_{AnV} = \frac{S_{rEmaxV}}{S_{kV}} \cos(\psi_V - \varphi_E) \quad (9)$$

Δu_{AnV} : relative Spannungsanhebung im Verknüpfungspunkt.

S_{rEmaxV} : maximale Einspeiseleistung im Verknüpfungspunkt.

S_{kV} : Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt.

ψ_V : Netzzimpedanzwinkel im Verknüpfungspunkt.

φ_E : Einspeisewinkel.

Diese relative Spannungsanhebung kann nur am Verknüpfungspunkt der Photovoltaikanlage berechnet werden und berücksichtigt die Spannungsanhebung an diesem Punkt. Die Ergebnisse zeigen die Spannungsanhebung, wenn ausschließlich diese Photovoltaikanlage im Zweig angeschlossen wäre. Die TOR - Hauptabschnitt D2 [2] bietet zudem Näherungsformeln zur Berechnung der relativen Spannungsanhebung an der Transformatorscheine.

Alternativ kann, wie im nächsten Abschnitt erläutert, die Spannungsanhebung durch die Gesamtheit der Photovoltaikanlagen geschätzt werden.

Relative Spannungsanhebung Δu_{An} durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen in beliebigen Verknüpfungspunkten

$$\Delta u_{Ank} = \sum_{i=1}^k \frac{S_{rEmaxVi} \cos(\psi_{Vi} - \varphi_{Ei})}{S_{kVi}} + \sum_{i>k}^n \frac{S_{rEmaxVi} \cos(\psi_{Vk} - \varphi_{Ei})}{S_{kVk}} \quad (10)$$

Δu_{AnV} : relative Spannungsanhebung im Verknüpfungspunkt.

S_{rEmaxV} : maximale Einspeiseleistung im Verknüpfungspunkt.

S_{kV} : Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt.

ψ_V : Netzzimpedanzwinkel im Verknüpfungspunkt.

φ_E : Einspeisewinkel.

$i=1 \dots k$ Erzeugungsanlagen, sortiert vom größten ($i=1$) zum kleineren ($i=k$) Wert S_k .

Diese Formel wendet das Überlagerungsprinzip nach Helmholtz an. Zuerst wird jede einzelne Erzeugungsanlage isoliert betrachtet, um deren Wirkung an jedem Verknüpfungspunkt zu berechnen. Anschließend wird die anteilige Spannungsanhebung jeder Erzeugungsanlage ermittelt. [2]

Die zulässige relative Spannungsanhebung durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz beträgt 3%. Diese Grenze kann überschritten werden, wenn im Netz Spannungsregelungsmaßnahmen implementiert sind. [2]

3.2 Netzmodellierung für Lastflussberechnungen

Die Spannungsänderung im Niederspannungsnetz kann durch Lastflussberechnungen präzise ermittelt werden. In dieser Arbeit werden symmetrische AC-Lastflussberechnungen durchgeführt, die sich ausschließlich auf das Mitsystem konzentrieren. Diese Berechnungen erstrecken sich über ein gesamtes Jahr mit Zeitintervallen von 15 Minuten. Die Lastflussanalyse erfolgt mithilfe der Newton-Raphson-Methode und wird in der Software DigSILENT PowerFactory [1] implementiert.

Das Netzmodell in DigSILENT PowerFactory [1] wird in den folgenden Abschnitten detailliert beschrieben.

3.2.1 Testnetz

In dieser Arbeit wird ein realer Netzweig untersucht, bei dem die Spannungsgrenzen überschritten wurden. Es handelt sich um einen ländlichen Netzweig mit alten Freileitungen von geringem Querschnitt, der modernisiert werden muss. In Abbildung 10 ist ein Schema dieses Netzweigs dargestellt. Die schwarzen Linien repräsentieren die Freileitungen, während die roten Linien die Kabel darstellen. Diese Leitungen sind bis zum Verknüpfungspunkt dargestellt. Die Leitungen vom Verknüpfungspunkt bis zum tatsächlichen Anschluss- und Messpunkt sind nicht eingezeichnet und wurden in der Simulation vernachlässigt.

Dieser Netzweig dient als Beispiel für ein Netz unter extremen Bedingungen, das vorrangig zu erneuern ist. Dieser Sonderfall ermöglicht die Identifizierung von Schwachstellen und Engpässen in diesem und ähnlichen Netzen. Zur Darstellung dieses Netzes werden folgende Werte zugrunde gelegt:

- Transformatorcharakteristiken und Absicherung des Zweigs.
- Länge, Impedanz und thermische Belastbarkeit der Leitungen.
- Verknüpfungspunkte der angeschlossenen Lasten und Einspeisungsanlagen.
- Jahresenergieverbrauch und Jahresenergieeinspeisung von Lasten und Photovoltaikanlagen.

In den Tabellen 1, 2 und 3 sind die Haupteigenschaften des simulierten Netzes beschrieben. Tabelle 1 zeigt die Informationen zum Transformator und zur Sicherung des Netzweigs. Die angegebenen oberen und unteren Spannungsbandpunkte beziehen sich auf die Aufteilung des Spannungsbandes nach Spannungsebenen, wie in Abbildung 3 dargestellt. Der Spannungsbandteil am Ortsnetztransformator wurde nicht berücksichtigt, da nur ein Zweig von der Trafostation modelliert wurde. Der Transformator entspricht einem Standard-Verteiltransformator.

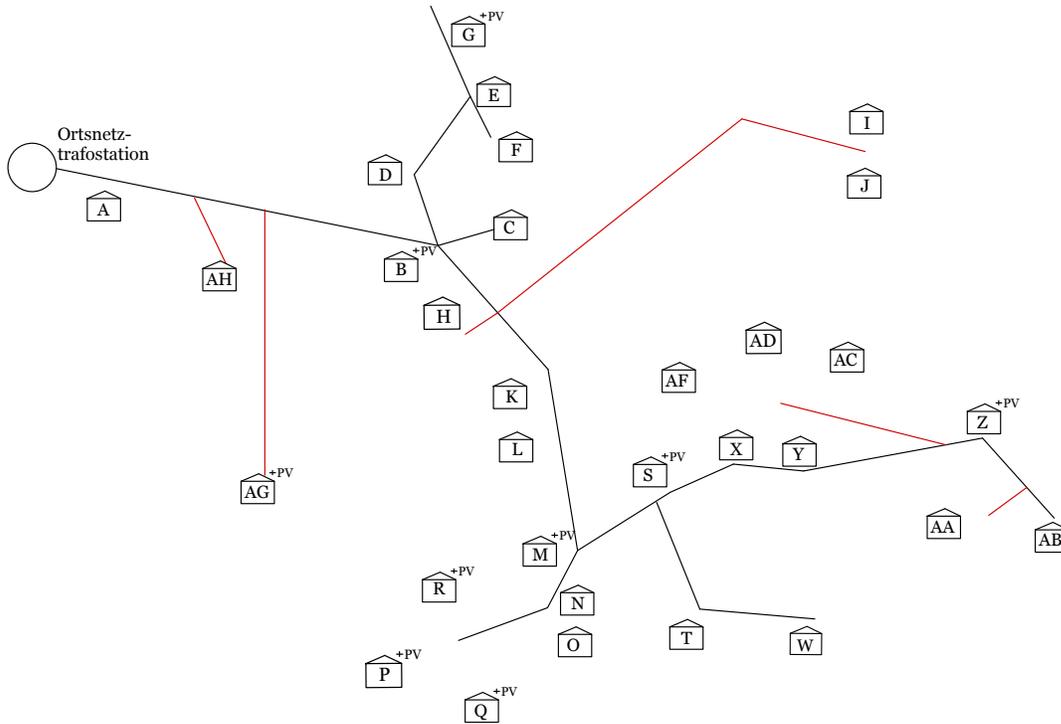


Abbildung 10: Schema des Testnetzes

Mittelspannung	20 kV/11,5 kV
Niederspannung	0,4 kV/0,23 kV
Oberen Spannungsbandpunkt Trafostation	107 % U_N (428 V/247 V)
Unteren Spannungsbandpunkt Trafostation	96 % U_N (384 V/222 V)
Transformatorleistung	250 kVA
Schaltgruppe des Transformators	Dyn5
Kupferverluste des Transformators	3,3 kW
Kurzschlussspannung des Transformators	4 %
Analysierte Zweige	1
Absicherung Zweig	NH-00 125 A

Tabelle 1: Informationen zur Ortsnetzstation des Testnetzes

Die Lasten und Erzeugungsanlagen werden durch ein jährliches Last- und Erzeugungsprofil von E-Control und dem Austrian Institute of Technologie [33] definiert, da die Smart-Meter-Daten nicht zur Verfügung stehen. Der Leistungsfaktor der Lasten wurde anhand der gemessenen Blindleistungswerte am Transformator geschätzt. Daher speisen die Lasten Blindleistung mit einem konstanten $\cos(\varphi) = 0,97$ ins Netz ein. Die Wechselrichter der Photovoltaikanlagen sollten grundsätzlich eine $\cos\varphi(P)$ -Regelung mit einem minimalen $\cos(\varphi) = 0,9$ bei maximaler Einspeisung aufweisen. In diesem Beispiel sind jedoch nur drei Erzeugungsanlagen mit dieser Einstellung aktiv; die übrigen Photovoltaikanlagen speisen ausschließlich Wirkleistung ein.

Die jährlichen Profile, der Leistungsfaktor und die Wechselrichtereinstellungen wurden anhand der auf der Niederspannungsseite des Transformators gemessenen Wirk- und Blindleistungswerte auf ihre Richtigkeit überprüft und haben ähnliche Werte geliefert.

Die Haupteigenschaften der Lasten und Photovoltaikanlagen sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Angeschlossene Lasten	30
Bereich des Verbrauchs der angeschlossenen Lasten	31 - 10770 kWh/ Jahr
Angeschlossene Photovoltaikanlagen	9
Bereich der angeschlossenen Photovoltaikanlagen	0,8 - 17 kVA
Summe der Leistung der Photovoltaikanlagen	64,8 kVA

Tabelle 2: Informationen zu den angeschlossenen Lasten und Photovoltaikanlagen im Testnetz

Die Leitungen im Modell sind mit folgenden Daten spezifiziert:

- Freileitungen aus Aluminium, 50 mm^2 Querschnitt:
 - $R = 0,4406 \text{ } \Omega/\text{km}$
 - $X = 0,3292 \text{ } \Omega/\text{km}$
 - Thermische Belastbarkeit $I_{th} = 220 \text{ A}$
- Isolierte Freileitungen aus Aluminium, 50 mm^2 Querschnitt:
 - $R = 0,641 \text{ } \Omega/\text{km}$

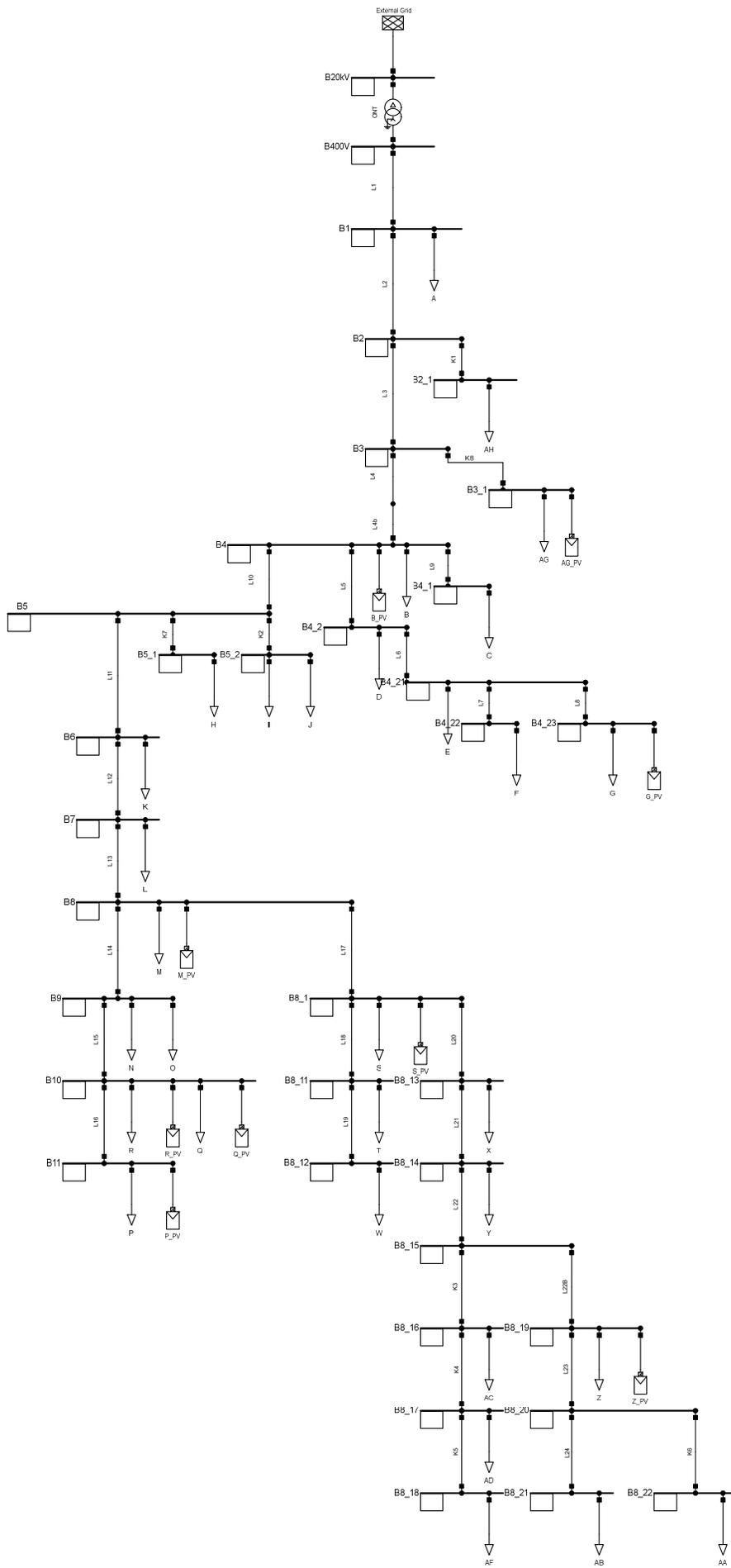
- $X = 0,078 \Omega/km$
- Thermische Belastbarkeit $I_{th} = 119 A$
- Kabel aus Aluminium, $150 mm^2$ Querschnitt:
 - $R = 0,206 \Omega/km$
 - $X = 0,073 \Omega/km$
 - Thermische Belastbarkeit $I_{th} = 275 A$

Die Entfernungen und Information der Leitungen sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

Luftlinie Ortsnetzstation zu entferntestem Haus	510 m
Längste Strecke Freileitung	669 m
Längste Strecke Freileitung und Kabel	705 m
Längste Strecke zu Photovoltaikanlage	619 m zu Z_PV
Freileitungsstücke	26
Bereich Länge Freileitungen	20 - 60 m
Meter Freileitungen	932 m
Kabelstücke	8
Bereich Länge Kabel	36 - 211 m
Meter Kabel	579 m

Tabelle 3: Informationen der Leitungen des Testnetzes

Das Testnetz ist in Abbildung 11 dargestellt. Die Freileitungen sind als Li nummeriert, wobei i von 1 bis 24 reicht, und die Kabelstücke als Kj, wobei j von 1 bis 8 reicht. Wenn eine Strecke eine Änderung aufweist, ist dies durch ein b gekennzeichnet (z. B. L4b). Die Leitungslängen in Abbildung 11 sind nicht maßstäblich. Die Verbindungspunkte sind als Bn bezeichnet, wobei n von 1 bis 22 reicht. Außerdem sind die Sammelschienen „B20kV“ und „B400V“ an beiden Seiten des Transformators dargestellt. Die Verbindungspunkte, die sich nicht mehr im „Hauptzweig“ befinden, sind mit Bn_xy nummeriert (z. B. B4_2 ist ein Abzweig von B4 und hat auch einen weiteren Abzweig B4_21 usw.). Die Lasten sind von A bis Z und weiter von AA bis AH identifiziert. Zusammen mit den Lasten sind die Photovoltaikanlagen angegeben, die denselben Haushalt wie die Lasten betreffen (z. B. AG_PV ist die Photovoltaikanlage des Haushalts AG).



Erstellt mit DigSILENT PowerFactory Forschungslizenz

Abbildung 11: Simuliertes Testnetz mit DigSILENT PowerFactory [1]

3.2.2 Synthetische Last- und Einspeiseprojile

Nach einer Untersuchung repräsentativer Lastprofile für Haushalte des Austrian Institute of Technology und E-Control Austria [33], hat E-Control jährliche Haushaltsprofile zur Verfügung gestellt. Die Lastprofile wurden auf Basis der Jahresverbräuche in drei Kategorien eingeteilt und dann weiter nach den Verhaltensmustern an Werktagen und Wochenenden differenziert. Da das Verhaltensmuster der Lasten nur durch die Summe aller Lastprofile am Ortsnetztransformator erfasst wurde, wurde ein einzelnes Lastprofil gewählt, das eine ähnliche Tagesform aufweist und einen mittleren Jahresverbrauch repräsentiert. Dieses Profil wird in Abbildung 12 dargestellt. In Blau sind die Werte für einen Werktag und in Grün die für einen Wochenendtag zu sehen. Das gewählte Lastprofil ist für Jahresverbräuche zwischen 2500 und 4999 kWh konzipiert. Es zeigt an Werktagen Spitzenverbrauch in den Mittags- und Abendstunden. An Wochenenden tritt hingegen Spitzenverbrauch nur am Abend auf.

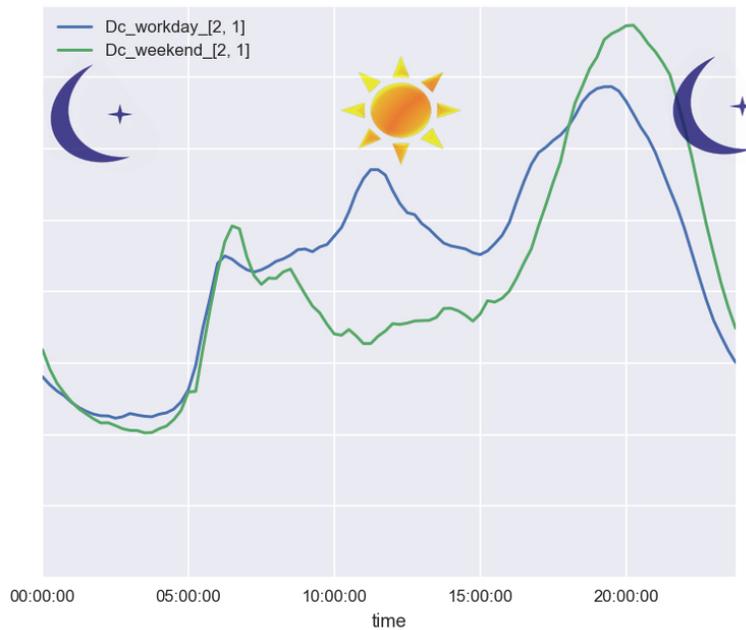


Abbildung 12: Lastprofil „Dc[2, 1]“ von E-Control [34]

Das Einspeiseprofil für die Photovoltaikanlagen wurde ebenfalls von E-Control bereitgestellt und stellt Überschusseinspeiser dar.

Beide jährlichen Profile wurden mit einem Zeitintervall von 15 Minuten für 1000 kWh erstellt. Diese Profile wurden in prozentuale jährliche Leistungen umgewandelt und dann zur jährlichen Leistung pro Anschluss in DigSILENT PowerFactory [1] verknüpft.

Durch die Verwendung eines einheitlichen Last- und Einspeiseprofiles für alle Haushalte werden Spitzenwerte überlagert, wodurch maximale und minimale Last- sowie Einspeisungswerte verstärkt werden. Dies führt zu einer schnelleren Erzeugung von Grenzwert-Situationen.

3.2.3 Modellerte Veränderungen im Testnetz

Zusätzlich zum beschriebenen Testnetz wurden Regelungen zur Blindleistungsbereitstellung und Spannungsregelungsmaßnahmen modelliert. Zum Vergleich wurde das Testnetz auch als vollständig verkabelt modelliert. Diese Veränderungen und die zusätzlichen Regelungstechnologien werden im Folgenden beschrieben.

Verkabelung

Die berücksichtigte Verkabelung ersetzt 50 mm^2 Aluminium-Freileitungen durch 150 mm^2 Aluminium-Kabel. Diese Kabel haben die gleichen Widerstandswerte und die gleiche thermische Belastbarkeit wie die bereits im Netz vorhandenen Kabel (Werte im Abschnitt 3.2.1). Der geplante Austausch halbiert die Leitungsverluste im Netz.

Mit der Verkabelung wird auch die Absicherung an die neue Strombelastbarkeit der Kabel und die Nullungsbedingungen angepasst. Diese wurde nach der Netzbetreiber Erdungsrichtlinie, Planungsrichtlinie und technische Ausführungsrichtlinie als 160-A-Absicherung gewählt. Dies entspricht der nächstgrößeren standardisierten Größe nach 125 A.

Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter

Da die Blindleistungsbereitstellung auf allen Photovoltaikanlagen stattfinden sollte, wird diese zusammen mit den anderen Maßnahmen simuliert. Einerseits ist die $\cos\varphi(P)$ -Regelung mit der Kennlinie aus Abbildung 13 modelliert. Ohne die Größe der Photovoltaikanlage zu berücksichtigen, werden die Wechselrichter einen Leistungsfaktor von 0,9 einstellen, wenn die maximale Einspeisung erreicht wird.

Für die $Q(U)$ -Regelung wurde die Kennlinie in Abbildung 14 mit den Parametern von der VDE AR-N-4105 [35] modelliert. Diese Parametrierung wurde überprüft und hat das Potenzial, die Spannung unter verschiedenen Bedingungen stabil zu halten [21]. Bei Erreichen der maximalen Wirkleistung wird eine maximale Blindleistung bereitgestellt, die einem $\cos(\varphi) = 0,9$ entspricht.

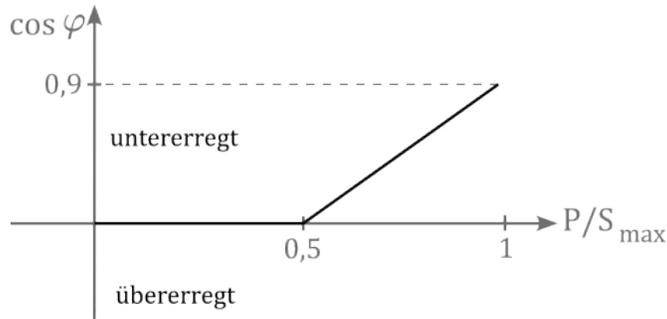


Abbildung 13: Kennlinie der modellierten $\cos \varphi(P)$ -Regelung

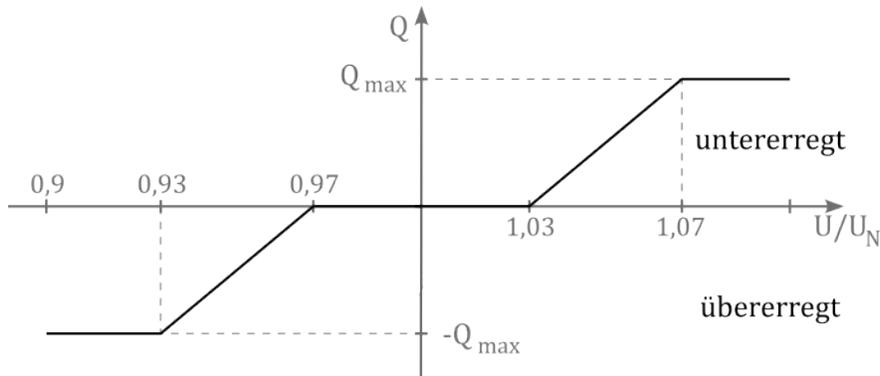


Abbildung 14: Kennlinie der modellierten $Q(U)$ -Regelung

Kompoundierung

Das Testnetz simuliert nur die Ortsnetzstation und einen Niederspannungszweig, wodurch die stromabhängige Spannungsregelung im Umspannwerk nur als Veränderung der höchsten Mittelspannung, die zur Ortsnetzstation kommt, simuliert werden kann. Deshalb wird 105,5 % anstelle von 107 % der Nennspannung am simulierten Mittelspannungsnetz angenommen. Die niedrigere Spannung erlaubt eine größere Bandbreite bis zu den grenzwertigen 110 % der Nennspannung im Niederspannungsnetz. Die niedrigste Spannung von 96 % der Nennspannung wird nicht modifiziert und bleibt für alle modellierten Maßnahmen fest. Diese Prozentsätze wurden nach der Betrachtung von [22] und gemäß den Vorgaben des Netzbetreibers vereinbart.

Regelbarer Ortsnetztransformator

Der modellierte rONT, wie die meisten Verteiltransformatoren, wird mit der Schaltgruppe Dyn5 eingesetzt [23]. Ein einphasiges Ersatzschaltbild des modellierten rONT ist in Abbildung 15 dargestellt. Der Laststufenschalter, wie in [36], [20] oder [23] beschrieben, wurde auf der Primärseite des Transformators eingesetzt, um hohe Ströme auf der Sekundärseite zu vermeiden. Dieser Laststufenschalter wurde als idealer Übertrager simuliert und regelt in Abhängigkeit von der sekundärseitigen Spannung an der Sammelschiene [20] [23]. Die Größe des rONT beträgt 250 kVA mit $u_k = 4\%$ und $P_k = 3,3\text{ kW}$, was den Standardeigenschaften des ONT und rONT auf dem Markt entspricht [23] [37] [38].

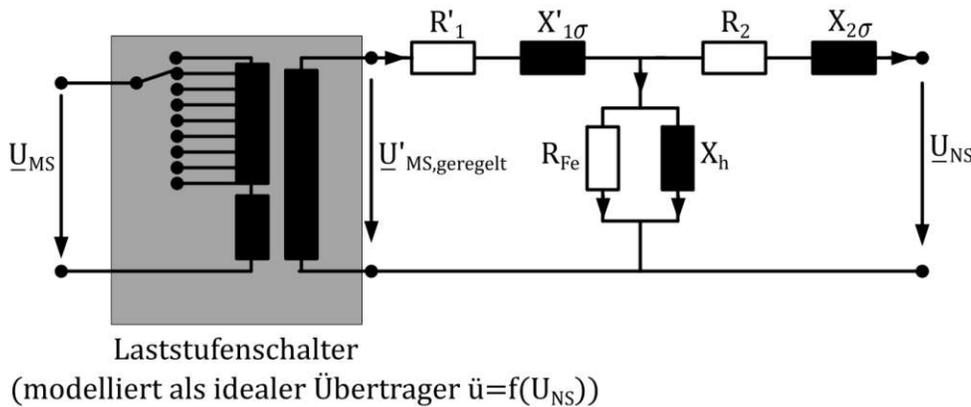


Abbildung 15: Einphasiges Ersatzschaltbild des regelbaren Ortsnetztransformators mit oberspannungsseitigem Laststufenschalter (erstellt nach [23])

Typische Stufenzahlen des rONT sind 5, 7 oder 9 Stufen mit einer Zusatzspannung von 1% bis 3% U_N pro Stufe [37] [38]. Zu den häufigsten Stufenbreiten gehören 1,5%, 2% und 2,5% U_N [36] [37]. Arnold [39] untersucht diese häufigsten Stufenbreiten und parametrisiert einen rONT mit 9 Stufen und 2,5% pro Stufe, um den gesamten 20%-Regelbereich abzudecken. Eine andere Arbeit entscheidet sich für 5 Stufen und 2,5% pro Stufe, was einem 10%-Regelbereich entspricht [36]. Diese Arbeit fokussiert den Einsatz von rONT im Zusammenhang mit der Integration von Photovoltaikanlagen und konzentriert sich auf den regelbaren Spannungsbereich zwischen 109% (21,8 kV auf der Primärseite) und 97% (19,4 kV). Dieser 12%-ige Spannungsbereich wurde mit einem 9-stufigen rONT modelliert, der eine Zusatzspannung von 1,5% pro Stufe aufweist, wie in Tabelle 4 ersichtlich. Die Neutralposition liegt dann bei 103% U_N der Primärseite.

Primärspannung (kV)	Stufenbreite	Übersetzungsverhältnis	sekundär Sternsp.-Sollwert	obere Bandgrenze	untere Bandgrenze
21,8	+1,5 %	53,6	234,6 V 102 %	236,9 V 103 %	232,3 V 101 %
21,5	+1,5 %	52,9			
21,2	+1,5 %	52,2			
20,9	+1,5 %	51,4			
20,6	-	50,7			
20,3	-1,5 %	50			
20	-1,5 %	49,2			
19,7	-1,5 %	48,5			
19,4	-1,5 %	47,7			

Tabelle 4: Modellierte Stufen des rONT

Der Sollwert auf der Sekundärseite ist frei wählbar. Dabei entspricht $102\% U_N$ dem Standardsollwert gemäß [39] und wurde als Sollwert in dieser Arbeit festgelegt. Das Toleranzband beeinflusst die Umschaltvorgänge und die Spannungspreizung [23]. Je breiter das Toleranzband, desto weniger Umschaltvorgänge, aber desto mehr Spannungspreizung. Daher ist es interessant, eine Toleranzbandbreite zu finden, die eine optimale Lösung bietet. Schmale Toleranzbänder, deren Breite 60 bis 80 % der Stufenbreite beträgt, verursachen weniger Umschaltvorgänge [23]. Aus diesem Grund wurde eine Toleranzbandbreite von 1 % pro Seite gewählt, die 67 % der Stufenbreite entspricht. Dieses Modell des rONT berücksichtigt nicht die Verzögerungszeit und schaltet um, sobald die Spannung auf der Unterspannungsseite sich außerhalb des Bandes befindet.

Die Konfiguration des rONT ist in Tabelle 5 zusammengefasst, um den Vergleich mit dem ONT in Tabelle 1 zu ermöglichen. Der durch den modellierten rONT gewonnen Betriebsspannungsbandteil ist in Abbildung 7 ersichtlich und beträgt 7 % Spannungsanhebung durch Einspeisung und 11 % Spannungsfall durch Last.

Mittelspannung	20 kV/11,5 kV
Niederspannung	0,4 kV/0,23 kV
Transformatorleistung	250 kVA
Schaltgruppe des Transformators	Dyn5
Kupferverluste des Transformators	3,3 kW
Kurzschlussspannung des Transformators	4 %
Stufenschalter	auf der Primärseite
Stufenzahl	9
Stufenbreite	1,5 % U_N
Geregelte Spannung	Sekundärseite
Sollwert geregelte Spannung	102 % U_N
Toleranzbandgrenzen	101 und 103 % U_N

Tabelle 5: Charakteristiken des modellierten rONT

Längsspannungsregler

Im Abschnitt 2.5.4 wurde ein Längsspannungsregler beschrieben, der LVRSys® von A. Eberle [30], der bereits in mehreren Arbeiten modelliert wurde [27] [40] [41]. Dieser spezifische Längsregler und andere allgemeine UPFC wurden mit dem „Voltage Source Model“ simuliert. Das Modell berücksichtigt eine parallele und eine serielle Spannungsquelle und kann zum „Power Injection Model“ vereinfacht werden [26] [29]. Das „Power Injection Model“ ist in Abbildung 16 dargestellt und wurde in dieser Arbeit als Modell für den Längsregler übernommen. Dieses Modell enthält eine Impedanz und eine Spannungsquelle in Serie pro Phase.

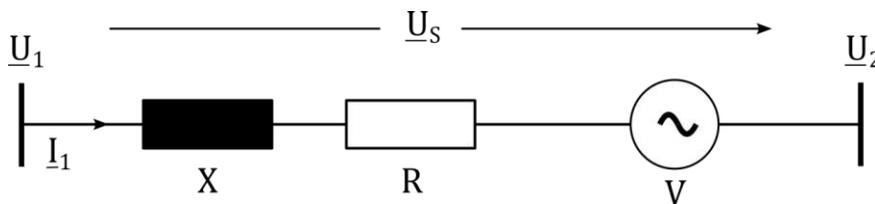


Abbildung 16: Einphasiges „Power Injection Model“ des Längsreglers

In Abbildung 8, 9 und 16 sind die Spannungen \underline{U}_1 , \underline{U}_2 und \underline{U}_S markiert. Das Verhalten des modellierten Längsspannungsreglers wird durch die gekennzeichneten Spannungen in einem Zeigerdiagramm in Abbildung 17 veranschaulicht. Das Zeigerdiagramm stellt eine Situation dar, in der eine Rückeinspeisung ins Netz stattfindet.

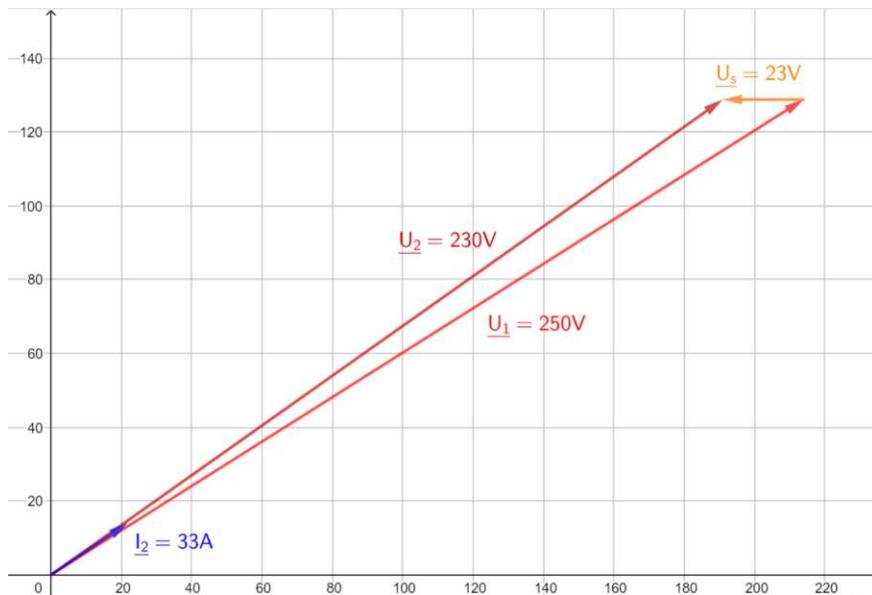


Abbildung 17: Zeigerdiagramm des Längsspannungsreglers bei einer bestimmten Einspeisung im Netz

Die Leistung des Längsreglers beträgt 110 kVA, wie in ähnlichen Arbeiten [40] [41] beschrieben. Die Impedanz wurde gemäß Bosshart [28] berechnet. Im Gegensatz zum rONT berücksichtigt der modellierte Längsregler jedoch kein Regelband. Daher wird lediglich eine Spannungserhöhung oder -senkung von bis zu 7 % nach dem Längsregler betrachtet, anstelle der Grenzen von 90 % und 110 % U_N . Eine Zusammenfassung des modellierten Längsreglers befindet sich in Tabelle 6.

Da die Platzierung des Längsreglers von Bedeutung ist, wurden zwei Positionierungen simuliert. Die erste Position umfasst den Längsregler, der an einem mittigen und plausiblen Punkt im Netz installiert ist, konkret zwischen den Verbindungspunkten B5 und B6. Die zweite Position zeigt den Längsregler nach dem Ortsnetztransformator, zwischen den Verbindungspunkten B400V und B1. Diese Verbindungspunkte sind in Abbildung 11 erkennbar.

Modell Längsspannungsregler	UPFC
Ersatzschaltbild	Power Injection Model
Scheinleistung Längsregler	110 kVA
Innerer Widerstand	$R = 5,2948 \text{ m}\Omega$
Innere Reaktanz	$X = 3,3151 \text{ m}\Omega$
Geregelte Spannung	am Ausgang des Längsreglers
Sollwert geregelte Spannung	$100 \% U_N$
Toleranzbandgrenzen	ohne
Betrachtete Spannungsabweichung danach	$\pm 7 \% U_N$

Tabelle 6: Charakteristiken des modellierten Längsreglers

3.2.4 Beschreibung der Szenarien

Ausgehend von dem beschriebenen Testnetz und den modellierten Veränderungen wurden verschiedene Szenarien simuliert:

- Testnetz-Szenarien: In diesen Szenarien werden die realitätsnahen Werte verwendet, wie im Abschnitt 3.2.1 beschrieben. Es werden ausschließlich die Maßnahmen zur Spannungsregelung und zur Blindleistungsbereitstellung getestet und verglichen.
- Last-Grenzszenarien: In diesen Szenarien werden die Leistungen der Verbraucher im Testnetz erhöht, bis die Spannungs- oder Stromgrenzen erreicht sind. Auf diese Weise wird die maximale Last ermittelt, die das Testnetz mit jeder Maßnahme bewältigen kann.
- PV-Grenzszenarien: In diesen Szenarien werden die Leistungen der Photovoltaikanlagen im Testnetz erhöht, bis die Spannungs- oder Stromgrenzen erreicht sind. Auf diese Weise wird die maximal anschließbare Leistung der Photovoltaikanlagen pro Maßnahme im Testnetz ermittelt.
- Leitungslänge-Grenzszenarien: In diesen Szenarien werden die Leitungslängen des Testnetzes erhöht, bis die Spannungs- oder Stromgrenzen erreicht sind. Auf diese Weise wird die maximale Entfernung ermittelt, die pro Maßnahme im Testnetz bewältigt werden kann.

- Misch-Szenarien: In diesen Szenarien werden die Leistungen der Photovoltaikanlagen im Testnetz verdoppelt und die Leitungslängen um 6 Meter pro Leitungsschnitt verkürzt. Auf diese Weise werden die Maßnahmen im Testnetz unter Bedingungen einer extrem hohen Einspeiseleistung (130 kVA) und einer typischen Leitungslänge getestet.

In Abbildung 18 ist ein Flussdiagramm dargestellt, das die methodische Vorgehensweise zur Erstellung der verschiedenen Szenarien veranschaulicht.

Zusätzlich wird das Testnetz mit 65 kVA, 97 kVA oder 130 kVA Photovoltaikleistung in Kombination mit Gesamtlängen von 1000 m, 1300 m oder 2000 m simuliert, um eine Entscheidungsmatrix zu erstellen. Dabei wird untersucht, welche Veränderungen unter den jeweiligen Bedingungen dazu beitragen, die Spannung und den Strom innerhalb der festgelegten Grenzwerte zu halten.

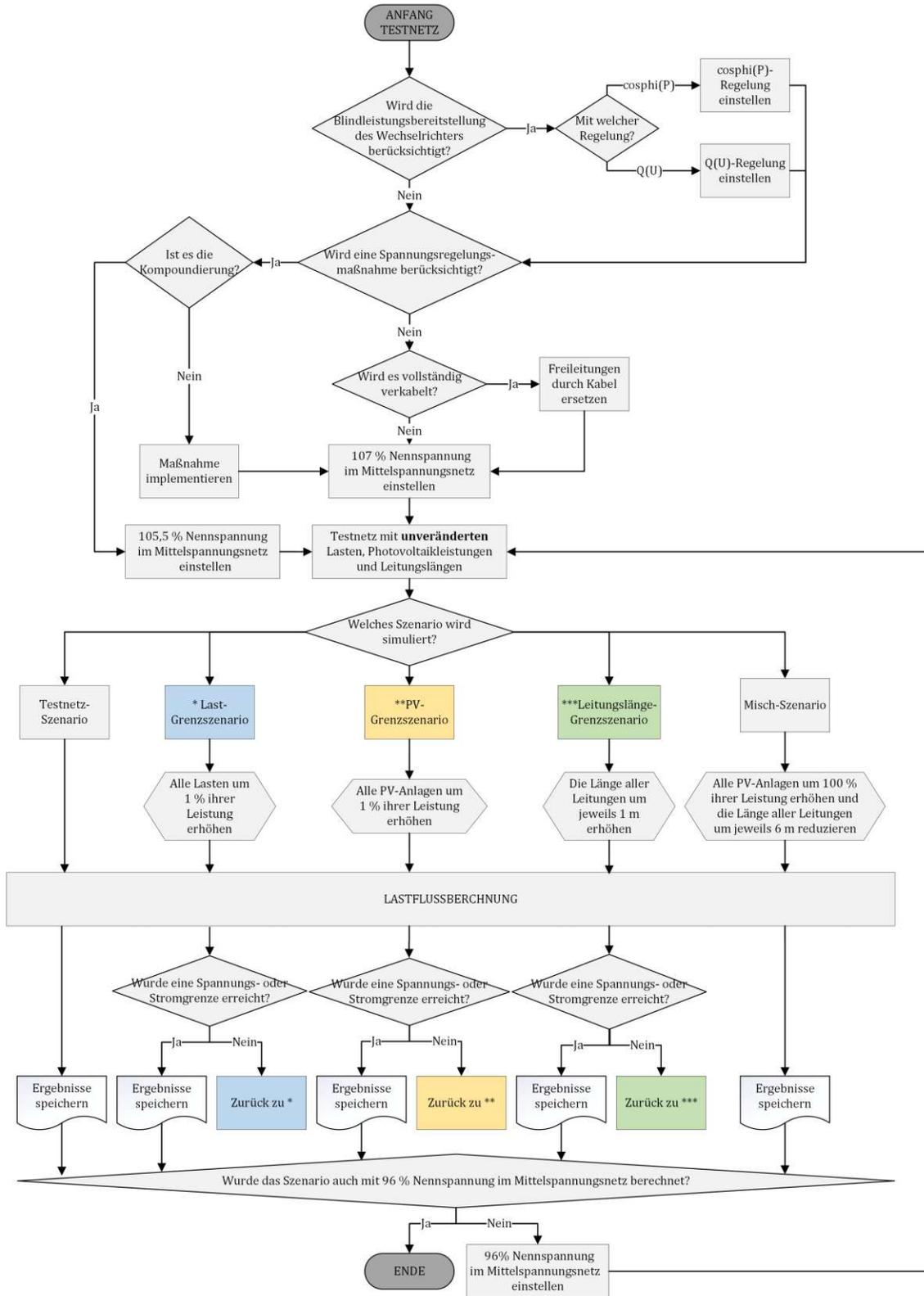


Abbildung 18: Flussdiagramm zur Erstellung der Szenarien



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

4 Ergebnisse und Bewertung

4.1 Kurzschlussleistungen und relative Spannungsanhebung durch Einspeisung

Die Kurzschlussleistung ist die Beurteilungsgrundlage für Netzzrückwirkungen am Verknüpfungspunkt einer Erzeugungsanlage. Diese kann an jedem Netzpunkt berechnet werden. Für die Analyse der Erzeugungsanlagen und ihrer Verknüpfungspunkte sind in Tabelle 7 lediglich die Netzpunkte aufgeführt, an denen Erzeugungsanlagen angeschlossen sind. Die Ergebnisse in Tabelle 7 wurden anhand der Methode gemäß Abschnitt 3.1.1 berechnet und sind in aufsteigender Reihenfolge der Leitungsstreckenlänge zwischen dem Transformator und dem jeweiligen Netzpunkt angeordnet. Die Länge der Leitungsstrecke ist hierbei von Bedeutung, da der größte Teil der Kurzschlussimpedanz durch die Leitungsimpedanz verursacht wird. Mit zunehmender Entfernung zum Transformator steigt die Kurzschlussimpedanz, während die Kurzschlussleistung des Netzpunkts sinkt.

Netzpunkt	Verknüpfungspunkt für	Kurzschlussimpedanz (Ohm)	Kurzschlussleistung (kVA)
B4	B_PV	0,138	1159,4
B3_1	AG_PV	0,154	1036,8
B4_23	G_PV	0,197	810,5
B8	M_PV	0,221	724,9
B10	R_PV und Q_PV	0,249	643,4
B11	P_PV	0,261	613,6
B8_1	S_PV	0,284	562,6
B8_19	Z_PV	0,372	430,5

Tabelle 7: Kurzschlussleistungen und -impedanzen an den Netzpunkten mit angeschlossenen Erzeugungsanlagen im Testnetz

Die TOR - Hauptabschnitt D2 [2] gibt eine Kurzschlussleistung von 570 kVA unter Referenzbedingungen im Niederspannungsnetz an. Die Ergebnisse deuten auf zwei Punkte mit niedrigeren Kurzschlussleistungen hin. Diese beiden Netzpunkte

liegen am Ende eines Strangs und sind aufgrund ihrer geringen Kurzschlussleistung:

- anfälliger für Störungen, was die Netzstabilität beeinträchtigt.
- empfindlicher gegenüber plötzlichen Laständerungen, die zu instabilen Betriebsbedingungen führen.
- problematisch für das Schutzsystem. Die niedrigen Fehlerströme führen dazu, dass Schutzrelais und Sicherungen verzögert auslösen, was sich negativ auf die Selektivität des Schutzsystems auswirkt.

Die Kurzschlussleistungen ermöglichen es, die Spannungsanhebungen im Verknüpfungspunkt durch die einzelnen Erzeugungsanlagen zu bewerten, wie sie in Tabelle 8 in der dritten Spalte dargestellt sind. Die Ergebnisse beziehen sich auf die Spannungsanhebung im Verknüpfungspunkt, wenn die angeschlossene Anlage alleine im Zweig wäre. Leistungsstärkere Anlagen verursachen größere Spannungsanhebungen an ihrem Verknüpfungspunkt. Nach dem Überlagerungsprinzip zeigt die vierte Spalte die Spannungsanhebung durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen an den gewählten Verknüpfungspunkten. Laut Hauptabschnitt D2 der TOR [2] darf dieser Anstieg an keinem Punkt mehr als 3% betragen.

Netzkpunkt	Verknüpfungspunkt für	Spannungsanhebung durch eine Erzeugungsanlage (%)	Spannungsanhebung durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen (%)
B4	B_PV	0,623	5,42
B3_1	AG_PV	1,385	4,46
B4_23	G_PV	0,582	5,67
B8	M_PV	0,852	5,89
B10	R_PV und Q_PV	0,92	6,22
B11	P_PV	1,24	6,32
B8_1	S_PV	0,109	6,39
B8_19	Z_PV	0,898	6,61

Tabelle 8: Spannungsanhebungen durch die angeschlossenen Erzeugungsanlagen im Testnetz

Die Ergebnisse der vierten Spalte zeigen, dass die Spannungsanhebung in allen untersuchten Punkten mehr als 3% beträgt. Da die Berechnungen auf einem Verfahren basieren, bei dem die Abzweigungen des Strahls nicht berücksichtigt werden, spiegeln die angegebenen Prozentsätze möglicherweise nicht die Realität wider.

Im nächsten Abschnitt werden die Ergebnisse einer detaillierten Untersuchung der Spannungsanhebung sowie die Auswirkungen von Maßnahmen zur Spannungsregelung durch die Lastflussberechnung erläutert und im Abschnitt 4.3 werden beide Methoden gegenübergestellt.

4.2 Lastflussberechnungen

Die Analyse des Strangs wurde durch jährliche Lastflussberechnungen in 15-Minuten-Intervallen mit der Software PowerFactory von DigSILENT [1] durchgeführt. Im ersten Schritt wurde der aktuelle Zustand des Testnetzes analysiert. Dabei wurden die Berechnungen einmal mit und einmal ohne Maßnahmen zur Spannungsregelung durchgeführt. Diese Berechnungen werden als Testnetz-Szenarien bezeichnet und dienen dazu, die einzelnen Optionen zu bewerten und ihre Auswirkungen auf Spannung, Strom und Leistung zu untersuchen. Nach der Prüfung der Maßnahmen wurde der Zweig mit erhöhten Photovoltaikleistungen, erhöhten Lasten oder höheren Leitungslänge modifiziert, um weitere Szenarien darzustellen und die Grenzen der Maßnahmen zu identifizieren. Schließlich wurde eine Kombination von Photovoltaikleistungs- und Leitungslängen-Szenarien simuliert, um das Verhalten der Maßnahmen in verschiedenen Netzsträngen zu berücksichtigen. Diese Analyse soll dem Netzbetreiber bei der Planung helfen, die geeignetsten Maßnahmen aus den verfügbaren Optionen auszuwählen.

4.2.1 Testnetz-Szenarien

Die Ergebnisse der Testnetz-Szenarien werden anhand der Abbildungen, die zwei repräsentative Wochen – eine im Winter und eine im Sommer – darstellen, beschrieben und verglichen. Diese Abbildungen zeigen die Ergebnisse bei einer maximalen Spannung des Mittelspannungsnetzes von $107\% U_N$ (1,07 p.u.). Diese Spannung wurde gewählt, um die Nähe der Ergebnisse zu den oberen Spannungsgrenzwerten besser sichtbar zu machen. Die Unterschiede zwischen Ergebnissen bei 107% und $96\% U_N$ im Mittelspannungsnetz werden ebenfalls erwähnt.

Testnetz-Szenario ohne Spannungsregelungsmaßnahmen

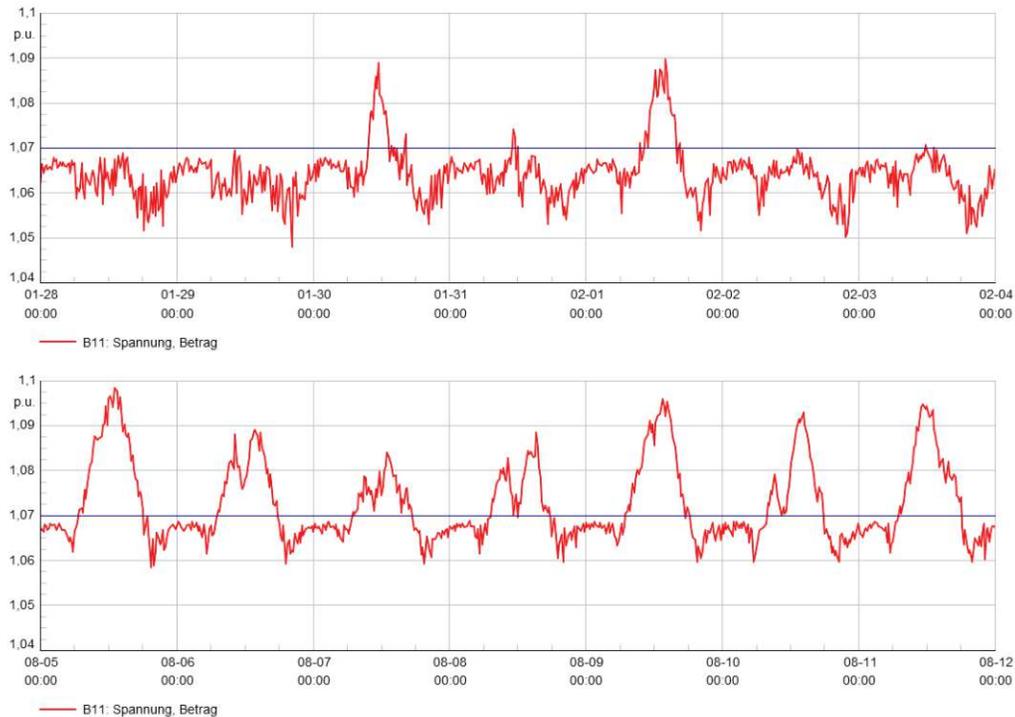


Abbildung 19: Spannungen im Testnetz-Szenario für eine Woche im Sommer (unten) und eine im Winter (oben) (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])

Abbildung 19 zeigt die Spannungsfluktuation in p.u. (Per Unit) am Ende des längsten Strangs, am Verbindungspunkt B11. Die Ergebnisse im p.u. entsprechen dem Verhältnis der Spannung zum Nennspannungswert. Das Tagesverhalten der Verbraucher ist am 2. Februar klar zu erkennen: In der Nacht sind die Lasten gering, erhöhen sich um 6 Uhr, nehmen bis zum Mittag ab und steigen dann wieder bis zum Spitzenverbrauch um 21 Uhr an. Das Tagesverhalten der dezentralen Erzeugungsanlagen ist am 5. August bei sonnigem Wetter deutlich sichtbar: Von 6 Uhr morgens bis 21 Uhr wird Energie eingespeist, wobei der Höchststand um 12 Uhr mittags erreicht wird.

Der Unterschied zwischen Winter und Sommer ist signifikant und in Abbildung 19 erkennbar. Im Winter führen höhere Lasten zu größeren Spannungssenkungen. Bei Sonnenschein speisen die Photovoltaikanlagen jedoch Energie ein, was die Spannung auf bis zu 109,62 % anhebt. Im Sommer führen stärkere Sonneneinstrahlung und geringerer Verbrauch zu einer Spannungserhöhung auf bis zu 109,86 %, was sehr nahe an die erlaubte Grenze von 110 % heranreicht. Insgesamt

überschreitet die Spannung am Verbindungspunkt B11 für 26 Stunden die Marke von $109,5\% U_N$.

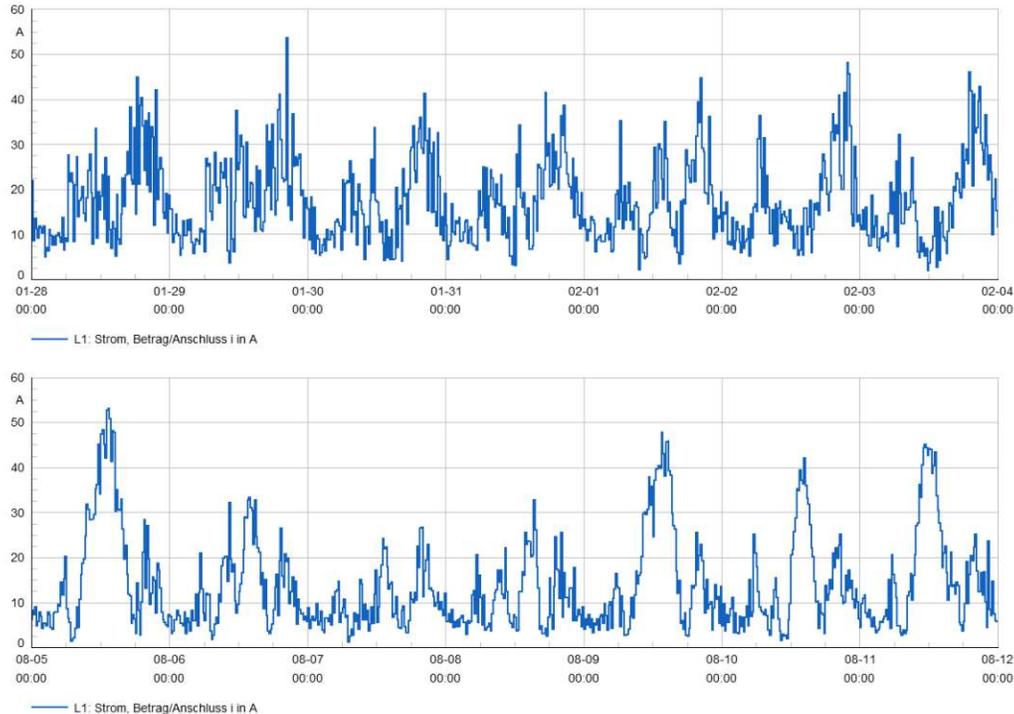


Abbildung 20: Ströme im Testnetz-Szenario für eine Woche im Sommer (unten) und eine im Winter (oben) (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])

Der Strom in der ersten Leitung L1, welche mit der Sammelschiene des Transformators verbunden ist, wird in Abbildung 20 dargestellt.

Zusammen mit der Spannung betrachtet, treten die Stromspitzen auf, wenn die Spannung ihren Höchst- oder Tiefstwert erreicht hat. Im Winter wurden die höchsten Spitzen durch den Verbrauch am Abend verursacht, während im Sommer die höchsten und breiteste Maxima um die Mittagszeit auftreten, wenn die größten Einspeisewerte erreicht wurden.

Abschließend sind im Testnetz-Szenario die Wirk- und Blindleistung in Abbildung 21 dargestellt. Diese Leistungen wurden an der Sammelschiene des Transformators gemessen. Die positive Leistung zeigt den Energiefluss aus dem Netz zur Niederspannungsversorgung, während die negative Leistung die Einspeisung von Energie aus der Niederspannungsversorgung in das übergeordnete Netz widerspiegelt. In diesem Netzabschnitt sind die maximalen Einspeiseleistungen ähnlich zu den maximalen Bezugsleistungen, beide etwa 40 kW. Der Netzabschnitt wirkt die

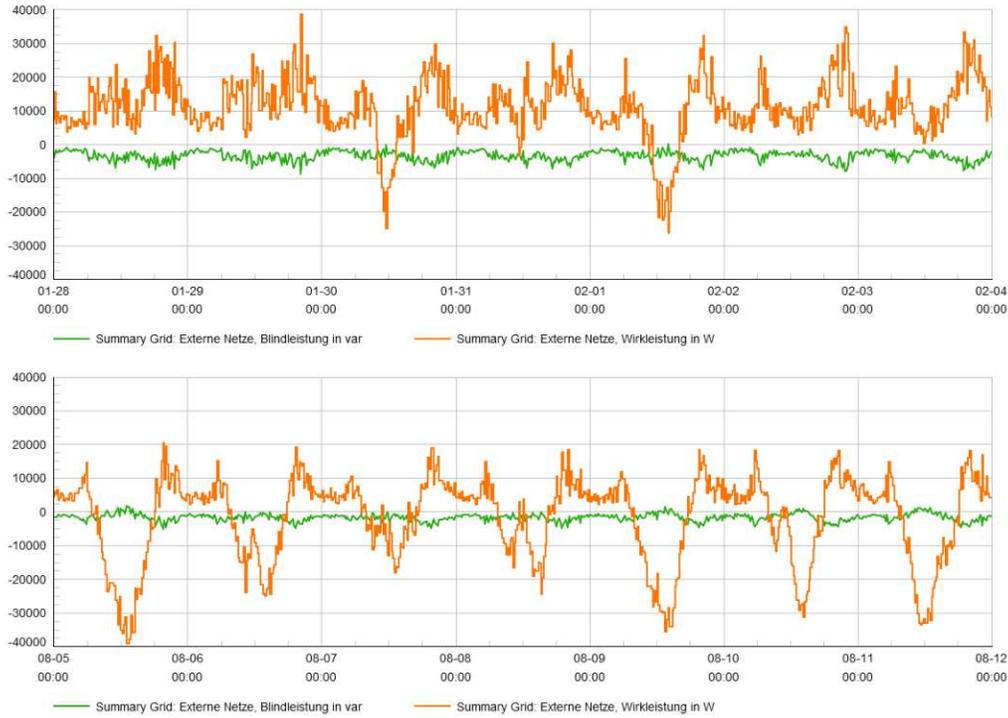


Abbildung 21: Wirk- und Blindleistungen im Testnetz-Szenario für eine Woche im Sommer (unten) und eine im Winter (oben) (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])

meiste Zeit kapazitiv aufgrund des angegebenen $\cos \varphi = 0,97$ der Verbraucher. Die kapazitive Wirkung des Niederspannungsnetzes kann durch die zunehmende Anzahl leistungselektronischer Verbraucher begründet werden, wie in der Literatur von Heier [42] beschrieben. In den realen Messungen des Zweigs wurde diese überwiegend kapazitive Wirkung bestätigt. Die Momente, in denen der Zweig induktiv wirkt und die Blindleistung positiv ist, resultieren aus einer hohen Erzeugung durch Photovoltaikanlagen und deren Blindleistungsbereitstellung durch aktive Wechselrichter, die spannungssenkend wirkt. In einem Verbraucherbezugs-system verhält sich der Netzabschnitt dann wie ein untererregter Generator, bei dem der Strom der Spannung nachläuft.

Testnetz-Szenario mit Blindleistungsbereitstellung

Die Auswirkungen der Bereitstellung von Blindleistung mittels Wechselrichter werden anhand der folgenden Abbildungen analysiert. In Abbildung 22 sind die Spannungen und Leistungen im Sommer bei $\cos \varphi(P)$ -Regelung dargestellt. Dabei wird deutlich, dass die Bereitstellung von Blindleistung durch diese Regelung die Spannungsspitzen erheblich reduziert. Allerdings führt diese Regelung auch zu einer Erhöhung der Ströme, was in den folgenden Szenarien von Bedeutung sein wird.

Im Gegensatz zur $\cos \varphi(P)$ -Regelung zeigt die $Q(U)$ -Regelung eine geringere Wirkung auf die Spannung. Dies wird in Abbildung 23 deutlich, wo sowohl die Spannung als auch der kleinere Anstieg der Blindleistung bei Volleinspeisung dargestellt sind.

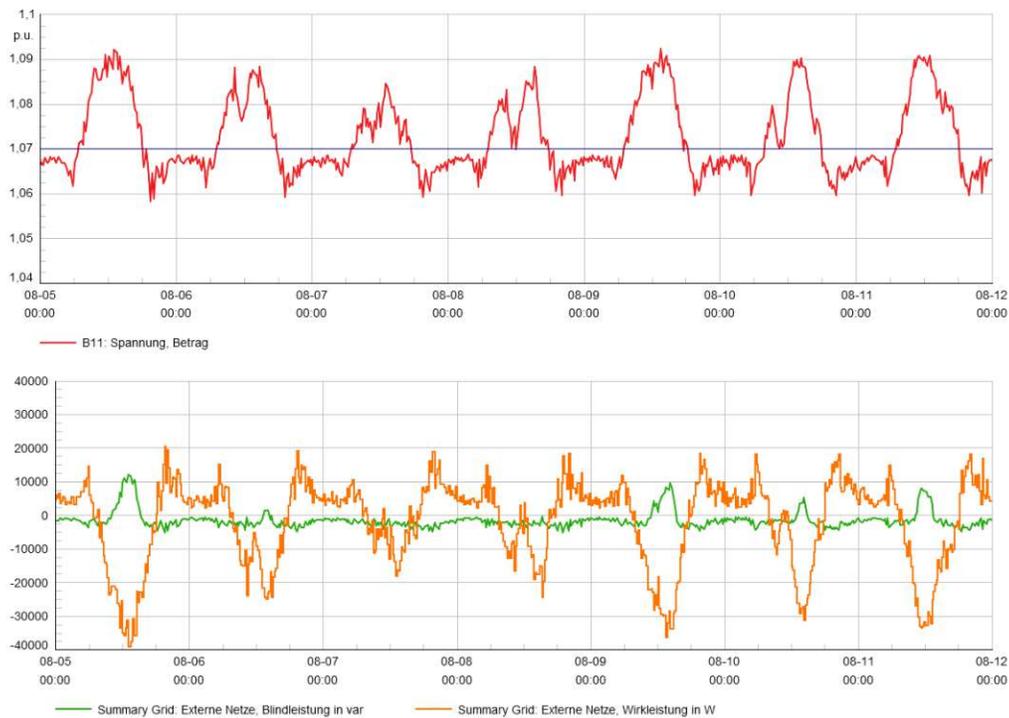


Abbildung 22: Spannungen und Leistungen im Testnetz-Szenario bei aktivierter $\cos \varphi(P)$ -Regelung für eine Woche im Sommer (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])

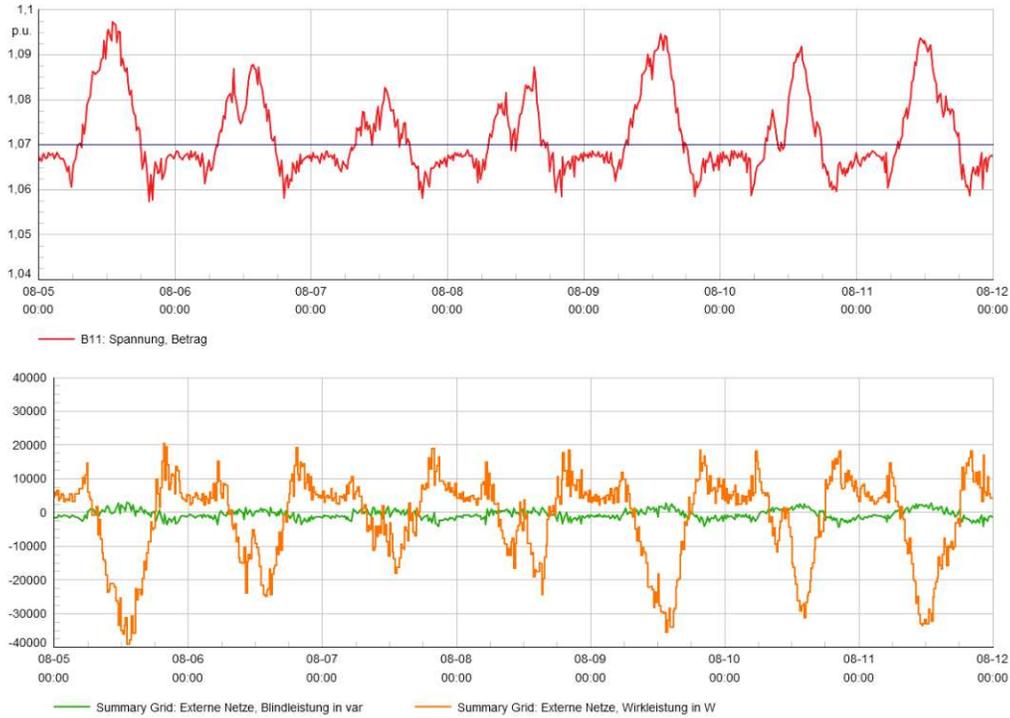


Abbildung 23: Spannungen und Leistungen im Testnetz-Szenario bei aktivierter $Q(U)$ -Regelung für eine Woche im Sommer (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])

Testnetz-Szenario mit Längsspannungsregler

Die Hauptfunktion des Längsreglers besteht in der Spannungsregelung. Die Abbildungen 24 und 25 zeigen die Ergebnisse, wenn das Mittelspannungsnetz auf $107\% U_N$ eingestellt ist. Das Schwanken der Kurven um die 1 p.u. anstatt um 1,07 p.u. zeigt, dass die Spannung sowohl durch den mittig installierten Längsregler als auch durch den am Anfang des Strangs installierten Längsregler korrekt auf 1 p.u. geregelt wird. Es ist außerdem ersichtlich, dass das Ausmaß der Spannungsschwankungen am Verbindungspunkt B11 durch die Entfernung des Längsreglers zum Endpunkt des Strangs beeinflusst wird. Je näher der Längsregler am Endpunkt des Strangs installiert ist, desto geringer erscheinen die Spannungsschwankungen. Die unregelmäßigen Spannungsschwankungen vor dem Längsregler müssen jedoch berücksichtigt und überwacht werden.

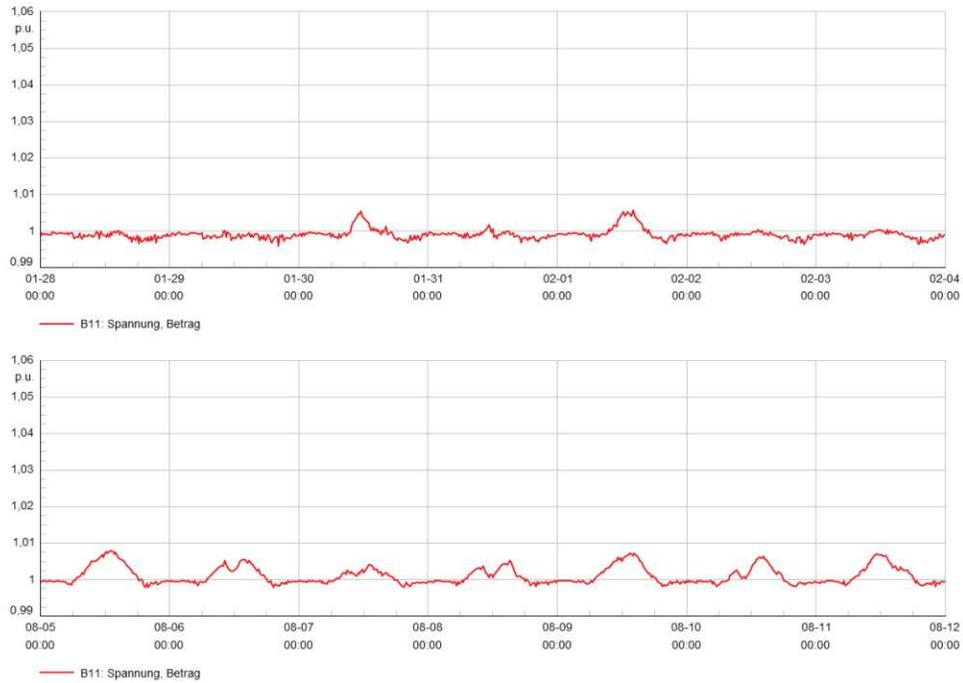


Abbildung 24: Spannungen im Testnetz-Szenario mit einem mittig installierten Längsregler für eine Woche im Sommer (unten) und eine im Winter (oben) (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])

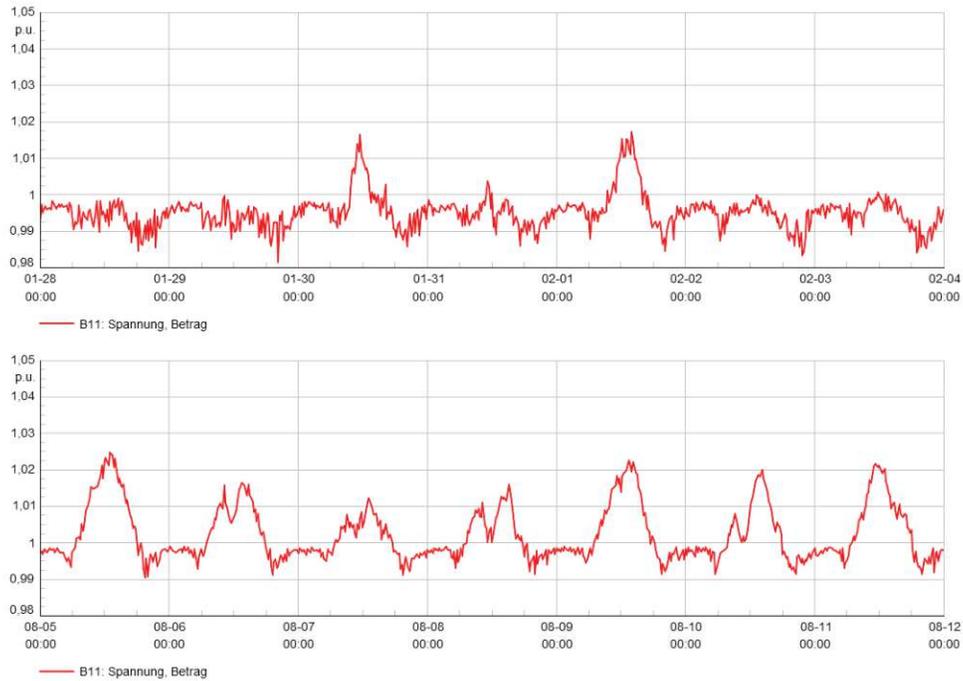


Abbildung 25: Spannungen im Testnetz-Szenario mit einem am Anfang des Strangs installierten Längsregler für eine Woche im Sommer (unten) und eine im Winter (oben) (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])

Testnetz-Szenario mit rONT

Der regelbare Ortsnetztransformator strebt einen Sollwert von $102\% U_N$ auf der Sekundärseite an. Um dies zu erreichen, wird die Stufe 2 mit einem Übersetzungsverhältnis von 52,2 eingestellt. Dadurch wird die Spannung von 21,4 kV auf der Primärseite ($107\% U_N$) auf $102,5\% U_N$ auf der Sekundärseite transformiert. In Abbildung 26 verhalten sich die Spannungen ähnlich wie bei dem Szenario mit Längsregler am Anfang, jedoch schwankt sie bei rONT um 1,025 p.u. anstatt 1 p.u.. Wenn $96\% U_N$ im Mittelspannungsnetz gewählt wird, wird die Stufe -4 eingestellt, wodurch die Spannung um $100,6\% U_N$ schwankt.

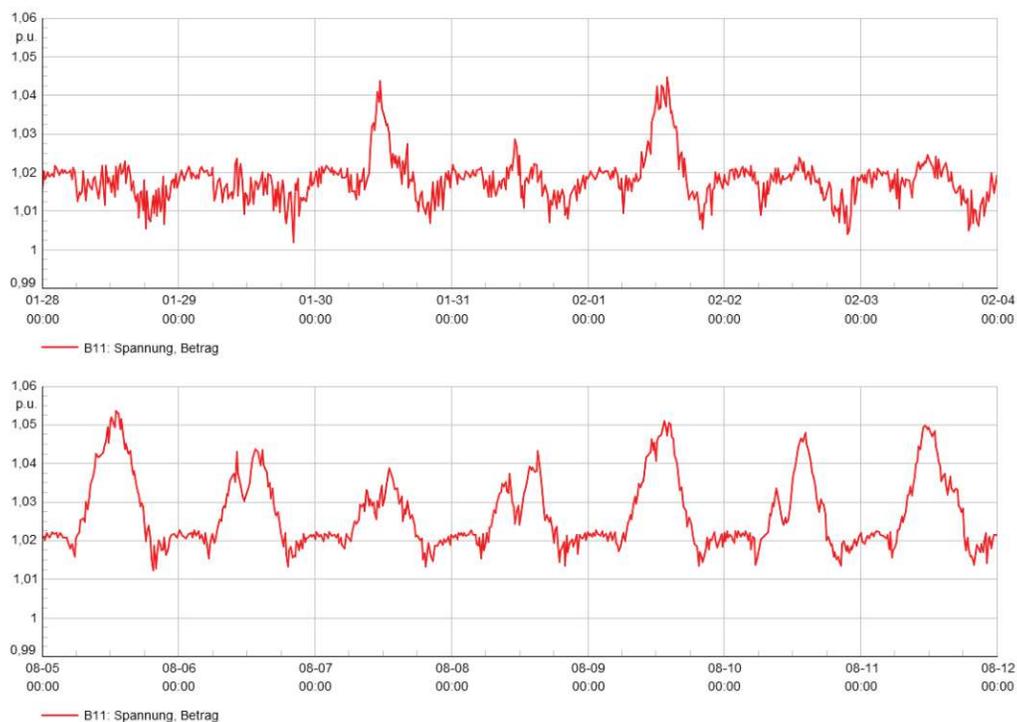


Abbildung 26: Spannungen im Testnetz-Szenario mit rONT für eine Woche im Sommer (unten) und eine im Winter (oben) (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])

Allgemeine Bewertung der Testnetz-Szenarien

Die Ergebnisse des Testnetz-Szenarios ohne Spannungsregelungsmaßnahmen dienen lediglich der weiterführenden Beschreibung des Testnetzes und können nicht verallgemeinert werden.

Die Ergebnisse der aktiven Wechselrichter bestätigen die in [19] beschriebenen Funktionen der beiden Regelungen. Die modellierten Maßnahmen zur Spannungsregelung zeigen ihre korrekte Funktionsweise.

4.2.2 PV-Grenzszenarien

In den Simulationen für die PV-Grenzszenarien wird der Prozentsatz der jährlichen Energieerzeugung erhöht, bis die Spannungs- oder Stromgrenzen erreicht wird. Auf diese Weise wird die maximal anschließbare Leistung der Photovoltaikanlagen pro Maßnahme im Testnetz ermittelt. Die Photovoltaikleistung wird in Prozent angegeben, wobei „100 %“ sich auf die bestehende angeschlossene Leistung im Zweig bezieht. Diese Untersuchungen werden zunächst im Testnetz, wie in Abschnitt 1 beschrieben, durchgeführt. Anschließend wird die Einstellung der Wechselrichter so modifiziert, dass alle Photovoltaikanlagen die verpflichtende Bereitstellung von Blindleistung gemäß den Netzbetreiberanforderungen respektieren. Dabei wurden sowohl die $\cos\varphi(P)$ - als auch die $Q(U)$ -Regelungen miteinander verglichen.

Maximale Photovoltaikleistungen im Testnetz

	Maximale Photovoltaikleistung (%)	Begrenzung
Basis-Szenario	105	U_{max}
Mit Kompoundierung	152	U_{max}
Mit rONT	210	$I_{Absicherung}$
Mit mittigem Längsregler	135	U_{max}
Mit mittigem Längsregler und Kompoundierung	198	$I_{Absicherung}$
Mit Längsregler am Anfang	204	$I_{Absicherung}$
Verkabelt	201	U_{max}
Verkabelt und mit Kompoundierung	226	Fluktuation

Tabelle 9: PV-Grenzszenarien im Testnetz

In Tabelle 9 sind die Ergebnisse der grenzwertigen Erzeugungsleistungen sowohl für das Basis-Szenario (ohne Spannungsregelungsmaßnahmen) als auch für das

Testnetz mit den verschiedenen Maßnahmen dargestellt. Die dritte Spalte der Tabelle gibt den Grund an, weshalb in den jeweiligen Szenarien keine zusätzliche Einspeiseleistung installiert werden konnte. U_{max} bezieht sich auf die maximale Spannung von $110\% U_N$ und $I_{Absicherung}$ bezieht sich auf den maximalen Strom am Anfang des Strangs. Fluktuation bedeutet, dass die Lastflussberechnung nicht mehr konvergiert hat.

Bei der Betrachtung der Simulationen wird deutlich, dass die Spannungsreserve im Basis-Szenario nahezu ausgereizt ist. Schon eine minimale Erhöhung der Einspeiseleistung um 5% führt zu einer maximalen Spannung am Ende des Strangs.

Das Modell mit Compoundierung, die Maßnahme zur Spannungsregelung im Umspannwerk, kann das Netz 52% mehr Leistung aus Photovoltaikanlagen einspeisen, bis 110% der Nennspannung am Netzende erreicht wird.

Mit dem rONT kann der Zweig mit Photovoltaikanlagen belastet werden, bis der Absicherungsstrom erreicht wird, ohne die Spannungsgrenzen zu überschreiten. Dies entspricht einem Faktor von $2,1$ der aktuellen Erzeugungswerte.

Bei den Simulationen mit Längsregler ist dessen Position im Strang essenziell. Wenn der Längsregler eher mittig positioniert ist, hat der Strang bis zum Längsregler keine Spannungsregelung. Aus diesem Grund wird die maximale und grenzwertige Spannung vor dem Längsregler erreicht, wenn die Erzeugungsanlagen 135% Leistung erreichen. Nach dem Längsregler bleibt die Spannung sehr nahe am Sollwert. Dies ist so ausgeprägt, dass bei einer Platzierung des Längsreglers zu Beginn des Leitungsstrangs keine Überspannungen auftreten. Stattdessen wird der Absicherungsstrom erreicht, wenn die Einspeiseleistung 204% beträgt. Wenn der Längsregler in Zusammenhang mit der Compoundierung gesetzt wird, hilft diese Maßnahme, die Spannung vor dem Längsregler innerhalb der Grenzen zu halten und die maximale Strombelastung wird bei einer 198% Energieeinspeisung erreicht. Wenn der Längsregler am Anfang des Strangs positioniert ist, hat die Compoundierung keine zusätzliche Wirkung. Nach dem Längsregler erreichen die Spannungen im Extremfall $105,2\% U_N$. Diese Information ist hilfreich, um den erforderlichen Regelungsbereich des Längsreglers zu bestimmen.

Die letzten betrachteten Maßnahmen sind die Verkabelung und die Verkabelung im Zusammenhang mit der stromabhängigen Spannungsregelung im Umspanner. Die Verkabelung ist eine effektive Maßnahme, um die Kurzschlussleistung und damit auch die Erzeugungskapazität des Strangs zu erhöhen. 201% der installierten Leistung wäre das Limit ohne stromabhängige Spannungsregelung. Mit stromabhängiger Spannungsregelung erreicht die grenzwertige Photovoltaikleistung einen Punkt, an dem die Fluktuationen der Netzleistung zu groß werden und die Lastflussberechnung nicht mehr konvergiert. Eine Anpassung der Wech-

selrichterfunktion der Erzeugungsanlagen, die im folgenden Abschnitt behandelt wird, kann diese Fluktuationen mindern und eine höhere Einspeiseleistung ermöglichen.

Maximale Photovoltaikleistungen bei Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter

Nach der Analyse der maximalen Photovoltaikleistungen im Testnetz werden die Bereitstellung von Blindleistung durch die $\cos\varphi(P)$ - und die $Q(U)$ -Regelung aller Wechselrichter berücksichtigt.

In Tabelle 10 sind die maximalen Einspeiseleistungen (in Prozent) sowie die Gründe für deren Begrenzung dargestellt. Diese Tabelle unterscheidet sich von Tabelle 9, da die Regelung aller Wechselrichter aktiv ist.

Wechselrichter mit $\cos\varphi(P)$ -Regelung	Maximale Photovoltaikleistung (%)	Begrenzung
Basis-Szenario	169	U_{max}
Mit Kompoundierung	193	$I_{Absicherung}$
Mit rONT	187	$I_{Absicherung}$
Mit mittigem Längsregler	177	$I_{Absicherung}$
Mit mittigem Längsregler und Kompoundierung	177	$I_{Absicherung}$
Mit Längsregler am Anfang	186	$I_{Absicherung}$
Verkabelt	219	$I_{Absicherung}$
Verkabelt und mit Kompoundierung	219	$I_{Absicherung}$

Tabelle 10: PV-Grenzszenarien im Testnetz bei $\cos\varphi(P)$ -Regelung von Wechselrichtern

Die Aktivierung der $\cos\varphi(P)$ -Regelung bei den Wechselrichtern verbessert die Einspeisekapazität des Zweigs im Basis-Szenario erheblich. Das Basis-Szenario ohne Maßnahmen ermöglicht eine Einspeiseleistung von bis zu 169 %, wodurch es sich den Szenarien mit Maßnahmen annähert. Im Szenario mit Kompoundierung wird die maximale Erzeugungsleistung erreicht, wobei es nur vom verkabelten

Szenario übertroffen wird. Dies bedeutet, dass die Maßnahmen zur Spannungsregelung, wie der Längsregler oder rONT, schlechtere Ergebnisse erzielen.

Es ist zu beachten, dass die $\cos\varphi(P)$ -Regelung die Spannung nicht direkt steuert. Ein kleinerer $\cos(\varphi)$ bei hoher Leistung (P) ermöglicht zwar eine größere Einspeisung, führt jedoch zu einer niedrigeren Spannung und zu einem höheren Strom. Diese Wechselrichterregelung benachteiligt Szenarien, in denen Spannungsregelungen am Transformator oder am Anfang des Strangs, wie der rONT oder der Längsregler, implementiert sind. Die gesenkte Spannung führt zu höheren Strömen, die dadurch die Grenzwerte erreichen können.

Die Positionierung des Längsreglers in der Mitte des Strangs zeigt im Vergleich zu Szenarien ohne $\cos\varphi(P)$ -Regelung eine Verbesserung der Ergebnisse. Der Einsatz der Längsregler, ob allein oder in Kombination mit der Kompoundierung, wird durch den maximalen Strom begrenzt. In jedem Fall ermöglicht der Längsregler, wenn er direkt nach dem Transformator platziert wird, eine höhere Einspeiseleistung.

Die letzten Ergebnisse mit dieser Wechselrichterkonfiguration beziehen sich auf die Verkabelung, sowohl mit als auch ohne Kompoundierung. Die Grenzwerte dieser Optionen werden durch den maximalen Strom bei niedrigerer Spannung im Mittelspannungsnetz bestimmt. Obwohl diese Kombination selten vorkommt, stellt sie dennoch das Grenzszenario in diesem Kontext dar. In diesem Fall wird durch die Kompoundierung keine Verbesserung mehr erreicht.

Eine weit verbreitete Einstellung bei Wechselrichtern ist die $Q(U)$ -Regelung. Die Auswirkungen dieser Regelung wurden ebenfalls simuliert und die Ergebnisse wurden in Tabelle 11 zusammengefasst.

Im Vergleich zum realitätsnahen Modell (Abbildung 9) zeigen die Ergebnisse mit der $Q(U)$ -Regelung in Abbildung 11 nur eine geringe Erhöhung der Einspeisungskapazität des Zweigs in den verschiedenen Simulationen und Maßnahmen. Zum Beispiel werden durch diese Regelung etwa 4 % Einspeiseleistung im Basis-Szenario gewonnen. Bei den Simulationen, in denen der Längsregler mittig positioniert ist, wirkt diese Einstellung nachteilig und reduziert die maximale Einspeisungskapazität, sowohl ohne als auch mit Kompoundierung, um 3 beziehungsweise 7 %.

Im Gegensatz zur $\cos\varphi(P)$ -Regelung hat die $Q(U)$ -Regelung keinen negativen Einfluss auf den Einsatz des rONT und des Längsreglers am Anfang des Zweigs. Sie ermöglicht jedoch nicht eine signifikant größere Einspeiseleistung im Basis-Szenario oder bei der Kompoundierung.

Ein positiver Effekt der $Q(U)$ -Regelung zeigt sich bei höheren Einspeiseleis-

tungen, die mit Verkabelung und Kompoundierung erreicht werden. Die $Q(U)$ -Regelung regelt die Spannung und reduziert die Fluktuationen zwischen voller Einspeisung und Netzbelastung. Dank dieser Spannungsregelung wird die maximale Einspeiseleistung bei der Kombination von Verkabelung und Kompoundierung auf bis zu 247 % erhöht.

Wechselrichter mit $Q(U)$ -Regelung	Maximale Photovoltaikleistung (%)	Begrenzung
Basis-Szenario	109	U_{max}
Mit Kompoundierung	154	U_{max}
Mit rONT	212	$I_{Absicherung}$
Mit mittigem Längsregler	132	U_{max}
Mit mittigem Längsregler und Kompoundierung	191	U_{max}
Mit Längsregler am Anfang	204	$I_{Absicherung}$
Verkabelt	201	U_{max}
Verkabelt und mit Kompoundierung	247	$I_{Absicherung}$

Tabelle 11: PV-Grenzszenarien im Testnetz bei $Q(U)$ -Regelung von Wechselrichtern

Ein vorteilhafter Effekt der $Q(U)$ -Regelung zeigt sich bei höheren Einspeiseleistungen, die mit Verkabelung und Kompoundierung erreicht werden. Die $Q(U)$ -Regelung regelt die Spannung und reduziert die Fluktuationen zwischen Rückeinspeisung und Belastung. Dank dieser Spannungsregelung kann die maximale Einspeiseleistung bei der Kombination von Verkabelung und Kompoundierung auf bis zu 247 % erhöht werden.

Allgemeine Bewertung der PV-Grenzszenarien

Die maximale Einspeiseleistungen in den Tabellen 9, 10 und 11 beziehen sich ausschließlich auf das Testnetz. Da strahlenförmige Netze in Streusiedlungen ohne Industrialisierung durch eine niedrigere Belastung und längere Zweige charakterisiert sind, wirken die analysierte Spannungsregelungsmaßnahmen auf das begrenzende Element dieser Netze: die Spannungsschwankungen. Aus diesem Grund

ermöglicht der Einsatz von Spannungsregelungsmaßnahmen eine höhere Einspeiseleistung durch Photovoltaikanlagen in solchen Netzen.

Der PV-Leistungszuwachs, den jede Spannungsregelungsmaßnahme ermöglichen kann, muss anhand der Merkmale jedes Netzes berechnet werden.

Die $\cos \varphi(P)$ -Regelung erzielt ebenfalls eine höhere Einspeiseleistung in den beschriebenen Strahlennetzen. Allerdings beziehen Wechselrichter bei niedrigen Spannungen im Netz auch mit dieser Regelung Blindleistung. Dies führt zu einer zusätzlichen Belastung der Betriebsmittel und erhöht die Netzverluste.

Die $Q(U)$ -Regelung wirkt netzstützend, ermöglicht jedoch nicht höhere Einspeiseleistungen im Netz.

4.2.3 Last-Grenzscenarien

In den Last-Grenzscenarien werden die Leistungen der Verbraucher im Testnetz erhöht, bis die Spannungs- oder Stromgrenzen erreicht werden. Die Belastung wird in Prozent angegeben, wobei „100 %“ die bereits angeschlossenen Lasten im Zweig repräsentieren.

	Maximale Belastung (%)
Basis-Szenario	199
Mit Kompoundierung	199
Mit rONT	212
Mit mittigem Längsregler	210
Mit mittigem Längsregler und Kompoundierung	210
Mit Längsregler am Anfang	210
Verkabelt	259
Verkabelt und mit Kompoundierung	259

Tabelle 12: Grenzscenarien mit erhöhter Belastung im Testnetz

In Tabelle 12 sind die maximalen Belastungen dargestellt, die das Testnetz ohne Spannungsregelungsmaßnahmen (Basis-Szenario) und mit Spannungsregelungsmaßnahmen bewältigen kann. Diese Ergebnisse wurden sowohl mit als auch ohne Blindleistungsbereitstellung durch alle Wechselrichter erreicht. Die $Q(U)$ -Regelung

wurde so modelliert, dass sie bei null Rückeinspeisung von den Photovoltaikanlagen inaktiv ist. Daher konnte diese Regelung die maximalen Belastungen zu Zeitpunkten ohne Rückeinspeisung nicht entgegenwirken.

Im Testnetz können die Lasten verdoppelt oder durch Verkabelung um den Faktor 2,59 erhöht werden, bevor die maximalen zulässigen Stromwerte erreicht werden. Dies entspricht den Grenzwerten der 125 A Absicherung oder 160 A im verkabelten Modell. Die Maßnahmen zur Spannungsregelung haben in diesen Simulationen einen begrenzten Einfluss auf die Ergebnisse.

In allen Simulationen tritt der maximale Strom auf, wenn das Mittelspannungsnetz auf einer niedrigeren Spannung eingestellt ist. Diese Situation spiegelt sich auch in der Realität wider, wenn in den Abendstunden Abend keine Energie von Photovoltaikanlagen eingespeist wird und der Spitzenverbrauch eintritt.

Allgemeine Bewertung der Last-Grenzzenarien

So wie die Aufteilung des Betriebsspannungsbands im Niederspannungsnetz modelliert ist, ist der Spannungsabfall der modellierten Lasten nicht der begrenzende Faktor. Die maximale Strombelastbarkeit des Zweigs oder der Absicherungsstrom ist in diesem Fall der begrenzende Faktor, um höhere Belastungen zu bewältigen. Dies betrifft alle strahlenförmigen Netze in Streusiedlungen ohne Industrialisierung, wenn ähnliche Lastprofile berücksichtigt werden.

Es ist zu beachten, dass die gewählten Lastprofile keine möglichen Veränderungen der Spitzenlasten durch größere Verbraucher berücksichtigen. Mit größeren Spannungsschwankungen könnten die Spannungsregelungsmaßnahmen eine wichtigere Rolle annehmen.

4.2.4 Leitungslänge-Grenzzenarien

In den Leitungslänge-Grenzzenarien werden die Leitungslängen des Testnetzes erhöht, bis die Spannungs- oder Stromgrenzen erreicht werden. Die Analyse dieser Grenzzenarien ermöglicht die Identifikation effektiver Spannungsregelungsmaßnahmen für bereits längere Netzzweige. In der Praxis werden längere Netzzweige in der Regel durch den Bau neuer Trafostationen verkürzt, wodurch die Entfernung zu den angeschlossenen Kunden reduziert wird.

Zuerst werden die Leitungslänge-Grenzzenarien ohne die Blindleistungsbereitstellung aller Wechselrichter berechnet. Anschließend werden die Grenzzenarien unter Berücksichtigung der $\cos \varphi(P)$ -Regelung und der $Q(U)$ -Regelung berechnet. Die Leitungslänge wurde in Prozent angegeben, wobei „100 %“ die Gesamtlänge aller Leitungsstücke im Testnetz repräsentiert.

Maximale Leitungslängen im Testnetz

Wie in Tabelle 13 erkennbar, ist das Basis-Szenario, so wie es unter höherer Energieeinspeisung war, bereits ausgeschöpft. Das modellierte Netz ist empfindlicher gegenüber der Erzeugung elektrischer Energie und der Verlängerung der Leitungen als gegenüber den angeschlossenen Lasten.

	Maximale Länge des Zweigs (%)
Basis-Szenario	105
Mit Kompoundierung	150
Mit rONT	244
Mit mittigem Längsregler	136
Mit mittigem Längsregler und Kompoundierung	201
Mit Längsregler am Anfang	258
Verkabelt	206
Verkabelt und mit Kompoundierung	312

Tabelle 13: Grenzszenarien mit Leitungsverlängerungen im Testnetz

Die maximale zulässige Spannung stellt die maßgebliche Begrenzung für alle Simulationen dar. Je länger der Netzzweig, desto größer sind die Verluste, was zu einer erheblichen Veränderung der Spannung von Transformator bis zum Endkunde führt. Eine Erhöhung der Leitungslänge um 50 % wurde durch die Kompoundierung erreicht. 150 % der Länge des Zweigs entspricht 2266 Meter an Leitungen. Diese Länge von summierten Leitungsstücken wurde im Niederspannungsnetz, nach internen Studien eines Netzbetreibers, kaum erreicht. Aus diesem Grund wäre die Kompoundierung eine ausreichende Maßnahme für längere Zweige. Bessere Ergebnisse wurden durch den Einsatz des rONT oder am Anfang positionierten Längsreglers erreicht. Die mittige Positionierung des Längsreglers erweist sich bei längeren Netzzweigen als suboptimal.

Die Verringerung der Leitungsverluste und die Möglichkeit, längere Leitungen zu verwenden, wurden durch die Verkabelung erreicht. Zusätzliche Längen konnten durch die Kompoundierung in bereits verkabelten Netzen realisiert werden.

Maximale Leitungslängen bei Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter

Tabelle 14 zeigt die maximalen Prozentsätze der Leitungslänge, wenn die $\cos\varphi(P)$ -Regelung aktiv ist.

Wechselrichter mit $\cos\varphi(P)$ -Regelung	Maximale Länge des Zweigs (%)
Basis-Szenario	132
Mit Kompoundierung	186
Mit rONT	305
Mit mittigem Längsregler	174
Mit mittigem Längsregler und Kompoundierung	258
Mit Längsregler am Anfang	318
Verkabelt	242
Verkabelt und mit Kompoundierung	354

Tabelle 14: Grenzszenarien mit Leitungsverlängerungen im Testnetz bei $\cos\varphi(P)$ -Regelung von Wechselrichtern

Der Unterschied zwischen den Ergebnissen mit und ohne Einsatz der $\cos\varphi(P)$ -Regelung ist deutlich erkennbar. Alle Optionen, die die $\cos\varphi(P)$ -Regelung verwenden, zeigen eine Verbesserung der Ergebnisse im Bereich von 27 % bis 61 %. Das begrenzende Element ist die maximale Spannung am Ende des Strangs, die bei 107 % U_N in der Mittelspannung erreicht wird. In diesem Fall ist die $\cos\varphi(P)$ -Regelung, zusammen mit der daraus resultierenden Erhöhung des Stroms, vorteilhaft.

Wie in Tabelle 15 ersichtlich, hat die $Q(U)$ -Regelung nur einen geringen Einfluss auf die Ergebnisse im Vergleich zu den Ergebnissen im Testnetz ohne Blindleistungsbereitstellung aller Wechselrichter. Die möglichen Leitungslängen bleiben nahezu unverändert und können nur minimal erhöht werden. Diese Beobachtung entspricht den Ergebnissen aus den PV-Grenzszenarien, in denen die $Q(U)$ -Regelung ebenfalls nur geringe Verbesserungen erzielte.

Wechselrichter mit $Q(U)$ -Regelung	Maximale Länge des Zweigs (%)
Basis-Szenario	111
Mit Kompoundierung	156
Mit rONT	249
Mit mittigem Längsregler	134
Mit mittigem Längsregler und Kompoundierung	197
Mit Längsregler am Anfang	258
Verkabelt	215
Verkabelt und mit Kompoundierung	316

Tabelle 15: Grenzszenarien mit Leitungsverlängerungen im Testnetz bei $Q(U)$ -Regelung von Wechselrichtern

Allgemeine Bewertung der Leitungslänge-Grenzszenarien

Die Ergebnisse in den Tabellen 13, 14 und 15 beziehen sich ausschließlich auf das Testnetz mit verschiedenen Einstellungen und Maßnahmen. Dennoch könnten strahlenförmige Netze in Streusiedlungen ohne Industrialisierung durch den Einsatz von Spannungsregelungsmaßnahmen größere Entfernungen bewältigen.

Die Bereitstellung von Blindleistung durch Wechselrichter kann in solchen Fällen lediglich zusätzliche Vorteile bieten.

4.2.5 Misch-Szenarien

Nach einer kurzen Betrachtung des Niederspannungsnetzes eines österreichischen Netzbetreibers zeigt sich, dass lediglich 14 % des Niederspannungsbereichs nicht vollständig verkabelt sind. Von diesen 14 % der Zweige, die ausschließlich aus Freileitungen oder einer Kombination aus Freileitungen und Kabeln bestehen, sind:

- 49 % bis zu 1000 m lang,
- 33 % zwischen 1000 m und 1300 m lang,
- 18 % länger als 1300 m.

Da der simulierte Zweig insgesamt 1511 Meter umfasst und eine Kombination aus Kabel und Freileitungen darstellt, gehört er zu den 18 % der Zweige.

Um die Auswirkung einer großen Energieeinspeisung auf kürzere Zweige zu prüfen, werden alle Leitungslängen verkürzt und die PV-Leistung des Zweigs vergrößert. Die neue Länge des Zweigs beträgt 1300 Meter und die neue PV-Leistung sind 130 kVA. Diese Einspeiseleistung entspricht 200 % der original installierten Leistung im Testnetz. Wie bereits in Tabelle 9 für das Testnetz analysiert wurde, sind die effektivsten Maßnahmen zur Spannungsregelung bei dieser großen PV-Leistung der rONT, der Längsregler am Anfang des Zweigs und die Verkabelung oder Verkabelung zusammen mit Kompoundierung.

Alle folgenden Ergebnisse und Abbildungen beziehen sich auf das Misch-Szenario und wurden bei einer Spannung von 107 % U_N im Mittelspannungsnetz berechnet. Die Spannungen in Abbildung 27 beziehen sich auf die Spannungen am letzten Punkt des Strangs (B11) und die Ströme in Abbildung 28 beziehen sich auf die Ströme in der ersten Leitung nach dem Transformator (L1).

Eine jährliche Betrachtung der Spannungsniveaus am Ende des Strangs ist in Abbildung 27 dargestellt. Diese Abbildung zeigt die Anzahl der Stunden pro Jahr, in denen die Spannung über 108,5 %, 109 % oder 109,5 % U_N liegt. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass sowohl der rONT als auch der Längsregler stets in der Lage sind, die Spannung unter 108,5 % U_N zu halten. Im verkabelten Fall jedoch liegt die Spannung 462 Stunden über 108,5 % U_N , davon 117,25 Stunden über 109 % und 1,75 Stunden über 109,5 %. Diese Ergebnisse weisen darauf hin, dass die Verkabelung bei Spitzeneinspeisungen zu grenzwertigen Spannungen führt.

Eine jährliche Betrachtung der Stromniveaus am Anfang des Stranges ist in Abbildung 28 zu sehen. Dargestellt ist die Summe der Stunden in einem Jahr, in denen der Strom größer als 110, 115 oder 120 A ist. Diese hohen Ströme werden in diesem Szenario nur durch Energieeinspeisung erreicht. Die höheren Ströme durch Belastung sind maximal 58 A und daher in der betrachteten „größer als 110 A“-Grenze nicht relevant.

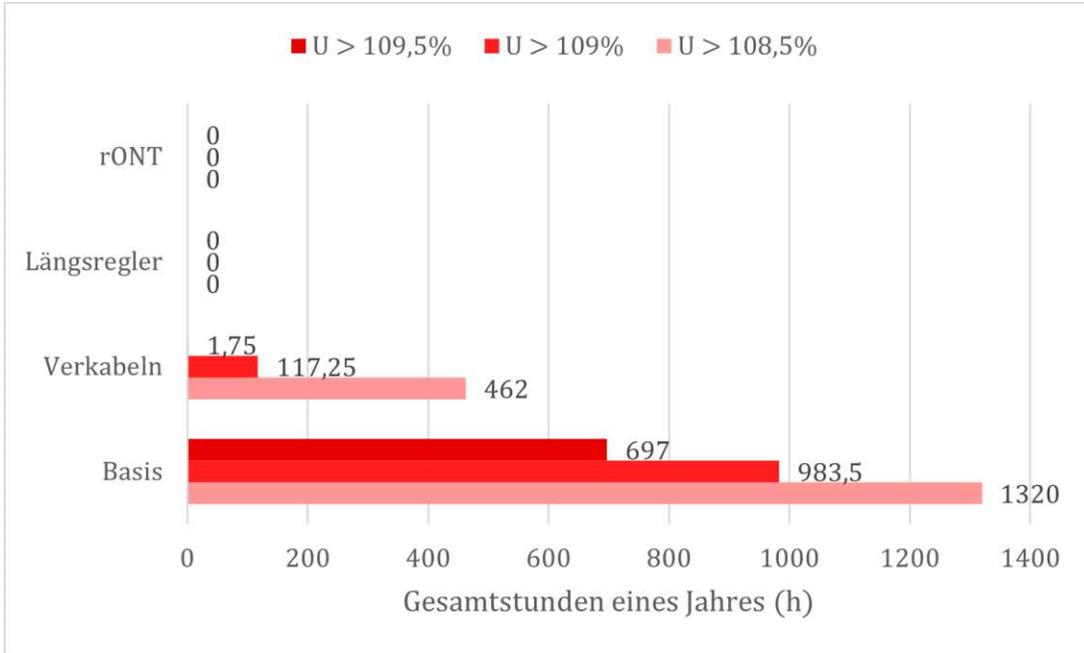


Abbildung 27: Summe der Stunden in einem Jahr, in denen die Spannung größer 108,5 %, 109 % oder 109,5 % U_N war, im Szenario mit 1300 m Leitungslänge und 130 kVA Photovoltaikleistung

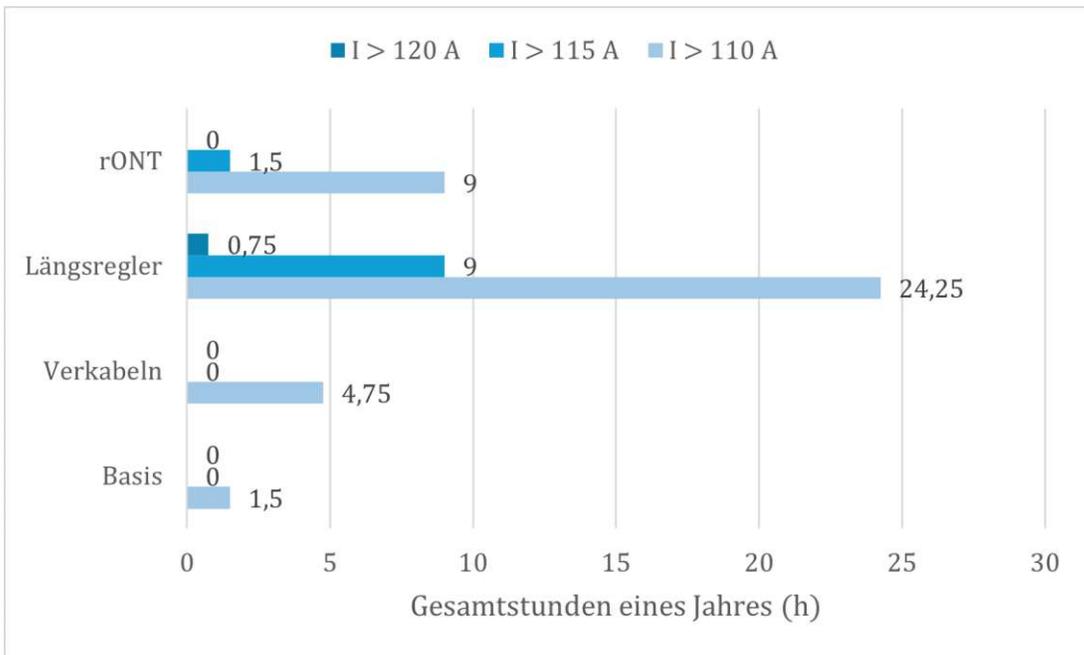


Abbildung 28: Summe der Stunden in einem Jahr, in denen der Strom größer 110, 115 oder 120 Ampere war, im Szenario mit 1300 m Leitungslänge und 130 kVA Photovoltaikleistung

Die Ergebnisse zeigen, dass im Basis- und Verkabelungsfall, die Ströme fast immer unter 110 A bleiben, während die Spannungsregelung durch rONT und Längsregler zu höheren Strömen führt. Die Ströme bei Längsregler sind öfter hoch und erreichen 0,75 Stunden lang mehr als 120 A. Da der Absicherungsstrom auf 125 A eingestellt ist, bringt der Längsregler die Ströme nahezu an deren Grenzwert. Im gleichen Szenario erreicht der rONT 1,5 Stunden lang Ströme über 115 A, jedoch bleiben diese unter 120 A.

Trotz der grenzwertigen Situationen, die der Zweig durch die große Photovoltaikleistung bewältigen muss, werden die Spannungs- und Stromgrenzen in den Simulationen mit Verkabelung, Längsregler und rONT respektiert. Ohne Spannungsregelungsmaßnahmen oder die vollständige Verkabelung des Testnetzes werden die Spannungsgrenzen überschritten.

4.2.6 Vergleichsmatrix

Die Verkabelung sowie der Einsatz der Kompoundierung, des Längsreglers und des rONT wurden in verschiedenen Szenarien des Testnetzes simuliert, um ihre Effektivität zu vergleichen. Die Tabelle 16 fasst zusammen, welche Maßnahmen in welchen Szenarien die Spannungs- und Stromwerte innerhalb der festgelegten Grenzen halten können. Diese Matrix wurde ausschließlich auf Basis der Ergebnisse aus den Szenarien des Testnetzes erstellt. Die Repräsentativität dieser Matrix für allgemeine Strahlnetze sollte weiter untersucht werden.

Installierte PV-Leistung / Leitungslänge	bis 65 kVA	bis 97 kVA	bis 130 kVA
bis 1000 m	ohne	ohne	Längsregler, rONT, Verkabeln
bis 1300 m	ohne	Kompoundierung, Längsregler, rONT, Verkabeln	Längsregler, rONT, Verkabeln
bis 2000 m	Kompoundierung, Längsregler, rONT, Verkabeln	Längsregler, rONT, Verkabeln	Verkabeln + Kompoundierung

Tabelle 16: Vergleichsmatrix

Wenn das Testnetz 2000 m lang ist und 130 kVA Photovoltaikleistung angeschlossen sind, können die Spannungs- und Stromgrenzen nur durch die Kombination

aus Verkabelung und Kompoundierung eingehalten werden. In den übrigen Szenarien reicht eine Verkabelung ohne zusätzliche Kompoundierung aus, um die Spannungs- und Stromgrenzen einzuhalten.

Der Einsatz des Längsreglers am Anfang des Zweigs und des rONT kann in denselben Szenarien wie die Verkabelung den ordnungsgemäßen Betrieb gewährleisten. Der Einsatz eines Längsreglers in mittiger Position kann die unzulässigen Spannungsanhebungen vor dem Längsregler nicht verhindern.

Nach der Berücksichtigung dieser technischen Aspekte ist es wichtig, auch die Einrichtungszeit zu beachten. Die Installation eines Längsreglers, eines rONT oder die Verkabelung eines Strangs erfordert unterschiedliche Einrichtungszeiten. Basierend auf dem Fachwissen der Netzbetreiber ist die Installation des Längsreglers die schnellste Lösung. Diese können auch gelagert werden, damit sie bei Bedarf zur Verfügung stehen. Im Gegensatz dazu erfordert die Verkabelung eine lange Planungs- und Verlegungszeit. Die Einrichtungszeit für einen rONT kann variieren. Wenn eine neue Trafostation gebaut werden muss, ist dies mit erheblichem Zeitaufwand verbunden. Wenn jedoch bereits eine ausreichend dimensionierte Trafostation vorhanden ist, kann der Trafotausch durchgeführt werden. Auch die Verfügbarkeit des Transformators und mögliche Wartezeiten sollten berücksichtigt werden.

Die Kosten und die aktive Lebensdauer der Komponenten, die in den simulierten Maßnahmen eingesetzt wurden, wurden in dieser Arbeit nicht analysiert, sind aber Teil der Entscheidungsfindung. Diese Faktoren sollten in einer umfassenden Bewertung der Optionen einbezogen werden, um die langfristige Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit der Maßnahmen sicherzustellen.

4.3 Vergleich des TOR-Verfahrens und der Lastflussberechnung

Dieses Kapitel behandelt die Frage: Wie ähnlich sind die Ergebnisse des TOR-Verfahrens zur Berechnung der Spannungsanhebung im Vergleich zu den maximalen Spannungswerten in der Lastflussberechnung? In der dritten Spalte der Tabelle 17 sind die Spannungsanhebungen dargestellt, die mithilfe der Methode aus Abschnitt D2 der TOR [2] berechnet wurden. Daneben, in der vierten Spalte, sind die maximalen Spannungsanhebungen aufgeführt, die sich aus der Lastflussberechnung ergeben haben. Diese maximalen Spannungsanhebungen wurden in der Simulation des Testnetzes am 5. August um 12:15 beobachtet und durch die Differenz zwischen dem Betrag der Spannung auf der sekundären Seite des Ortsnetztransformators und dem Betrag der Spannung am betrachteten Punkt berechnet.

Netzpunkt	Verknüpfungspunkt für	Spannungsanhebung durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen (%)	Spannungsanhebung im Lastflussberechnung (%)	Faktor
B4	B_PV	5,42	1,62	0,30
B3_1	AG_PV	4,46	1,11	0,25
B4_23	G_PV	5,67	1,70	0,30
B8	M_PV	5,89	2,32	0,39
B10	R_PV und Q_PV	6,22	2,46	0,40
B11	P_PV	6,32	2,50	0,40
B8_1	S_PV	6,39	2,33	0,36
B8_19	Z_PV	6,61	2,40	0,36

Tabelle 17: Spannungsanhebungen im Testnetz durch TOR-Verfahren und Lastflussberechnung

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass es einen großen Unterschied zwischen den Verfahren gibt. Der Faktor in der letzten Spalte vergleicht die Ergebnisse: Je kleiner der Faktor, desto größer ist der Unterschied zwischen den Ergebnissen. Die Punkte mit einer höheren Spannungsanhebung in der Lastflussberechnung, wie B10 und B11, weisen einen größeren Faktor auf. Eine mögliche Erklärung dafür ist die Entfernung bis zu diesen Punkten, da sie am Ende eines langen Strangs liegen und an den langen Strängen mehr Überlagerung von angeschlossenen Photovoltaikanlagen stattfindet.

Um die Ergebnisse aus einer zeitlichen Perspektive zu betrachten, zeigt Abbildung 29 die Gesamtstundenzahl eines Jahres, in der die Spannung im Punkt B11 oberhalb von 107 % der Nennspannung liegt. Da die Lastflussberechnung bei einer Spannung von 107 % der Nennspannung am Transformator durchgeführt wurde, wurden die Spannungsanhebungen zu diesem Ausgangswert addiert. Die Spannungsanhebung durch die TOR-Methode wurde als konstante Linie dargestellt,

ohne die zeitliche Achse zu berücksichtigen. Die gestrichelte Linie von $110\% U_N$ markiert die Spannungsgrenze.

Die dargestellten Ergebnisse stammen aus dem Testnetz-Szenario. Auch im Misch-Szenario zeigt der Vergleich der Verfahren ähnliche Ergebnisse: Das TOR-Verfahren führt zu Spannungsanhebungen, die deutlich von den Ergebnissen der detaillierten Lastflussberechnung abweichen. Das TOR-Verfahren berücksichtigt keine Abzweigungen im Netz, was zu Unterschieden zwischen dem TOR-Verfahren und der Lastflussberechnung führt.

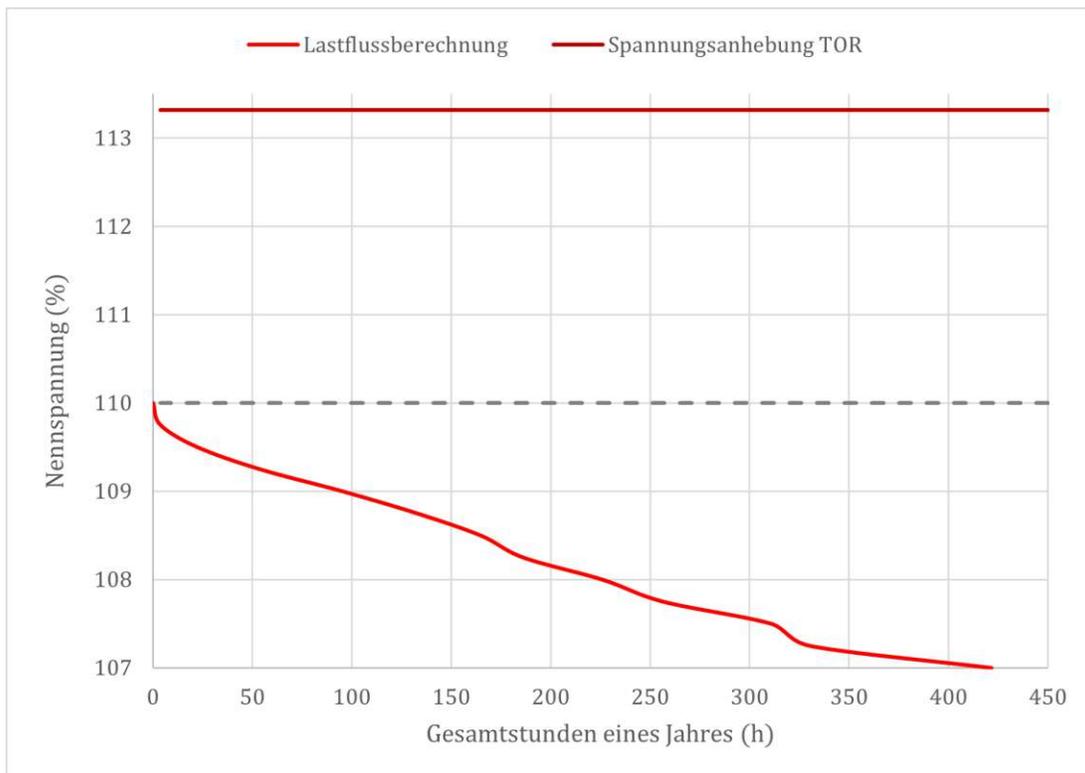


Abbildung 29: Vergleich der Ergebnisse der Lastflussberechnung und der Spannungsanhebung durch die TOR Vorlage auf die Spannungsband

5 Schlussfolgerung und Ausblick

In dieser Arbeit wurden die Spannungsregelungsmaßnahmen zum Netzausbau im strahlenförmige Zweige in Streusiedlungen ohne Industrialisierung analysiert.

Nach der Beschreibung eines Niederspannungszweigs, der Freileitungen, Kabel, kleine Verbraucher und Erzeuger wie beispielsweise Einfamilienhäuser und Photovoltaikanlagen umfasst, wurden Maßnahmen zur Spannungsregelung modelliert und mögliche Szenarien vorgestellt. Dabei wurde die Verkabelung des Zweigs in den Vergleich mit den anderen Optionen einbezogen.

Vor der Analyse der Maßnahmen wurde der Zweig durch Kurzschlussleistungs- und Lastflussberechnungen genauer untersucht. Die Spannungsanhebungen, die mithilfe der Kurzschlussleistung der Verknüpfungspunkte nach TOR [2] berechnet wurden, berücksichtigten die Astgabelungen des Zweigs nicht. Infolgedessen unterscheiden sich die Ergebnisse deutlich von den mit der Lastflussberechnung erzielten Ergebnissen.

Aufgrund der gewählten Spannungsbandaufteilung in Niederspannungsnetzen, bei der die erlaubte Spannungsanhebung nur $3\% U_N$ (von 107% auf $110\% U_N$) beträgt und die erlaubte Spannungsabnahme $6\% U_N$ (von 96% auf $90\% U_N$) beträgt, sind die Spannungsanhebungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen derzeit stärker begrenzt als die Spannungsabnahmen durch größere Verbraucher.

Die Blindleistungsbereitstellung des Wechselrichters bei Photovoltaikanlagen wurde sowohl mit der $\cos \varphi(P)$ -Regelung als auch mit der $Q(U)$ -Regelung untersucht. Die $\cos \varphi(P)$ -Regelung ist besser geeignet, Spannungsspitzen abzumildern und dadurch eine höhere Anschlussleistung von Photovoltaikanlagen in einem verallgemeinerten Niederspannungsnetz zu ermöglichen. Allerdings führt die $\cos \varphi(P)$ -Regelung auch zu größeren Verlusten. Die $Q(U)$ -Regelung trägt zwar nicht zu höheren Einspeiseleistungen bei, verbessert jedoch die Spannungsstabilität.

Der Einsatz des rONT, des Längsreglers und der stromabhängigen Spannungsregelung im Umspannwerk könnten die mögliche Einspeiseleistungen der Photovoltaikanlagen im strahlenförmige Netze, die durch eine niedrigere Belastung und längere Zweige (wie in Streusiedlungen) charakterisiert sind, erhöhen. Die Position des Längsreglers am Anfang des Zweigs schöpft das Einspeisepotenzial vollständig aus, während ein Längsregler mittig in dem Strang dies nicht tut.

Die maximale Belastung in Strahlnetzen wurde durch den Absicherungsstrom begrenzt. Die Simulationen mit den betrachteten Lastprofilen zeigen, dass Spannungsregelungsmaßnahmen zu keiner signifikanten Erhöhung der Belastung führen. Die Betrachtung anderer Lastprofile mit größeren Spitzenleistungen könnte zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. In jedem Fall sind Niederspannungszwei-

ge weiterhin eher durch die Einspeiseleistung als durch die mögliche Belastung begrenzt.

Besonders längere Strecken wurden ebenfalls durch den Absicherungsstrom begrenzt; ohne Spannungsregelungsmaßnahmen sind sie jedoch nicht zu bewältigen. Es wurde erneut bestätigt, dass die Position des Längsreglers am Anfang des Strangs eine bessere Entscheidung darstellt als eine mittige Platzierung. Die Wirkung der stromabhängigen Spannungsregelung im Umspanner könnte für längere Zweige nicht ausreichend sein.

Mit der Anpassung auf eine übliche Zweiglänge und die Erhöhung von Photovoltaikleistung wurde bestätigt, dass zukünftige Einspeiseleistungen ohne Spannungsregelungsmaßnahmen oder Verkabelung nicht möglich sein werden.

Zukünftige Arbeiten könnten darauf abzielen, die in dieser Arbeit betrachteten Maßnahmen weiter zu verfeinern. Dabei könnte man:

- den rONT mit verschiedenen angeschlossenen Zweige betrachten.
- den Längsregler um Spannungsbänder und Stufen ergänzen.
- das Mittelspannungsnetz an der Ortsnetzstation präziser simulieren, um die Auswirkungen der Fluktuationen zu untersuchen und die Effektivität der stromabhängigen Spannungsregelung im Umspannwerk besser bewerten zu können.
- die Begrenzung des Stroms bei maximaler Leistung der Wechselrichter simulieren.
- die traditionellen Maßnahmen, wie die Verdichtung von Trafostationen in einem Gebiet, in die Betrachtung einbeziehen.

Für weiterführende Studien könnten die Zweigstruktur sowie die Verteilung der Lasten und Erzeugungsanlagen geändert werden, um die Extrapolation der Ergebnisse zu analysieren. Dabei könnte auch die Einsetzung anderer Lastprofile für größere Leistungen, wie etwa von Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge, berücksichtigt werden. Zudem sind die Verluste zwischen Verknüpfungspunkt und Anschlusspunkt bislang unbekannt und könnten analysiert werden, um die Spannungsschwingungen bis zu den Verbrauchern und Erzeugern im Detail zu definieren. Schließlich könnte eine Kostenanalyse bei der endgültigen Entscheidung zwischen verschiedenen Spannungsregelungsmaßnahmen helfen.

Abbildungsverzeichnis

1	Anteil am globalen Gesamtverbrauch nach ausgewählten Kraftstoffen und Szenario, 2022-2050 [3]	1
2	Entwicklung der Photovoltaik in Österreich bis 2023 [6]	2
3	Aufteilung des Betriebsspannungsbandes bei Last und Einspeisung (erstellt nach [13])	7
4	Betrachtete Maßnahmen zur Spannungsregelung und Blindleistungsbereitstellung	10
5	Kennlinie zur stromabhängigen Spannungsregelung im Umspannwerk	12
6	Stamm- und Reglerwicklungen mit Anzapfungen auf der Primärseite [24]	13
7	Effekt des rONT auf die Aufteilung des Betriebsspannungsbandes bei Last und Einspeisung (erstellt nach [13])	13
8	Blockschaltbild eines Längsspannungsreglers (erstellt nach [18])	14
9	Stufenregler von A. Eberle [30] mit Spannungsänderung im Bereich von $\pm 6\%$ in Schritten von $1,5\%$ (erstellt nach [30])	15
10	Schema des Testnetzes	22
11	Simuliertes Testnetz mit DigSILENT PowerFactory [1]	25
12	Lastprofil „Dc[2, 1]“ von E-Control [34]	26
13	Kennlinie der modellierten $\cos \varphi(P)$ -Regelung	28
14	Kennlinie der modellierten $Q(U)$ -Regelung	28
15	Einphasiges Ersatzschaltbild des regelbaren Ortsnetztransformators mit überspannungsseitigem Laststufenschalter (erstellt nach [23])	29
16	Einphasiges „Power Injection Model“ des Längsreglers	31
17	Zeigerdiagramm des Längsspannungsreglers bei einer bestimmten Einspeisung im Netz	32
18	Flussdiagramm zur Erstellung der Szenarien	35
19	Spannungen im Testnetz-Szenario für eine Woche im Sommer (unten) und eine im Winter (oben) (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])	40
20	Ströme im Testnetz-Szenario für eine Woche im Sommer (unten) und eine im Winter (oben) (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])	41
21	Wirk- und Blindleistungen im Testnetz-Szenario für eine Woche im Sommer (unten) und eine im Winter (oben) (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])	42

22	Spannungen und Leistungen im Testnetz-Szenario bei aktivierter $\cos\varphi(P)$ -Regelung für eine Woche im Sommer (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])	43
23	Spannungen und Leistungen im Testnetz-Szenario bei aktivierter $Q(U)$ -Regelung für eine Woche im Sommer (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])	44
24	Spannungen im Testnetz-Szenario mit einem mittig installierten Längsregler für eine Woche im Sommer (unten) und eine im Winter (oben) (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])	45
25	Spannungen im Testnetz-Szenario mit einem am Anfang des Strangs installierten Längsregler für eine Woche im Sommer (unten) und eine im Winter (oben) (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])	45
26	Spannungen im Testnetz-Szenario mit rONT für eine Woche im Sommer (unten) und eine im Winter (oben) (erstellt mit DigSILENT PowerFactory [1])	46
27	Summe der Stunden in einem Jahr, in denen die Spannung größer 108,5 %, 109 % oder 109,5 % U_N war, im Szenario mit 1300 m Leitungslänge und 130 kVA Photovoltaikleistung	58
28	Summe der Stunden in einem Jahr, in denen der Strom größer 110, 115 oder 120 Ampere war, im Szenario mit 1300 m Leitungslänge und 130 kVA Photovoltaikleistung	58
29	Vergleich der Ergebnisse der Lastflussberechnung und der Spannungsanhebung durch die TOR Vorlage auf die Spannungsband	62

Tabellenverzeichnis

1	Informationen zur Ortsnetzstation des Testnetzes	22
2	Informationen zu den angeschlossenen Lasten und Photovoltaik- anlagen im Testnetz	23
3	Informationen der Leitungen des Testnetzes	24
4	Modellierte Stufen des rONT	30
5	Charakteristiken des modellierten rONT	31
6	Charakteristiken des modellierten Längsreglers	33
7	Kurzschlussleistungen und -impedanzen an den Netzpunkten mit angeschlossenen Erzeugungsanlagen im Testnetz	37
8	Spannungsanhebungen durch die angeschlossenen Erzeugungsan- lagen im Testnetz	38
9	PV-Grenzsznarien im Testnetz	47
10	PV-Grenzsznarien im Testnetz bei $\cos\varphi(P)$ -Regelung von Wech- selrichtern	49
11	PV-Grenzsznarien im Testnetz bei $Q(U)$ -Regelung von Wech- selrichtern	51
12	Grenzsznarien mit erhöhter Belastung im Testnetz	52
13	Grenzsznarien mit Leitungsverlängerungen im Testnetz	54
14	Grenzsznarien mit Leitungsverlängerungen im Testnetz bei $\cos\varphi(P)$ - Regelung von Wechselrichtern	55
15	Grenzsznarien mit Leitungsverlängerungen im Testnetz bei $Q(U)$ - Regelung von Wechselrichtern	56
16	Vergleichsmatrix	59
17	Spannungsanhebungen im Testnetz durch TOR-Verfahren und Last- flussberechnung	61



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Literatur

- [1] “DigSILENT Powerfactory.” (), Adresse: <https://www.digsilent.de/de/powerfactory.html> (besucht am 27.05.2024).
- [2] *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen.* Wien: E-Control, 2017. Adresse: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor> (besucht am 25.07.2024).
- [3] IEA, *World Energy Outlook 2023.* Paris: IEA, 2023. Adresse: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023> (besucht am 02.08.2024).
- [4] *#mission 2030 - Die österreichische Klima- und Energiestrategie.* Wien: Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus und Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2018. Adresse: www.bmaw.gv.at/dam/jcr:58bd835d-1d92-486d-b9df-27bdf9512a40/zweiter_20FNU%202024%20%C3%96sterreichs1.pdf (besucht am 02.08.2024).
- [5] “Voll auf Klimazielkurs: 87 Prozent der öffentlichen Stromversorgung im ersten Quartal erneuerbar.” (2024), Adresse: https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/2024/0405_klimazielkurs.html (besucht am 02.08.2024).
- [6] *Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2023 - Biomasse, Photovoltaik, Photovoltaik-Batteriespeicher, Solarthermie, Großwärmespeicher, Wärmepumpen, Gebäudeaktivierung, Windkraft und innovative Energiespeicher* (17a/2024). Wien: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024. Adresse: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/schriftenreihe-2024-17a-marktbericht-energietechnologien-lf_bf.pdf (besucht am 02.08.2024).
- [7] *Netzberechnungen Österreich - Einfluss der Entwicklungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf das österreichische Stromnetz.* Wien: Oesterreichs Energie, 2020. Adresse: <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/elektromobilitaet-photovoltaik-und-netze> (besucht am 02.08.2024).
- [8] C. Matrose, M. Peitz, A. Schnettler und A. Hinz, “Increasing demand for voltage control in secondary substations,” Lissabon: CIRED 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid, 2012. DOI: 10.1049/cp.2012.0853.

- [9] *DIN EN 50160:2020-11*. Berlin: Beuth-Verlag, 2020.
- [10] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2022, ISBN: 978-3-662-64773-8 978-3-662-64774-5. Adresse: <https://link.springer.com/10.1007/978-3-662-64774-5> (besucht am 08.04.2024).
- [11] *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A Version 1.3*. Wien: E-Control, 2024. Adresse: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor> (besucht am 03.08.2024).
- [12] C. Aigner und R. Witzmann, “Influence of Power System Planning Criteria on Hosting Capacity of Distribution Grids with High DER-Penetration,” *NEIS 2018; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, 2018. Adresse: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8669473> (besucht am 23.08.2024).
- [13] F. Zeilinger, “Methodik zur Bewertung und zum Vergleich von Verteilnetz-Management-Konzepten,” Dissertation, Technische Universität Wien, Wien, 2022. Adresse: <https://doi.org/10.34726/hss.2022.29907> (besucht am 25.07.2024).
- [14] “Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021,” Bundesnetzagentur, Bonn, 2022. Adresse: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzentwicklungSmartGrid/Zustand_VN/artikel.html (besucht am 05.08.2024).
- [15] M. Haidbauer, “Analyse von Umstrukturierungsmaßnahmen unter Verwendung von hochaufgelösten Profildaten und Zuverlässigkeitsrechnungen,” Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Wien, 2014. Adresse: <https://doi.org/10.34726/hss.2014.22989> (besucht am 05.08.2024).
- [16] J. J. Bürger, *Transformationsprozesse und Stromnetzausbau - Herausforderungen für die deutsche Energie-Infrastruktur*, 1. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2018. Adresse: <https://doi.org/10.1007/978-3-658-23382-2> (besucht am 05.08.2024).
- [17] B. Valov, *Handbuch Netzintegration Erneuerbarer Energien: Netzanschluss, Stromerzeugungsanlagen und Regelung*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2022, ISBN: 978-3-658-37790-8 978-3-658-37791-5. Adresse: <https://link.springer.com/10.1007/978-3-658-37791-5> (besucht am 25.04.2024).
- [18] W. Kruschel, “Untersuchungen zum Einsatz leistungselektronischer Spannungsregler in Niederspannungsverteilstnetzen mit hohem Anteil dezentra-

ler Erzeugungsanlagen,” Dissertation, Universität Kassel, 2020. Adresse: <https://kobra.uni-kassel.de/handle/123456789/11998> (besucht am 04.03.2024).

- [19] C. Elbs, R. Nennung, R. Pardatscher und R. Witzmann, *Einsatz der Q(U)-Regelung bei der Vorarlberger Energienetze GmbH*, 2014. Adresse: <https://www.vorarlbergnetz.at/q-u.htm#:~:text=In%20einem%20praktischen%20Feldversuch%20wurde,ein%20stabiler%20Netzbetrieb%20m%C3%B6glich%20ist.> (besucht am 04.08.2024).
- [20] M. Lindner, “Stabilität und Interaktionen aktiver Verfahren der statischen Spannungshaltung - Modellierung und Analyse im Verteilnetz,” Dissertation, Technischen Universität München, München, 2019. Adresse: https://www.researchgate.net/publication/341342862_Stabilitat_und_Interaktionen_aktiver_Verfahren_der_statischen_Spannungshaltung_Modellierung_und_Analyse_im_Verteilnetz_Dissertation (besucht am 16.08.2024).
- [21] M. Lindner und R. Witzmann, “Stabilität der Q (U)-Regelung in Verteilnetzen,” *EW Magazin für die Energiewirtschaft* 12, S. 36–41, 2018. Adresse: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1470765/495583154135.pdf> (besucht am 25.07.2024).
- [22] D. Grubinger, “Erhöhung der Übertragungsfähigkeit von Mittelspannungsnetzen durch stromabhängige Spannungsregelung in Umspannwerken und spannungsabhängige Blindleistungsregelung in dezentralen Einspeiseanlagen,” Diplomarbeit, Hochschule Mittweida, Mittweida, 2019. Adresse: <https://monami.hs-mittweida.de/frontdoor/index/index/year/2020/docId/11352> (besucht am 25.07.2024).
- [23] R. Schnieder, “Regelungsverfahren für regelbare Ortsnetztransformatoren im Mono- und Multisensorbetrieb,” Dissertation, Technische Universität Clausthal, Clausthal, 2018, 204 S. Adresse: <https://doi.org/10.21268/20180206-083423> (besucht am 13.08.2024).
- [24] R. Jahn, “Einsatz eines Niederspannungslängsreglers zur Behebung von Spannungsunsymmetrien hervorgerufen durch Elektromobilität und dezentrale Energieerzeugung,” Masterarbeit, Technische Universität Dortmund, Dortmund, 2019. Adresse: <http://hdl.handle.net/2003/39274> (besucht am 25.07.2024).
- [25] C. Aigner, C. Simon und R. Witzmann, “Auswirkungen asymmetrisch angeschlossener dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Effektivität gängiger Netzplanungskriterien,” *16. Symposium Energieinnovation*, 2020. Adresse: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/

4778f047-2e50-4e9e-b72d-e5af373f95a4/files/lf/Session_E1/512_LF_Aigner.pdf (besucht am 25.07.2024).

- [26] S. Parvathy, K. Sindhu Thampatty und T. Padmanabhan Nambiar, “Analysis and modeling of UPFC: A comparison between power injection model and voltage source model,” *2017 IEEE Region 10 Symposium (TENSymp)*, Cochin, India, 2017. DOI: 10.1109/TENCONSpring.2017.8070110.
- [27] E. Ghiani, R. Di Gregorio und bibinitperiod S. Hoppert, “Planning and Operation of an Intelligent Power Electronics Series Voltage Regulator for PV-Rich Distribution Feeders,” *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, Jg. 10, S. 363–372, 2023. DOI: 10.1109/OAJPE.2023.3238854.
- [28] P. Bosshart, *Spannungshaltung mit Längsregler*, 2015. Adresse: https://www.a-eberle.de/wp-content/uploads/2021/04/Fachartikel_Laengsregler_Dr_Bosshart.pdf (besucht am 25.07.2024).
- [29] Y. Song, J. Liu und P. Mehta, “Power injection modeling and optimal multiplier power flow algorithm for steady-state studies of unified power flow controllers,” *Electric Power Systems Research*, Jg. 52, Nr. 1, S. 51–59, 1999. DOI: 10.1016/S0378-7796(99)00010-3.
- [30] “Niederspannungsregelsystem LVRSys® von A. Eberle.” (), Adresse: <https://www.a-eberle.de/produkte/niederspannungsregelung-lvr-sys-indoor/> (besucht am 25.07.2024).
- [31] D. Czeschka, “Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen: Strangregler versus Batteriespeicher,” Diplomarbeit, Technische Universität Wien, 2017. Adresse: <https://doi.org/10.34726/hss.2017.40412> (besucht am 25.07.2024).
- [32] *D-A-CH-CZ Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, Teil A: Grundlagen*, 3. Aufl. Wien: VSE, OE, VDE FNN, CSRES, 2021. Adresse: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Diverses/2021/DACHCZ_Ausgabe3_A_Grundlagen.pdf (besucht am 25.07.2024).
- [33] M. Stifter, P. Zehetbauer, B.-V. Rao und S. Eichberger, “Repräsentative Lastprofile für Haushalte,” *15. Symposium Energieinnovation*, 2018. Adresse: <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Repr%C3%A4sentative+Lastprofile+f%C3%BCr+Haushalte.pdf/3427e6a8-3005-fcd8-b7f4-9cd75fееее83?t=1584003716148> (besucht am 25.07.2024).

- [34] “Übersicht der Lastprofilvorlagen E-Control.” (2024), Adresse: <https://www.e-control.at/tarifkalkulator-und-smart-meter> (besucht am 25.07.2024).
- [35] *VDE-AR-N-4105 Anwendungsregel:2018-11 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. Offenbach am Main: VDE, 2018.
- [36] T. Aziz und N. Ketjov, “Enhancing PV Penetration in LV Networks Using Reactive Power Control and On Load Tap Changer With Existing Transformers,” *IEEE Access*, Jg. 6, 2018. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2784840.
- [37] “Gridcon Transformer - the voltage regulated distribution transformer,” Maschinenfabrik Reinhausen GmbH. (2020), Adresse: <https://hro-cigre.hr/wp-content/uploads/2020/04/Flyer-Transformer.pdf> (besucht am 17.08.2024).
- [38] “FNN Recommendation: Voltage Regulating Distribution Transformer (VRDT) - Use in Grid Planning and Operation,” VDE, Offenbach am Main, 2016. Adresse: <https://www.vde.com/resource/blob/1570326/c4c73c2670f47-f82071b81eab368b85e/hinweis--ront--download-englisch-data.pdf> (besucht am 17.08.2024).
- [39] M. Arnold, “Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung regelbarer Ortsnetztransformatoren,” Dissertation, Technische Universität Kaiserslautern, Kaiserslautern, 2019. Adresse: https://kluedo.ub.rptu.de/frontdoor/deliver/index/docId/5505/file/Planungsgrunds%c3%a4tze_Niederspannungsnetze_rONT_Dissertation_Arnold_2019-1.pdf (besucht am 13.08.2024).
- [40] C. Rüster und S. Hoppert, “The active line voltage regulator – boosting grid capacity for charge point integration on the low voltage level,” *CIGRE Porto Workshop*, 2022. DOI: 10.1049/icp.2022.0836.
- [41] J. Licari, C. S. Staines, A. Micallef und S. Hoppert, “Active voltage regulation for mitigation of voltage issues due to increasing PV penetration and EV loads,” *13th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2022)*, 2022. DOI: 10.1049/icp.2023.0021.
- [42] A. Heier, “Auswirkungen der Standard-Kennlinie für cosphi(P) nach VDE-AR-N 4105 für Verteilnetze mit hoher dichte an PV-Anlagen,” *16. Symposium Energieinnovation*, 2020. Adresse: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/4778f047-2e50-4e9e-b72d-e5af373f95a4/files/lf/Session_B2/221_LF_Heier.pdf (besucht am 25.07.2024).