

BACHELORTHESIS

Nils Kranauge

Analyse der erforderlichen Trafostufungen durch Spannungserhöhungen aufgrund verstärkter dezentraler PV-Einspeisung im Niederspannungsnetz

FAKULTÄT TECHNIK UND INFORMATIK

Department Informations- und Elektrotechnik

Faculty of Engineering and Computer Science

Department of Information and Electrical Engineering

Nils Kranauge

Analyse der erforderlichen Trafostufungen
durch Spannungserhöhungen aufgrund
verstärkter dezentraler PV-Einspeisung im
Niederspannungsnetz

Bachelorthesis eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung
im Studiengang Regenerative Energiesysteme und
Energiemanagement – Elektro- und Informationstechnik
am Department Informations- und Elektrotechnik
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr. Martin Lapke

Zweitgutachter: Stefan Volpert

Abgegeben am 11. Januar 2024

Nils Kranauge

Thema der Bachelorthesis

Analyse der erforderlichen Trafostufungen durch Spannungserhöhungen aufgrund verstärkter dezentraler PV-Einspeisung im Niederspannungsnetz

Stichworte

PV-Einspeisung, Netzoptimierungsmaßnahmen, Technische Anschlussbedingungen, Spannungserhöhung, Trafostufung, Aufnahmefähigkeit Niederspannungsnetz

Kurzzusammenfassung

Diese Bachelorarbeit analysiert die Auswirkungen verstärkter dezentraler PV-Einspeisung auf Niederspannungsnetze, insbesondere im Hinblick auf erforderliche Trafostufungen und Spannungserhöhungen. Durch eine empirische Untersuchung zweier repräsentativer Niederspannungsnetze werden die Auslöser für lokale Spannungserhöhungen identifiziert und deren Einfluss auf die Aufnahmefähigkeit von PV-Einspeisung für das Niederspannungsnetz überprüft. Die Messergebnisse belegen signifikante Auswirkungen der PV-Anlagen, einschließlich ungleichmäßiger Verteilungen von Blindleistungen sowie Schiefasten durch Verletzungen der Technischen Anschlussbedingungen. Als praxisorientierte Lösung wird die manuelle Stufung von Ortsnetztransformatoren vorgeschlagen, wodurch die Spannungsqualität verbessert und die Integrationskapazität für PV-Einspeisung erhöht wird.

Nils Kranauge

Title of the paper

Analysis of necessary transformer adjustments due to voltage increase from increased decentralized PV feed-in power in low-voltage grids

Keywords

PV feed-in power, grid optimization measures, technical connection conditions, voltage increase, transformer adjustment, low-voltage grid capacity

Abstract

This bachelor's thesis analyzes the effects of increased decentralized PV feed-in power on low-voltage grids, particularly with regard to the required transformer stages and voltage increase. Through an empirical investigation of two representative low-voltage grids, the triggers for a local voltage increase are identified and their influence on the capacity of the low-voltage grid to absorb PV feed-in power is examined. The measurements show the significant effects of PV systems, including uneven reactive power distribution and unbalanced load due to violations of the technical connection conditions. Manual tapping of local grid transformers is proposed as a practical solution, which would improve power quality and increase the integration capacity for PV feed-in power.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Hintergrund und Motivation	1
1.2	Zielsetzung der Arbeit	2
1.3	Vorgehensweise	2
2	Grundlagen	4
2.1	Elektrisches Energieversorgungsnetz	4
2.2	Aufgaben des Verteilnetzbetreibers	8
2.3	Grundlagen Netzphysik	12
2.4	Photovoltaik	17
2.5	Technische Anschlussbedingungen	21
3	Methodik und Messung	24
3.1	Netzgebiet 1	25
3.2	Netzgebiet 2	30
3.3	Wetterdaten	33
4	Analyse und Auswertung	34
4.1	Ergebnisse Netzgebiet 1	35
4.2	Ergebnisse Netzgebiet 2	44
5	Zusammenfassung	49
6	Ausblick	50
7	Quellenverzeichnis	52
8	Abbildungsverzeichnis	54
9	Tabellenverzeichnis	55
	Anhang	56

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Motivation

Am 7. Juli 2022 veröffentlichte der Deutsche Bundestag eine überarbeitete Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), das am 1. Januar 2023 in Kraft trat. Das Hauptziel dieses Gesetzes besteht darin, den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben, um die Vorgaben des Pariser Klimaabkommens zur Begrenzung der globalen Erderwärmung auf 1,5 °C zu erreichen. Hierdurch wird bis 2030 angestrebt, dass 80 % des deutschen Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. In dieser erneuerten Fassung des EEG steht unter anderem, dass die Ausbaurate der Solarenergie auf 22 GW pro Jahr gesteigert werden soll, um im Jahr 2030 eine installierte Leistung von 215 GW durch Photovoltaikanlagen zu erreichen (Abbildung 1). Durch die Steigerung des Ausbaus wird die Gesamtleistung der PV-Anlagen im Jahr 2030 mehr als das Dreifache der heutigen PV-Leistung betragen. [1]

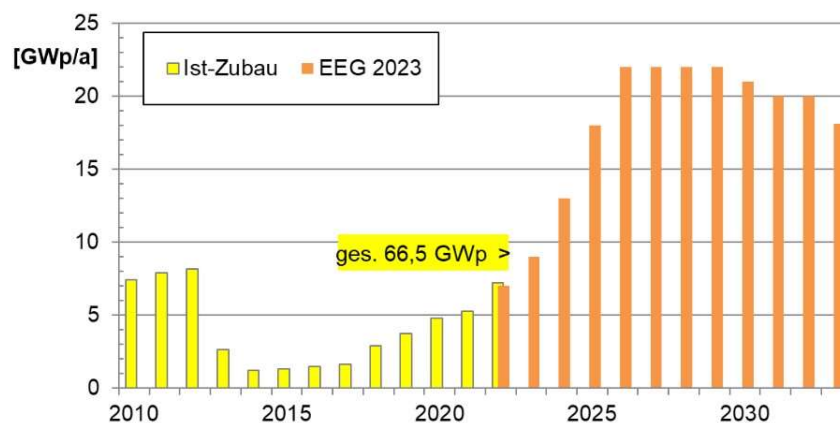


Abbildung 1 - Netto Zubau PV-Leistung [2]

Die steigende Nachfrage nach sauberer und nachhaltiger Energie hat bereits in den letzten Jahrzehnten zu einem verstärkten Ausbau von PV-Anlagen, sowie zu einer anwachsenden Anzahl von Elektrofahrzeugen geführt. Die vermehrte Nutzung von E-Ladesäulen trägt dazu bei, dass die Netze, insbesondere im Niederspannungsbereich, immer häufiger stark belastet werden. Der Beitrag der Elektromobilität und der PV-Anlagen zur Energiewende ist unbestreitbar, doch besonders die Integration der PV-Anlagen in die Niederspannungsnetze stellt die Verteilnetzbetreiber bereits heute vor große Herausforderungen. [3]

Bei der Planung der aktuellen Stromnetze wurde der monodirektionale Lastfluss als zentrale Grundlage berücksichtigt. Das Stromnetz sah eine Energieerzeugung mittels zentraler Kraftwerke, Energieübertragung auf Höchst- und Hochspannungsebene und Energieverteilung im Mittel- und Niederspannungsnetz zum Verbraucher vor. Die neue Struktur der Energieverteilung, aus dezentralen Windkraftanlagen und Solarparks auf Mittelspannungsebene sowie PV-Anlagen auf Niederspannungsebene ergeben neue Dynamiken im Stromnetz. Übersteigt die lokale Erzeugung aus den EE-Anlagen den lokalen Verbrauch erfolgt der Lastfluss heute teils auch von der niedrigeren Spannungsebene zur höheren Spannungsebene. [4]

Während die Integration von PV-Anlagen bewiesenermaßen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen beiträgt, können die hierdurch entstehenden Dynamiken zu neuen komplexen Effekten und Instabilitäten im Niederspannungsnetz führen. [2]

Ein Effekt der Lastflussumkehr ist die lokale Spannungserhöhung im Niederspannungsnetz. So übersteigt die Spannung im Niederspannungsnetz bereits heute, zu Zeitpunkten maximaler Einspeisung, die in der Norm EN 50160 festgelegten Grenzwerte zur maximalen Spannungserhöhung. Das Überschreiten der Grenzwerte verhindert die Einspeisung von weiteren PV-Anlagen im selben Netz und gefährdet somit die im EEG festgelegten Ziele. [2] [5]

Da für Deutschland die Einspeisung von mehr PV-Energie unabdingbar ist, um das Pariser Klimaabkommen einzuhalten, ist es zwingend erforderlich mögliche Lösungsansätze zur Integration von mehr PV-Anlagen im Niederspannungsnetz zu untersuchen. [5]

1.2 Zielsetzung der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist es, mittels einer empirischen Analyse realer Niederspannungsnetze die Spannungserhöhungen zu untersuchen, die durch die verstärkte dezentrale PV-Einspeisung verursacht werden. Ein wesentlicher Fokus liegt dabei darauf, die Spannungserhöhungen eindeutig auf die lokal erhöhte PV-Einspeisung zurückzuführen, um die weiteren Einflüsse sowie die Einhaltung der regulatorischen Vorgaben zu prüfen.

Auf Grundlage der eindeutig zurückzuführenden Auslöser der Spannungserhöhungen, soll im Zuge dieser Arbeit die Einhaltung der Technischen Anschlussbedingungen, die für Anlagenbetreiber verpflichtend ist, geprüft werden. Dabei wird ein besonderes Augenmerk daraufgelegt, inwiefern die Integrationskapazität von PV-Einspeisung durch Nichteinhaltung der Anschlussbedingungen beschränkt wird.

Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse aus den Analysen, sollen in dieser Arbeit Handlungsempfehlungen für Netzoptimierungsmaßnahmen erarbeitet werden. Diese Maßnahmen sind darauf ausgerichtet, die Aufnahmefähigkeit des Niederspannungsnetzes für die verstärkte PV-Einspeisung gezielt zu erhöhen. Ein besonderer Fokus der Optimierungsmaßnahmen liegt dabei auf der manuellen Stufung der Ortsnetztransformatoren. Die praxisorientierten Lösungsansätze sollen nicht nur theoretisch konzipiert, sondern auch auf ihre Umsetzbarkeit und Effektivität hin überprüft werden.

1.3 Vorgehensweise

Zu Beginn der Arbeit werden, die für die anschließenden Untersuchungen nötigen theoretischen Grundlagen vermittelt. Im Mittelpunkt stehen hierbei die regulatorischen Vorgaben und die wichtigsten Komponenten des Stromnetzes.

Die Untersuchung der Einflüsse der PV-Einspeisung auf das Niederspannungsnetz erfolgt anhand von zwei repräsentativen Niederspannungsnetzen, die aufgrund ihrer Unterschiede in Größe, Lastprofil und regionalen Gegebenheiten ausgewählt wurden. Die Methodik beinhaltet eine umfassende Bestandsaufnahme der Netzgebiete, sowie die Installation von Messgeräten zur Datenerfassung.

Die darauffolgende Analyse der durchgeführten Messungen dient der eindeutigen Zuordnung von Spannungserhöhungen aus Lastflussumkehr durch PV-Einspeisungen. Die Auswertung der Messergebnisse ermöglicht die Ableitung von Handlungsanweisungen und Optimierungsvorschlägen. Diese zielen darauf ab, eine höhere Integration von PV-Einspeisung in Niederspannungsnetzen zu ermöglichen.

Abschließend wird die Arbeit ein umfassendes Fazit bieten, das den wissenschaftlichen Ansatz und die erzielten Erkenntnisse beinhaltet. Die vorgeschlagenen Netzoptimierungsmaßnahmen werden allgemein gültig zusammengefasst, um die Integration von PV-Anlagen in weiteren Niederspannungsnetzen zu unterstützen und die Energiewende voranzutreiben.

2 Grundlagen

Innerhalb dieses Kapitels werden die theoretischen Grundlagen zum Verständnis der folgenden Modellierungen und Untersuchungen bereitgestellt.

Beginnend mit dem Aufbau des elektrischen Energieversorgungsnetzes selbst, werden in diesem Teil die Struktur, die Komponenten und die Merkmale des Niederspannungsnetzes genannt und erläutert, um den Einfluss der PV-Einspeisung zu verstehen. Des Weiteren werden die spezifischen Aufgaben der Verteilnetzbetreiber in Deutschland im Zusammenhang mit Spannungshaltung genannt. Dies bildet die Grundlage für die späteren Überlegungen zu möglichen und erforderlichen Maßnahmen.

Darauf folgend werden die Grundlagen zur Untersuchung der Verlustleistungen über Leitungen und Transformatoren erläutert. Diese Verluste sind ein unvermeidlicher Teil der Energieübertragung und spielen eine entscheidende Rolle bei der Spannungserhöhung durch Lastflussumkehr im Niederspannungsnetz.

PV-Anlagen sind die Hauptursache der Lastflussumkehr im Niederspannungsnetz, daher wird die Funktionsweise von PV-Anlagen im Detail erörtert, einschließlich ihrer Energieerzeugung, Wechselrichtertechnologie und deren möglicher Beitrag zur Spannungshaltung.

Der letzte Teil dieses Kapitels nennt die Technischen Anschlussbedingungen für dezentrale Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, die für alle Betreiber von PV-Anlagen verbindlich sind.

2.1 Elektrisches Energieversorgungsnetz

In Deutschland wird die öffentliche Versorgung von elektrischer Energie durch verschiedene elektrische Netzwerke auf unterschiedlichen Spannungsebenen mit einer Frequenz von 50 Hz sichergestellt. In der Regel wird Dreiphasenwechselstrom oder kurz Drehstrom verwendet, während andere Stromarten nur in speziellen Situationen zum Einsatz kommen. Das öffentliche Energieversorgungsnetz ist in sieben verschiedene Ebenen unterteilt. Diese umfassen nicht nur vier verschiedene Spannungsebenen, sondern auch drei Transformierungsebenen, die in der Regel durch Transformatoren den Übergang zwischen den einzelnen Spannungsebenen ermöglichen.

Die Spannungsebenen sind wie folgt definiert:

- Übertragungsnetz auch Höchstspannungsebene, Nennspannung 220 kV oder 380 kV
- Hochspannungsebene (HS), Nennspannung zwischen 60 kV und 110 kV
- Mittelspannungsebene (MS), Nennspannung zwischen 6 kV und 30 kV
- Niederspannungsebene (NS), Nennspannung unter 1 kV

Traditionell erfolgt der Transport von Wirkleistung in der Regel von der Netzebene mit höherer Nennspannung (überlagerte Spannungsebene) zur Netzebene mit geringerer Nennspannung (unterlagerte Spannungsebene). Aufgrund der Änderungen im Zusammenhang mit der

Energiewende kann sich jedoch bei hohen Einspeiseleistungen in den Verteilnetzen, beispielsweise durch Photovoltaikanlagen in der Niederspannungsebene, auch die Richtung des Leistungsflusses umkehren. [6] In Abbildung 2 sind die Komponenten des Stromnetzes dargestellt. Die Hauptkomponenten des Niederspannungsnetzes werden in Kapitel 2.3 genauer beschrieben.

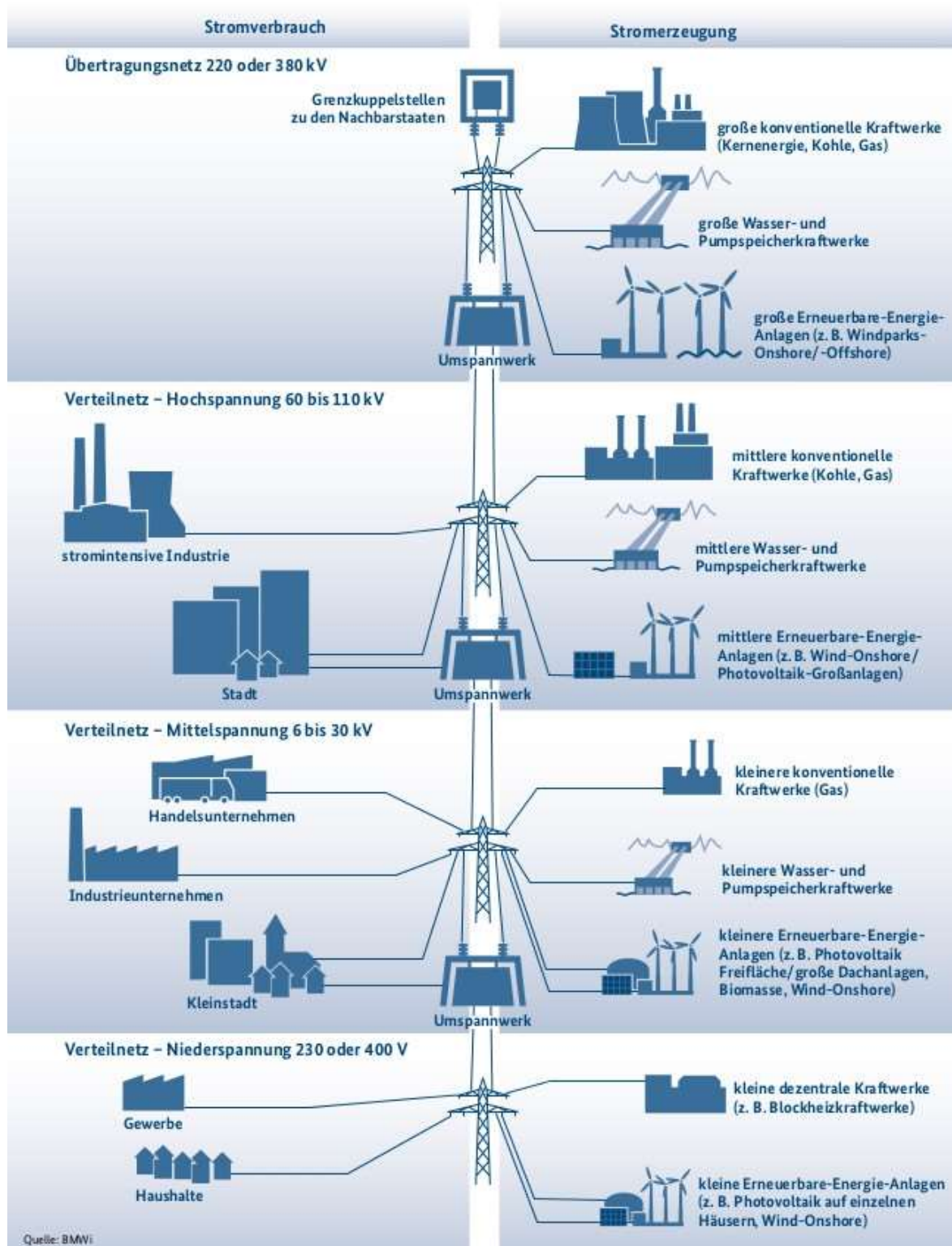


Abbildung 2 - Spannungsebenen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung [7]

2.1.1 Bedeutung Niederspannungsnetz

In Deutschland betreiben 888 Verteilnetzbetreiber etwa 500.000 Niederspannungsnetze, 4.500 Mittelspannungsnetze und 100 Hochspannungsnetze. Diese Netzbetreiber versorgen insgesamt mehr als 49 Millionen Letztverbraucher, darunter ungefähr 46 Millionen Haushaltskunden sowie etwa 3 Millionen Industrie- und Gewerbekunden. Neben den Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen gehören auch die Hochspannungsnetze zu den Verteilnetzen. Im Vergleich zum deutschen Übertragungsnetz (ca. 35.000 km) macht das Verteilnetz mit seinen 1,7 Mio. km den weitaus größten Anteil am deutschen Stromnetz aus.

Wie in Abbildung 3 dargestellt, erstrecken sich die deutschen Niederspannungsnetze mit Spannungen von 230 V bis 400 V über eine Gesamtleitungslänge von etwa 1.150.000 km, dies sind ca. 65 % der Leitungslänge des gesamten deutschen Stromnetzes. [8]

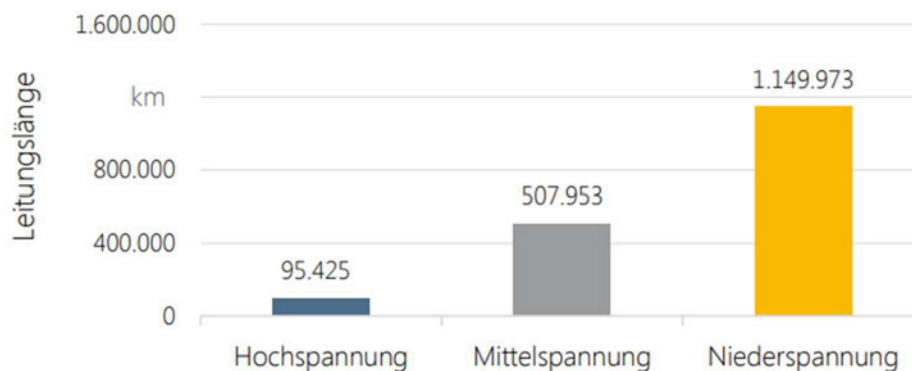


Abbildung 3 - Gesamtleitungslängen der Spannungsebenen im deutschen Verteilnetz (2012) [8]

Aus dieser bedeutenden Leitungslänge des Niederspannungsnetzes lässt sich die Relevanz der Niederspannungsebene für Verteilnetzbetreiber (VNB) deutlich erkennen. Die Westnetz GmbH ist mit 6,2 Millionen Einwohnern im Netzgebiet und einer Stromnetzlänge von insgesamt 175.000 km einer der bedeutendsten VNB in Deutschland. Hiervon erstrecken sich bemerkenswerte 113.000 Kilometer im Niederspannungsnetz. Angesichts dieser enormen Netzinfrastruktur steht das Unternehmen, besonders aufgrund der durch die Energiewende veränderten Energieflüsse, vor großen Herausforderungen. [9]

2.1.2 Niederspannungsnetz Netzstruktur

Die Verteilnetze der Niederspannungsebenen erstrecken sich über kleinere Ortschaften, Straßen und Gebäudekomplexe. Diese Netzwerke bilden die Grundlage für die öffentliche Stromversorgung von Haushalten, Handwerksbetrieben, öffentlichen Einrichtungen und Dienstleistungsunternehmen. In Deutschland ist die Niederspannungsebene der Hauptanschlusspunkt für die Mehrheit der Photovoltaikanlagen. Die gängige Netzkonfiguration in dieser Spannungsebene sind Strahlennetze. Diese sind nur noch in entlegenen Gebieten mittels Freileitungen betrieben, ansonsten erfolgt die Stromübertragung in den Niederspannungsnetzen ausschließlich über Kabel (Erdkabel¹). [6]

Im Niederspannungsnetz (ohne Straßenbeleuchtung) der Westnetz GmbH sind aktuell noch knapp 14 % des Stromnetzes als Freileitung installiert. [9] Das Unternehmen strebt an, das Niederspannungsnetz weitestgehend zu verkabeln und als offene Ringnetzstruktur zu betreiben.

Ein offenes Ringnetz ist eine Erweiterung des Strahlennetzes und dient zur Vermaschung des Netzes. In diesem Kontext ist ein Ringnetz in zwei Teilstrecken unterteilt, die durch eine Trennstelle miteinander verbunden sind. Das Ringnetz kann sowohl als Strahlennetz mit einer offenen Trennstelle als auch im geschlossenen Modus als Ringnetz betrieben werden. Abbildung 4 veranschaulicht den Aufbau eines offenen Ringnetzes. Im Normalbetrieb sind die Trennstellen geöffnet und die Leitungen, die zu einer Netzstation gehören, breiten sich strahlenförmig von dieser aus. Alle Stationen innerhalb des Rings können durch Schließen der Trennstelle von beiden Seiten gleichzeitig mit Energie versorgt werden. Darüber hinaus werden die Stationen so betrieben, dass jedes Leitungsteilstück jederzeit abgeschaltet und von der anderen Seite eingespeist werden kann. Diese schaltbare Vermaschung erhöht die Betriebssicherheit der Netze. [10]

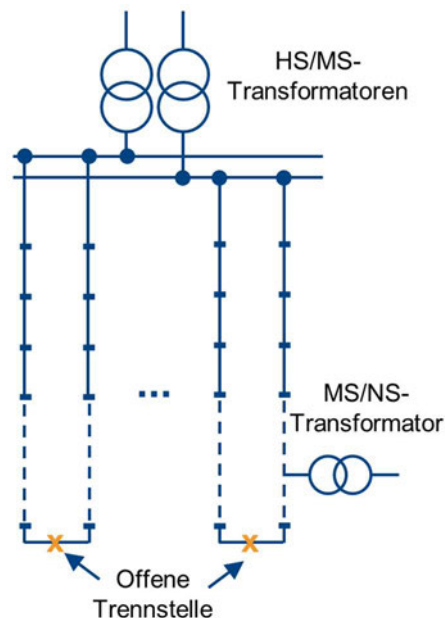


Abbildung 4 - Beispiel Ringnetz mit geöffneten Trennstellen [10]

¹ Ein Erdkabel bezeichnet ein Kabel, das für elektrische Zwecke genutzt wird und im Erdboden verlegt ist. Es zeichnet sich durch eine besonders widerstandsfähige, äußere Isolierung aus. Im Kontext der elektrischen Energieübertragung bezieht sich die Verwendung des Begriffs „Kabel“ stets auf „Erdkabel“

2.2 Aufgaben des Verteilnetzbetreibers

In diesem Kapitel werden die zentralen Aufgaben der VNB im deutschen Energieversorgungssystem beschrieben und die für diese Arbeit entscheidend einzuhaltenden Kriterien genannt. Des Weiteren werden mögliche Maßnahmen zur Netzverstärkung für die VNB erläutert. Abschließend wird die von der Netzplanung verwendete Strategie zur Optimierung der Reihenfolge der Netzverstärkungsmaßnahmen vorgestellt.

Generell übernehmen Verteilnetzbetreiber eine Vielzahl von Aufgaben, um sicherzustellen, dass elektrische Energie effizient und zuverlässig zu den Verbrauchern gelangt. Die Hauptaufgaben der VNB können wie folgt zusammengefasst werden:

Betrieb und Instandhaltung des Verteilnetzes: VNB sind verantwortlich für den sicheren Betrieb und die Wartung des Verteilnetzes. Dies beinhaltet die Überwachung, Wartung und Reparatur von Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen.

Netzausbau und -entwicklung: Sie planen und realisieren den Ausbau des Verteilnetzes, um den steigenden Anforderungen an die Stromversorgung gerecht zu werden. Dies umfasst den Bau neuer Leitungen, die Installation neuer Transformatorstationen und die Integration von EE-Anlagen.

Netzüberwachung und -management: VNB überwachen kontinuierlich den Zustand des Netzes, um Engpässe zu vermeiden und die Netzstabilität sicherzustellen.

Anschluss neuer Erzeugungsanlagen: VNB sind für die Genehmigung und den Anschluss neuer Stromerzeugungsanlagen, einschließlich Photovoltaik- und Windkraftanlagen, zum Verteilnetz verantwortlich.

Messung und Abrechnung: Sie sind für die Installation und Wartung von Messgeräten zur Erfassung des Stromverbrauchs und -erzeugung zuständig. Auf Grundlage dieser Daten erfolgt die Abrechnung der Stromkosten.

Gewährleistung der Netzqualität: VNB sorgen dafür, dass die gelieferte Energie die Qualitätsstandards erfüllt und Störungen minimiert werden.

Kundenbetreuung und -service: Sie bieten den Kunden Unterstützung bei Fragen zur Stromversorgung, Abrechnung und Netzanschluss. Dies umfasst auch die Bearbeitung von Störungsmeldungen und die Bereitstellung von Informationen zur Energieeffizienz.

Eine wichtige Norm, die für die Tätigkeiten von VNB relevant ist, ist die EN 50160. Diese europäische Norm legt allgemeine Anforderungen an die Spannungsqualität in öffentlichen Stromversorgungsnetzen fest. Sie dient als Referenz für die Bewertung der Netzqualität sowie als Grundlage für die Überwachung und Einhaltung der Qualitätsstandards. [11]

Das wichtigste Kriterium aus der EN50160 im Hinblick auf diese Arbeit ist die maximale Spannungsänderung von $\pm 10\%$ und wird im folgenden Abschnitt 2.2.1 tiefergehend erläutert. Weitere Kriterien wie die Frequenzhaltung von -6% bis $+5\%$ (47 Hz bis 52 Hz) im Verbundnetz sind im Zusammenhang mit den Technischen Anschlussbedingungen interessant und werden in Abschnitt 2.5 behandelt. Die zusätzlichen Kriterien der Norm sind im Anhang unter I.I aufgeführt.

2.2.1 Spannungshaltung Verteilnetz

Der tageszeitlich, wöchentlich und saisonal variierende Stromverbrauch der Kunden führt zu unterschiedlichen Lastflüssen im Netz, die ihrerseits zu Schwankungen in den Spannungswerten über den Netzkomponenten führen. Dies führt zu schwankenden Spannungen beim Endkunden. Bereits zu Beginn der Elektrifizierung wurde dieses Problem erkannt. In den späten 1920er Jahren wurde das Konzept der automatischen Spannungsregelung entwickelt, das bis heute weltweit eingesetzt wird. Die in diesem Kapitel beschriebenen Inhalte basieren auf Informationen vom Institut für Netz- und Anwendungstechnik [12] .

Die grundlegendste und am weitesten verbreitete Methode zur Spannungsregelung erfolgt durch sogenannte Regeltransformatoren mit Laststufenschaltern. Diese Transformatoren können das Übersetzungsverhältnis, also die Spannung, unter Last verändern. Da ohnehin Umspannungstransformatoren zwischen den verschiedenen Spannungsebenen erforderlich sind, kann auf diese Weise in den niedrigeren Spannungsebenen kostengünstig und nahezu verlustfrei ein stabiler Spannungspegel aufrechterhalten werden.

In herkömmlichen Stromversorgungssystemen erfolgt der Lastfluss in der Regel vom Hochspannungsnetz über das Umspannwerk (UW) in das Mittelspannungsnetz und von dort über die Ortsnetztransformatoren (ONT) in das Niederspannungsnetz. Daher treten meist in dieser Richtung Spannungsfälle auf. Dies hat den europäischen Netzbetreibern traditionell ermöglicht, die Spannungsregelung auf den UW-Transformator zu beschränken und in den Bereichen der Ortsnetzstationen (ONS) ungeregelte Transformatoren einzusetzen. Die Niederspannungsnetze sind daher in Bezug auf die Spannung eng mit dem MS-Netz verknüpft. Deshalb muss der zulässige Spannungsbereich von $\pm 10\%$, wie es in den Normen für die MS- und NS-Ebene definiert ist, gemeinsam auf das Mittel- und Niederspannungsnetz aufgeteilt werden. Verständlicherweise wurde der Großteil des verfügbaren Spannungsbands von 20 % hauptsächlich für den Betrieb unter Last verwendet. In der Vergangenheit wurden Erzeugungsanlagen (EZA) am Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz eher selten angeschlossen, sodass nur eine begrenzte Reserve von 2 % für die Spannungsanhebung durch diese EZA vorgesehen wurde. In einigen Fällen konnten die Verteilnetzbetreiber diese Grenzen sogar weiter einschränken.

Abbildung 5 veranschaulicht eine exemplarische Verteilung des Spannungsbands im Verteilnetz. Die Spannungsprofile entlang der beiden relevanten Leitungspfade im Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz zeigen mögliche Spannungsänderungen des Beispielnetzes. Die Darstellung soll lediglich ein besseres Verständnis der Auswirkungen einzelner Netzkomponenten ermöglichen. Eine quantitative Verteilung der Spannungsprofile ist nicht gesetzlich festgelegt. Die beispielhafte Aufteilung des Spannungsbandes zeigt das nahezu starre HS-Netz (links), den regelbaren Transformator im UW zwischen HS-Netz und MS-Netz und den starren Transformator in der ONS zwischen MS-Netz und NS-Netz. Die Spannungsprofile sind in zwei Szenarien dargestellt: einmal unter maximaler Belastung (unten) ohne dezentrale Einspeisung und einmal unter maximaler Einspeisung ohne Verbrauchslasten bzw. in Schwachlastbetrieb (oben).

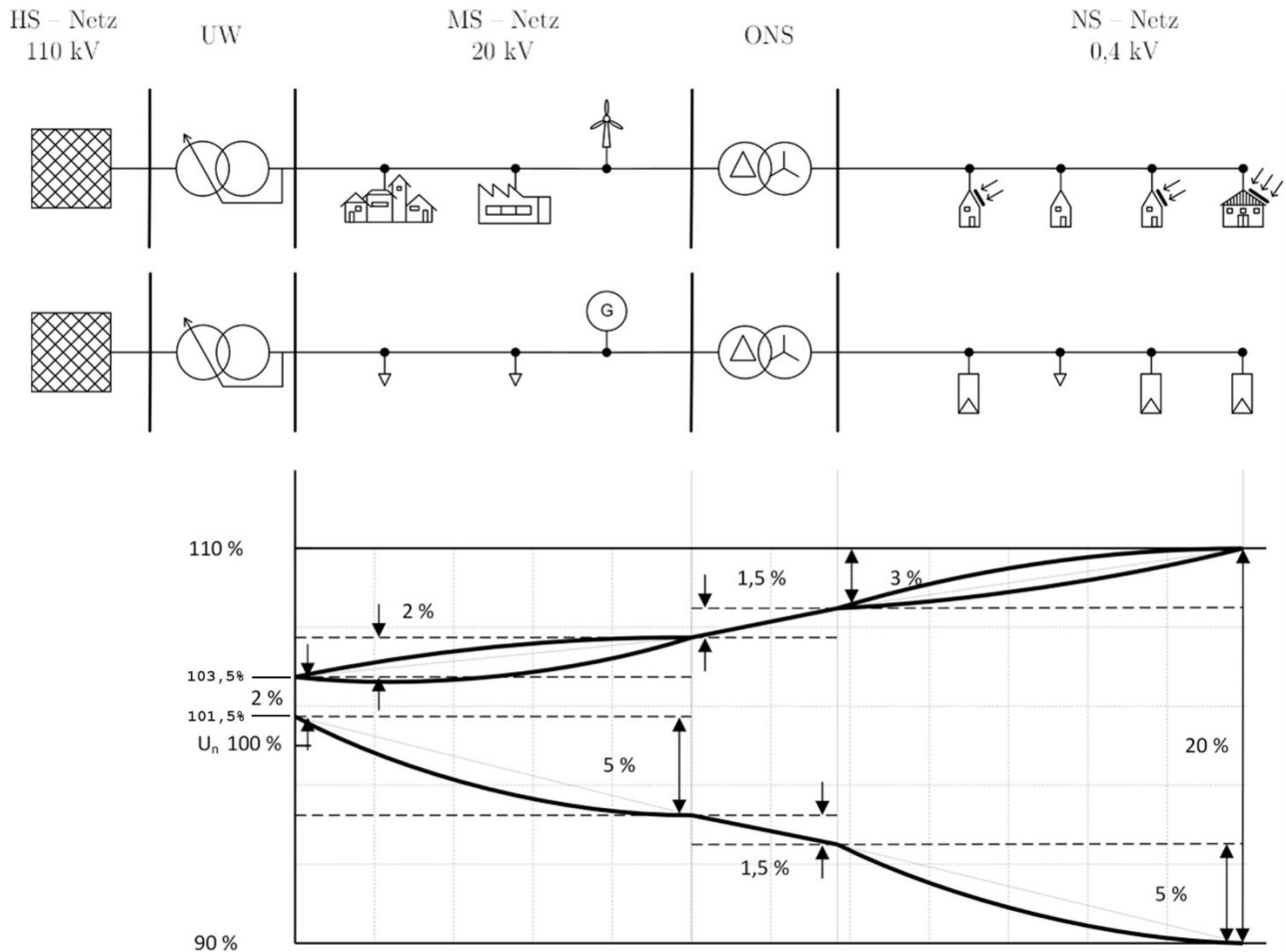


Abbildung 5 - Beispielhafte Aufteilung Spannungsband [9]

Die Reglerhysterese des Umspannwerkstransformators stellt ein Totband dar, innerhalb dessen Schwankungen aus dem Hochspannungsnetz in das Verteilnetz übertragen werden können. Dieses Totband ergibt sich aus der eingestellten Reglerbandbreite und beträgt in der Regel etwa $\pm 1,5 \%$ um den Sollwert (U_n). So kann, wie in dem unteren Spannungsverlauf (maximaler Bezug) dargestellt, der Spannungsverlauf bei 101,5 % beginnen oder gar unter Berücksichtigung der Toleranzen im UW bei 103,5 %, wie im Fall des oberen Spannungsverlaufs (maximale Einspeisung) dargestellt.

In diesem dargestellten Beispiel teilt sich der Spannungsbandbereich von $\pm 10 \%$ wie folgt auf:

- 2 % für die Reglerhysterese des Stufenschalters im Umspannwerk
- 5 % Spannungsfall auf den MS-Leitungen
- 3 % Spannungsfall im Ortsnetztransformator und sonstigen Fertigungstoleranzen
- 5 % Spannungsfall auf den NS-Leitungen
- 2 % Spannungsanhebung für Erzeugungsanlagen am MS-Netz
- 3 % Spannungsanhebung für Erzeugungsanlagen am NS-Netz

Die quantitative Verteilung ist, mit Ausnahme der letzten beiden Bereiche, nicht gesetzlich festgelegt und kann daher individuell von jedem Verteilnetzbetreiber gestaltet werden. Es ist zu beachten, dass Lasten und ein- oder zweiphasige Netzanschlüsse von PV-Anlagen zu entsprechenden Unsymmetrien im dreiphasigen Drehstromsystem führen. Bei der Spannungsbandbetrachtung müssen diese

berücksichtigt werden. In einem Strang mit vielen kleinen einphasigen Netzeinspeisungen kann daher bereits bei geringer Gesamtleistung die zulässige Spannungsanhebung überschritten werden, da hier nicht von einem statistischen Ausgleichseffekt ausgegangen werden kann.

2.2.2 Netzverstärkungsmaßnahmen

Für die Aufrechterhaltung des Betriebs und der Gewährleistung der Netzqualität des Verteilnetzes sind, durch den Anschluss neuer Erzeugungsanlagen und Verbraucher, stets Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen notwendig. Die möglichen Maßnahmen zur Instandhaltung der Netze gehen aus dem Bericht „Bewertung der Netzverstärkungsmaßnahmen zur Senkung der Nichtverfügbarkeit von Niederspannungsnetzen“ [13] der TU Darmstadt hervor und werden hier zusammengefasst.

Erhöhung der Transformatorleistung: Dies beinhaltet den Austausch vorhandener Transformatoren in ONS gegen leistungsstärkere Modelle.

Zubau von Ortsnetzstationen: Zusätzliche Ortsnetzstationen werden zwischen den bereits vorhandenen Stationen errichtet, um die Bestehenden zu entlasten und die Leitungen des Niederspannungsnetzes zu verkürzen.

Erhöhung des Kabelquerschnitts: Hierbei erfolgt der Austausch bestehender Leitungen durch solche mit größerem Querschnitt. Diese Maßnahme wird ergriffen, wenn ein Kabel im Netz überlastet ist oder der Spannungsfall über dem Leiter gesenkt werden muss.

Bau von Parallelsystemen: Wenn ein Kabel in einem Niederspannungsnetz überlastet ist oder die Spannungsgrenzen nicht eingehalten werden, wird ein paralleles Kabel mit dem gleichen Querschnitt von der Netzstation ausgehend installiert.

Regelbarer Ortsnetztransformator: Ermöglicht eine dynamische Spannungswertanpassung zwischen dem Mittel- und Niederspannungsnetz. Dadurch steht diesen Netzebenen ein höheres nutzbares Spannungsband zur Verfügung.

Kabelverteilerschränke (KVS): KVS werden eingesetzt, um Schaltstellen im Niederspannungsnetz zu integrieren. Im Falle eines Fehlers trennen sie verschiedene Netzabschnitte voneinander, um den Fehlerort zu isolieren. Dies spart Zeit und Betriebsaufwand bei Störungen.

2.2.3 NOVA-Prinzip

Für die optimierte Reihenfolge von Maßnahmen, die auf die Aspekte Wirtschaftlichkeit, Technik und Zuverlässigkeit abzielt wurde das NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau) festgelegt. Bevor das Netz verstärkt oder ausgebaut wird, legt dieses Prinzip den Fokus darauf, zunächst vorhandene Reserven im bestehenden Netz durch Optimierungsmaßnahmen zu nutzen. Diese Rangfolge der Maßnahmen wird im Folgenden kurz erläutert. [14]

Optimierung: Durch kostengünstige und oft kurzfristig umsetzbare Maßnahmen wird die Betriebsweise bestehender Netzelemente so angepasst, dass sie den technischen Anforderungen wieder genügen. Beispiele für Netzoptimierung sind das Monitoring von Freileitungen und die Einführung von schaltbaren Zuständen abhängig von der Belastung.

Verstärkung: Hierbei wird die Übertragungsfähigkeit oder Kurzschlussfestigkeit im Vergleich zum vorherigen Zustand durch bauliche Maßnahmen an den Netzelementen oder durch den Austausch von Ausrüstung erhöht. Die grundlegende Netzstruktur (Standorte und Routen) bleibt unverändert. Ein Beispiel für Netzverstärkung ist die Erhöhung der Stromtragfähigkeit von Leitungstrassen, beispielsweise durch die Erneuerung von Leitungen.

Ausbau: Netzausbaumaßnahmen sind solche, die nicht in die Kategorien Netzoptimierung oder Verstärkung fallen. Sie gehen oft mit einer Veränderung der Netzstruktur einher. Beispiele für den Netzausbau sind der Neubau von Schalt- oder Umspannanlagen und die Verlegung neuer Kabel oder Freileitungen in neuen Routen.

Die Anwendung des NOVA-Prinzips zur optimierten Rangfolge von Netzverstärkungsmaßnahmen stellt eine effektive Strategie dar, um die Netzplanung angesichts der Herausforderungen der Energiewende sinnvoll zu gestalten. Es ermöglicht die gezielte Nutzung vorhandener Ressourcen und den Einsatz kosteneffizienter Maßnahmen zur Verbesserung der Netzqualität, bevor aufwändige Ausbauarbeiten notwendig werden. [14]

2.3 Grundlagen Netzphysik

Da in dieser Arbeit eine besondere Betrachtung des Niederspannungsnetzes notwendig ist, werden die Hauptkomponenten (Transformatoren und Leitungen) des Niederspannungsnetzes in diesem Kapitel detailliert erläutert. Die PV-Anlagen inklusive Wechselrichter, werden gesondert im nachfolgenden Kapitel 2.4 beschrieben. Da Drehstrom die nahezu ausnahmslose Art der Energieverteilung im Niederspannungsnetz darstellt, ist die folgende Betrachtung auf die Energieübertragung im Drehstromsystem beschränkt.

2.3.1 Transformator

Transformatoren in der Energietechnik, oft auch als Umspanner bezeichnet, spielen eine entscheidende Rolle in elektrischen Stromnetzen. Ihre Hauptaufgabe besteht darin, die elektrische Spannung so zu transformieren, dass die elektrische Leistung effizient transportiert werden kann. Dies geschieht innerhalb des Transformators mit äußerst geringen Verlusten. Die Transformatoren sind in der Regel als Zweiwicklungs- oder Dreiwicklungstransformatoren ausgeführt. [15]

Im Niederspannungsnetz werden in der Regel Zweiwicklungstransformatoren eingesetzt. Diese Transformatoren haben zwei Wicklungen, eine für die Eingangsspannung und eine für die Ausgangsspannung. Dreiwicklungstransformatoren werden in der Regel ausschließlich in Hoch- und Mittelspannungsnetzen eingesetzt, da eine Transformation auf zwei unterschiedliche Spannungsebenen im Niederspannungsnetz selten stattfindet. Die im Niederspannungsnetz eingesetzten Transformatoren sind, wie in Kapitel 2.2 beschrieben, im Normalfall nicht regelbar. Diese Transformatoren verfügen daher über ein fest eingestelltes Übersetzungsverhältnis $\ddot{u}$ zwischen der Ober- und Unterspannungsseite. Dieses Übersetzungsverhältnis ist abhängig von der Windungsanzahl auf Primärseite N_1 und Sekundärseite N_2 , wie in der nachfolgenden Formel beschrieben. [6]

$$\ddot{u} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{U_{n,1}}{U_{n,2}} = \frac{I_2}{I_1} \quad (1)$$

Im Folgenden wird das Ersatzschaltbild (ESB) für den Einphasigen Zweiwicklungstransformator erläutert. Die Betrachtung des Drehstromtransformators ist im stationären symmetrischen Betrieb analog hierzu. In diesem Fall können die Phasen des Drehstroms als drei separate Einphasensysteme behandelt werden, die unabhängig voneinander betrachtet werden können. Transformatoren mit festem Übersetzungsverhältnis werden üblicherweise mit einem T-Ersatzschaltbild dargestellt (Abbildung 6). Dabei wird ein idealer Übertrager mit dem Übertragungsverhältnis $\ddot{u} = 1$ verwendet, um den Transformator zu modellieren. Alle relevanten Größen wie Spannungen, Ströme und Impedanzen werden unter Verwendung des Übersetzungsverhältnisses, welches den relevanten Netzspannungen entspricht, auf eine Seite des Transformators bezogen. In folgender Abbildung wurden analog zu Formel (1) die Größen auf die Primärseite bezogen und sind mit einem Strich gekennzeichnet. Für die Umrechnung der Impedanzen $X_{\sigma,j}$ und R_j , der Sekundärseite auf die Primärseite gilt die folgende Beziehung. [6]

$$Z'_j = \ddot{u}^2 \cdot Z_j \quad (2)$$

Die Längselemente in dem T-Ersatzschaltbild des Transformators, sind Kombinationen aus den Streuinduktivitäten $X_{\sigma,i}$ und $X'_{\sigma,j}$ sowie den Wicklungswiderständen R_i und R'_j . Die Wicklungswiderstände repräsentieren die Wirkverluste in den Wicklungen des Transformators, die als Kupferverluste oder P_{cu} -Verluste bekannt sind. Zusätzlich ist das Querelement in Form der Hauptreaktanz X_h in das ESB eingefügt. Die Wirkverluste, die durch Hysterese und Wirbelströme verursacht werden und als Eisenverluste P_{fe} bekannt sind, hängen von dem Hauptfluss im Transformator ab. Um diese Verluste zu modellieren, wird oft ein Widerstand R_{fe} parallel zur Hauptreaktanz in das Schaltbild eingefügt. Dieser Widerstand R_{fe} repräsentiert die Eisenverluste im Transformator und ermöglicht es, ihre Auswirkungen auf das Gesamtverhalten des Transformators zu berücksichtigen. Dieses Schaltbild bietet eine vereinfachte Darstellung des Transformators und wird oft in Berechnungen und Analysen verwendet, um das Verhalten des Transformators unter verschiedenen Bedingungen zu modellieren. [6]

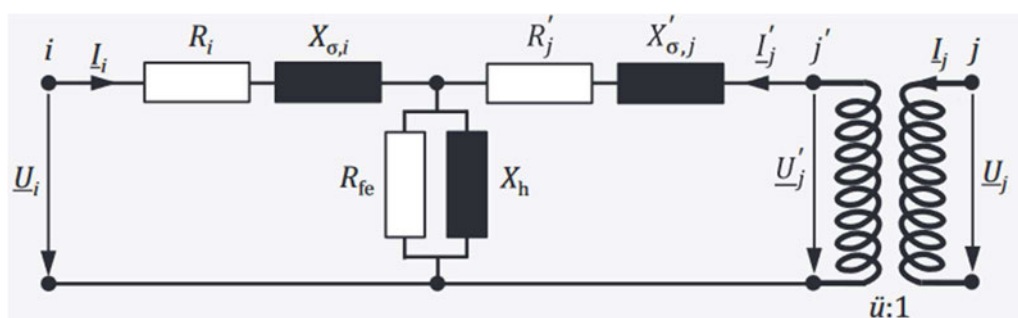


Abbildung 6 - T-Ersatzschaltbild Transformator [6]

Einstellbare Transformatoren

Eine Art der einstellbaren Transformatoren sind die manuell stufbaren Transformatoren, auch Umsteller genannt. Umsteller besitzen Stufenschalter, mit denen die Windungszahl für eine der beiden Wicklungen eines Leistungstransformators angepasst werden kann. Aus praktischen Gründen wird oft die äußere Wicklung, üblicherweise die OS-Wicklung, aufgrund ihrer leichteren

Zugänglichkeit gestuft. Die Änderungen des Übersetzungsverhältnisses, durch stufen einer Wicklung des Transformators, darf bei Umstellern nur bei abgeschaltetem Zustand durchgeführt werden.

Aufgrund ihrer wirtschaftlichen Effizienz finden Umsteller vor allem im Verteilnetz Anwendung, um auf andauernde veränderte Spannungsverhältnisse reagieren zu können. Es ist anzumerken, dass die Anpassung der Übersetzung im Ersatzschaltbild keine Auswirkungen auf die Werte der Impedanzen hat, solange der Streufluss konstant bleibt. Obwohl bei erheblichen Änderungen der Windungszahl diese Konstante nicht mehr gegeben ist, wird diese Tatsache in der Praxis normalerweise vernachlässigt. Daher ist im Ersatzschaltbild lediglich das Übersetzungsverhältnis des idealen Transformators anzupassen. [16]

2.3.2 Leitungen

In einem symmetrisch aufgebauten und symmetrisch belasteten Drehstromleitungsabschnitt kann die Betrachtung auf eine Einphasenleitung reduziert werden. In diesem Zusammenhang wird sich auf das vereinfachte Ersatzschaltbild in Abbildung 7 beschränkt und im Folgenden erläutert. [16]

Ein Element dieser Einphasenleitung, das sich über die Länge dx erstreckt, kann mithilfe eines Schemas beschrieben werden, das direkt aus den Grundlagen der Feldtheorie abgeleitet ist. Hierbei berücksichtigt werden verschiedene Parameter:

L' (Induktivitätsbelag) repräsentiert das vom Strom induzierte magnetische Feld

C' (Kapazitätsbelag) repräsentiert das zwischen den Leitern bestehende elektrische Feld

R' (Widerstandsbelag) und G' (Ableitungsbelag) repräsentieren die Verluste in den Leitern und dem Dielektrikum

Diese Parameter beziehen sich auf die Leitungslänge und werden meist allgemein als Leitungsbeläge bezeichnet. Die Größenordnung dieser können wie folgt zusammengefasst werden:

$R' \approx 0,1 - 1 \Omega/km$, abhängig von Querschnitt und Material

$L' \approx 1 mH/km$ in Freileitungen, bei Kabelleitungen etwa 2-3 Mal kleiner

$C' \approx 10 nF/km$ für Freileitungen, bei Kabelleitungen etwa 20–40 Mal größer

$G' \approx 0,05 \mu S/km$ in Freileitungen, bei Kabelleitungen etwa $1 \mu S/km$

Diese Parameter sind von wesentlicher Bedeutung für die Analyse und das Verständnis von Drehstromleitungen und haben teils erheblichen Einfluss auf deren elektrisches Verhalten und die Übertragung von elektrischer Energie. [16]

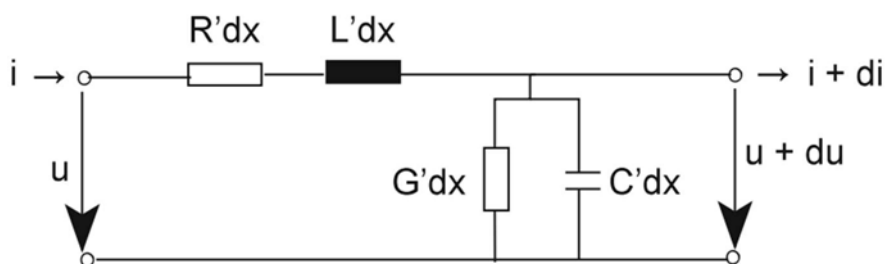


Abbildung 7 - Ersatzschaltbild Leitung vereinfacht [16]

2.3.3 Kapp'sches Dreieck

Diese allgemeinen Ersatzschaltbilder aus Abbildung 6 und Abbildung 7 können häufig für Leitungen und Transformatoren als eine Reihenschaltung eines ohmschen Widerstandes R und einer Reaktanz jX weiter vereinfacht werden. Diese in Abbildung 8 dargestellte weitere Vereinfachung wird nachkommend genutzt, um den komplexen Spannungsfall auf Leitungen und Transformatoren besser veranschaulichen zu können. Die in diesem Kapitel beschriebenen Inhalte basieren auf Informationen vom Institut für Netz- und Anwendungstechnik [12] .

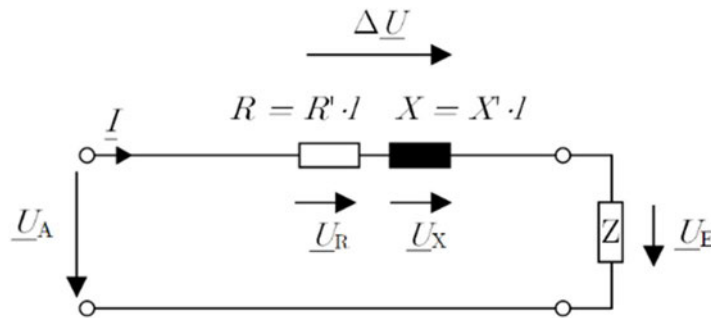


Abbildung 8 - Vereinfachtes ESB für Leitungen und Transformatoren [12]

Ein elektrischer Stromfluss I durch Widerstand und Reaktanz führt zu einer Differenz in der Spannung, sowohl in ihrem Betrag als auch in ihrer Phase, zwischen dem Anfang der Leitung (U_A) und dem Ende (U_E). Diese Differenz wird als der komplexe Spannungsfall beschrieben und ergibt sich aus dem Produkt der Impedanz (Z_L) und des Stroms.

$$\Delta \underline{U} = \underline{U}_A - \underline{U}_E = \underline{Z}_L \cdot \underline{I} = (R + jX) \cdot (I_w - jI_b) \quad (3)$$

Der Spannungsfall $\Delta \underline{U}$ kann in seine beiden Ersatzschaltbildelemente (U_R und U_X) aufgeteilt werden oder in seinen Realteil und Imaginärteil zerlegt werden. Der Realteil des Spannungsfalls $\Delta \underline{U}$ wird als Längsspannungsfall ΔU_L bezeichnet.

$$\Delta U_L = \operatorname{Re}\{\underline{Z} \cdot \underline{I}\} = I \cdot (R \cdot \cos \varphi_E + X \cdot \sin \varphi_E) \quad (4)$$

Der Imaginärteil des Spannungsfalls $\Delta \underline{U}$ wird als Querspannungsfall ΔU_Q bezeichnet.

$$\Delta U_Q = \operatorname{Im}\{\underline{Z} \cdot \underline{I}\} = I \cdot (X \cdot \cos \varphi_E - R \cdot \sin \varphi_E) \quad (5)$$

Das entstehende Dreieck aus Längsspannungsfall und Querspannungsfall wird auch als Kapp'sches Dreieck bezeichnet. Abbildung 9 stellt den komplexen Spannungsfall mit der gängigen Methode der komplexen Zeiger aus dem zuvor dargestellten vereinfachten ESB dar.

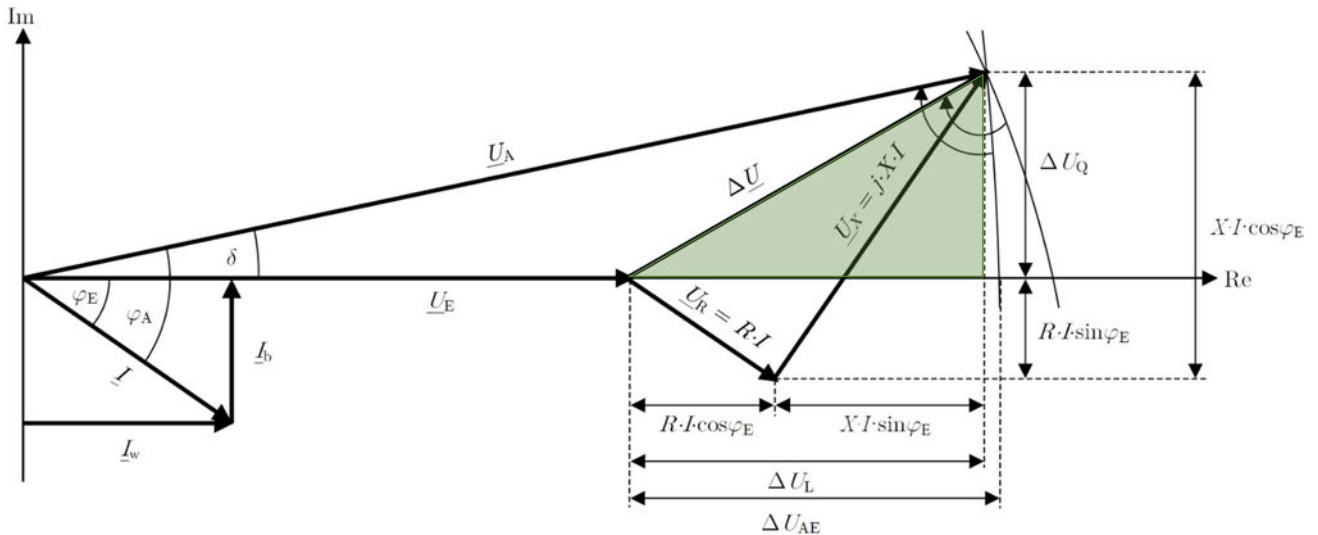


Abbildung 9 - Spannungsfall in der komplexen Ebene [12]

Für die Netzplanung ist der Unterschied in den Effektivspannungen am Anfang und am Ende der Leitung, ΔU_{AE} entscheidend und nicht der komplexe Spannungsfall $\Delta \underline{U}$ oder der Längsspannungsfall ΔU_L . Aus Abbildung 9 geht hervor, dass der Spannungsfall über der Netz- oder Transformatorimpedanz $|\Delta \underline{U}|$ im Vergleich zum eigentlichen, für die Auslegung relevanten Spannungsfall ΔU_{AE} stets größer ist. Auf der anderen Seite ist sein Realteil, der Betrag des Längsspannungsfalls ΔU_L , leicht geringer. Bei kleinem Verdrehwinkeln δ zwischen $\underline{U}_A$ und $\underline{U}_E$, was für die Mittel- und Niederspannungsebene typisch ist, kann der Längsspannungsfall ΔU_L auf Leitungen mit ΔU_{AE} in guter Näherung gleichgesetzt werden.

$$\Delta U_{AE} = |\underline{U}_A| - |\underline{U}_E| \approx \Delta U_L, \text{ wenn } \delta \text{ klein} \quad (6)$$

Bei genauerer Untersuchung ergeben sich in der Praxis Unterschiede zwischen dem echten Wert und seiner Näherung von 0,1 bis zu 2,5 %, bezogen auf ΔU_{AE} . Bei Transformatoren ergeben sich aufgrund ihrer stark induktiven Impedanz deutlich größere Unterschiede. Die genannten mathematischen Beziehungen für die verschiedenen Komponenten des Spannungsfalls sind unter der Annahme eines positiven Stroms in Verbraucherzählpfeilrichtung ($\underline{U}_E$) und unter Berücksichtigung eines induktiven Blindstroms dargestellt. Es ist jedoch wichtig zu betonen, dass diese Formeln allgemeine Gültigkeit haben. Für den Fall eines kapazitiven Blindstroms oder eines Stromflusses in entgegengesetzter Richtung müssen lediglich negative Vorzeichen in den Formeln verwendet werden.

2.4 Photovoltaik

Die Photovoltaik hat sich in den letzten Jahrzehnten zu einer der bedeutendsten und vielversprechendsten Technologien im Bereich der Erneuerbaren Energien entwickelt. Sie ermöglicht die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie, ohne dabei auf bewegliche Teile oder den Verbrauch fossiler Brennstoffe angewiesen zu sein. Dieser fundamentale Prozess der Energiegewinnung aus Sonnenstrahlen hat nicht nur das Potenzial den Energiemix auf globaler Ebene zu transformieren, sondern auch erheblichen Einfluss auf die lokale Stromversorgung und die Netzstabilität, besonders auf Niederspannungsebene. Dieses Kapitel dient als grundlegende Einführung in die Photovoltaiktechnologie.

Durch das Verständnis der Technologie, sowie der Integration dieser in das Stromnetz, werden die Auswirkungen der dezentralen PV-Einspeisung auf das Niederspannungsnetz verdeutlicht. Es wird zunächst der Aufbau und die Komponenten einer PV-Anlage beschrieben, bevor der Wechselrichter als Schnittstelle zwischen NS-Netz und PV-Anlage näher beleuchtet wird. Die in diesem Kapitel beschriebenen Inhalte sind abgeleitet aus Informationen des Photovoltaik Lehrbuch von Prof. Dr.-Ing. Konrad Mertens [17].

2.4.1 PV-Module

Photovoltaikmodule setzen sich aus einer Anordnung mehrerer Solarzellen zusammen. Solarzellen sind Halbleiterbauteile, die die Energie des einfallenden Sonnenlichts in elektrische Energie umwandeln. Photonen aus dem Sonnenlicht bewirken eine Ladungstrennung im Halbleiter, wodurch eine Gleichspannung an Anode und Kathode entsteht. Die detaillierte Funktionsweise von Solarzellen ist im Anhang unter I.II erläutert.

Die Leistung einer Solarzelle (156 mm x 156 mm) beträgt heutzutage etwa 3 bis 4 Watt. Daher werden für die Nutzung in PV-Anlagen in der Regel zwischen 60 und 96 Solarzellen zu einem PV-Modul miteinander verschaltet. Während die Art der Verschaltung der Solarzellen in einem Modul Einfluss auf die Verschattungsempfindlichkeit haben kann, basieren die grundlegenden Eigenschaften dieser Module im Wesentlichen auf den intrinsischen Eigenschaften der einzelnen Solarzellen, aus denen sie zusammengeschaltet sind. In der folgenden Abbildung 10 ist ein typischer Aufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage dargestellt. Die hier in grün dargestellten PV-Module, sind zu 3 Strings mit je 4 PV-Modulen verschaltet, während die Module selbst eine Vielzahl von Solarzellen repräsentieren.

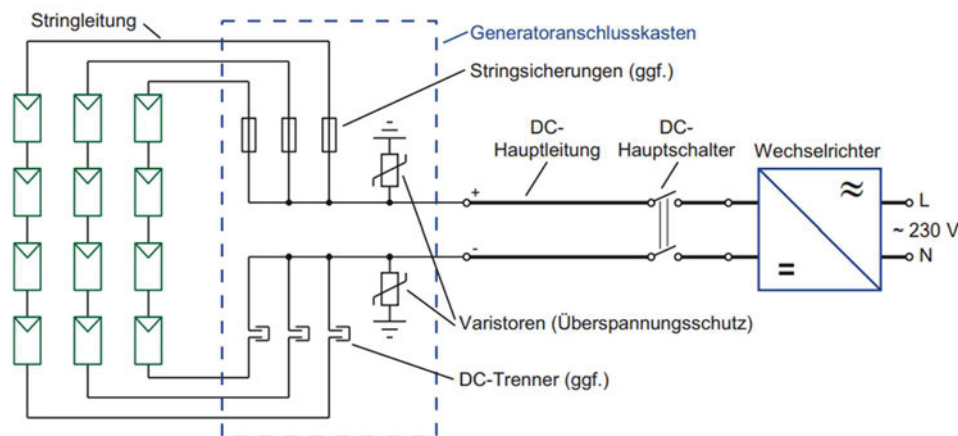


Abbildung 10 - Typischer Aufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage [17]

2.4.2 PV-Wechselrichter

Wie in Abbildung 10 zu erkennen, bildet der Wechselrichter das zentrale Bindeglied zwischen dem erzeugten Gleichstrom der Solarmodule und dem benötigten Wechselstrom für das Stromnetz. Seine Funktionen umfassen nicht nur die Umwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom, sondern auch die Netzintegration, da er in der Lage ist, auf Änderungen in der Netzspannung und Netzfrequenz zu reagieren und so zur Netzstabilität beizutragen. Die Funktionsweise und der Aufbau des Wechselrichters wird im Folgenden erklärt.

Bei Wechselrichtern wird grundsätzlich zwischen Netzgeführten und Selbstgeführten Wechselrichtern unterschieden. Klassische Wechselrichter verwenden Thyristoren als Schaltelemente. Diese sind netzgeführt, da sie nur am Nulldurchgang der Netzwechselspannung abgeschaltet werden können, was zu rechteckförmigen Strömen führt. Zur Einhaltung des EMV-Standards¹ sind zusätzliche Filter erforderlich. Moderne, Selbstgeführte Wechselrichter nutzen IGBTs und Leistungs-MOSFETs, die schnelle Ein- und Ausschaltvorgänge ermöglichen und mithilfe von Filtern einen sinusförmigen Stromverlauf erzeugen. Dies ist heutzutage bei Geräten bis 100 kW die Regel. Da Wechselrichter über 100 kW sehr selten am NS-Netz angeschlossen werden, wird hier nur der selbstgeführte Wechselrichter beschrieben.

In Abbildung 11 ist die Grundschaltung dargestellt, die heutzutage in vielen Wechselrichtern Verwendung findet. Ein Hochsetzsteller erhöht die Eingangsspannung gemäß den Vorgaben des MPP-Trackers² auf ein höheres Gleichspannungsniveau. Diese Gleichspannung wird dann mittels Pulsweitenmodulation (PWM) und zweier Drosselspulen (PWM-Brücke) in eine sinusförmige 50 Hz Wechselspannung umgewandelt und in das Stromnetz eingespeist. Die Netzüberwachung spielt eine entscheidende Rolle, um sicherzustellen, dass Spannung und Frequenz innerhalb der zulässigen Grenzen liegen. Dies gewährleistet, dass die Einspeisung nur dann erfolgt, wenn ein stabiles Wechselspannungsnetz vorhanden ist.

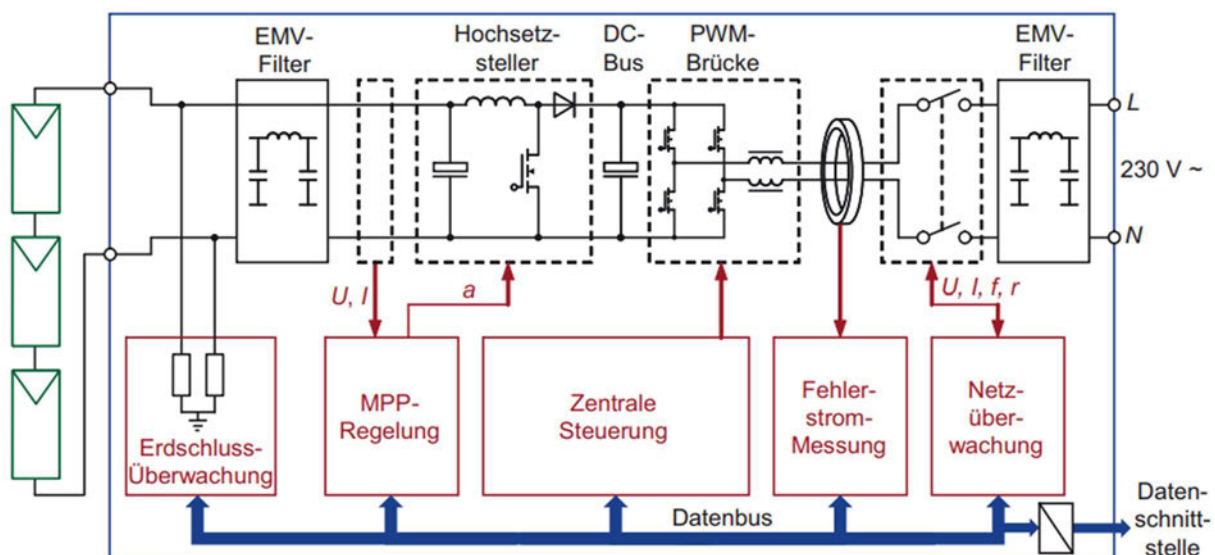


Abbildung 11 - Aufbau eines traflosen String-Wechselrichters [17]

¹ „Elektromagnetische Verträglichkeit“ - der EMV-Standard regelt, dass die Geräte in ihrer elektromagnetischen Umgebung störungsfrei funktionieren und selbst keine unzulässigen Störungen erzeugen

² „Maximum Power Point“ - Betriebspunkt eines Solarstromgenerators an dem die elektrische Leistung maximal ist

Die Funktion der PWM-Brücke für einen einphasigen Wechselrichter wird in Abbildung 12 näher erläutert. Hierbei wird die Gleichspannung U_{DC} von der B4-Brücke, hier bestehend aus Leistungs-MOSFETs, in Impulse unterschiedlicher Breite zerlegt. Ein Vorgang, der als "Chopping" bezeichnet wird. Während der ersten Halbperiode der Netzwechselspannung schalten nur die Transistoren ① und ④ durch, während in der zweiten Halbperiode die Transistoren ② und ③ aktiv sind. Anschließend sorgt ein Tiefpassfilter dafür, dass nur der gleitende Mittelwert dieser Spannung am Ausgang anliegt, was dem erwünschten 50 Hz Signal entspricht. Dieses Signal entspricht einer fast idealen Sinusform. Es kann allerdings aufgrund der schmalen Impulse noch hochfrequente Signalanteile aufweisen, die möglicherweise Andere an das Netz angeschlossene Geräte, stören könnten. Daher wird vor der Einspeisung ins NS-Netz ein EMV-Filter eingebaut.

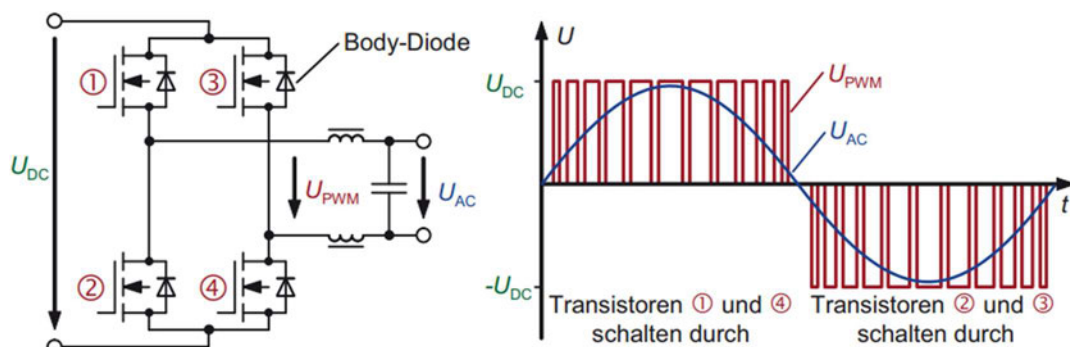


Abbildung 12 - Selbstgeführter einphasiger Wechselrichter [17]

Es ist wichtig zu beachten, dass die Transistoren alle eine sogenannte Bodydiode enthalten. Diese Diode gewährleistet, dass nach dem Abschalten eines Transistors der Strom durch die Längst-Induktivität nicht abrupt auf null abfällt, was zu hohen induzierten Spannungsspitzen und zur Zerstörung der Transistoren führen würde. Stattdessen übernimmt beispielsweise die Diode des Transistors ② den Stromfluss nach dem Ausschalten des Transistors ①, wodurch ein kontinuierlicher Stromfluss ohne Spannungsspitzen sichergestellt wird.

In letzter Zeit geht der Trend zu größeren Aufdachanlagen, daher sind vermehrt Wechselrichter mit Leistungen über 5 kW auf dem Markt, die dreiphasig in das Netz einspeisen. Abbildung 13 zeigt das Funktionsprinzip solcher Wechselrichter, die eine PWM-Brücke aus 6 Halbleiterschaltern (B6-Brücke) verwenden, um die erforderlichen dreiphasigen Spannungen zwischen den Leitern zu erzeugen.

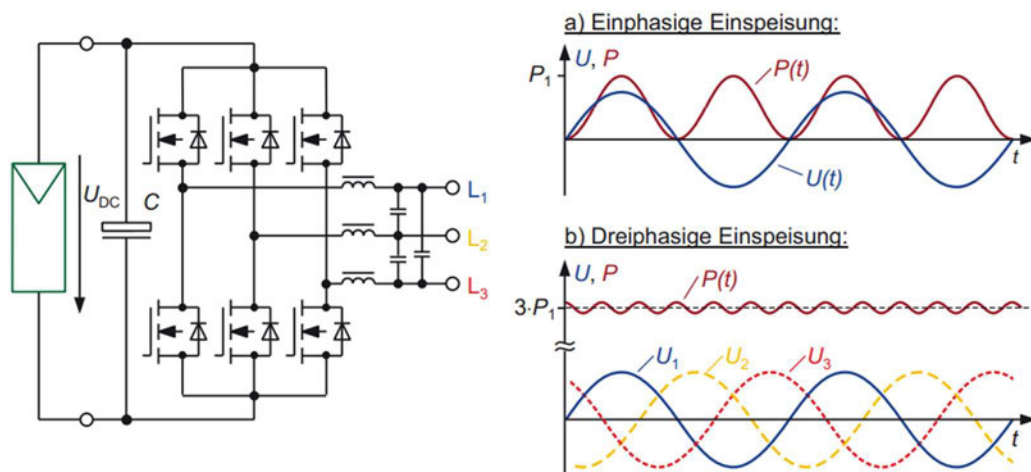


Abbildung 13 - Prinzip des dreiphasig einspeisenden Wechselrichters [17]

Um als Ausgangsspannung der B6-Brücke die Nennspannung des NS-Netzes zu erhalten, ist in der Regel eine Eingangsgleichspannung von mindestens 567 V ($400 \text{ V} \cdot \sqrt{2}$) erforderlich. Mit dieser Eingangsspannung kann die in das Drehstromnetz eingespeiste Gesamtleistung das Dreifache der einphasigen Einspeisung erreichen. Dies unterstreicht einen Vorteil der dreiphasigen Wechselrichter. Mit nur zwei zusätzlichen Leistungstransistoren, zu den ursprünglichen vier Transistoren, kann etwa 200 % mehr Leistung erzeugt werden, wobei die Transistoren lediglich für den erhöhten Spannungsbereich ausgelegt sein müssen.

Ein weiterer Vorteil des dreiphasigen Wechselrichters besteht darin, dass er auf allen drei Phasen gleichmäßig einspeist, wodurch das Netz symmetrisch versorgt und weniger belastet wird. Darüber hinaus erfolgt die Einspeisung der Gesamtleistung nahezu konstant. Im Fall der einphasigen Einspeisung hingegen schwankt der Momentanwert der in das Netz eingespeisten Leistung, von Null auf Maximum, während der Solargenerator kontinuierlich Gleichstromleistung liefert. Der Kondensator C benötigt im einphasigen Fall somit eine sehr hohe Kapazität, um die Energie der PV-Anlage zu puffern. Bei der dreiphasigen Einspeisung wird hingegen, aufgrund der nahezu konstant abgegebenen Leistung, die Verwendung eines kleineren Speicherkondensators ermöglicht.

2.4.3 Blindleistung PV

Sobald eine Photovoltaikanlage Strom ins Energieversorgungsnetz einspeist, kommt es zu einem leichten Anstieg der Netzspannung. Mit der zunehmenden Verbreitung von PV-Anlagen treten daher immer häufiger unzulässige Spannungserhöhungen in Nieder- und Mittelspannungsnetzen auf. Zur Verringerung des erforderlichen Netzausbaus aufgrund von Spannungserhöhungen wird die Einspeisung von Blindleistung gefordert. Dadurch müssen die Wechselrichter neben der Wirkleistung auch induktive oder kapazitive Blindleistung ins Netz einspeisen. Dies kann dazu beitragen den Spannungsanstieg zu reduzieren, wie in Abbildung 14 gezeigt wird.

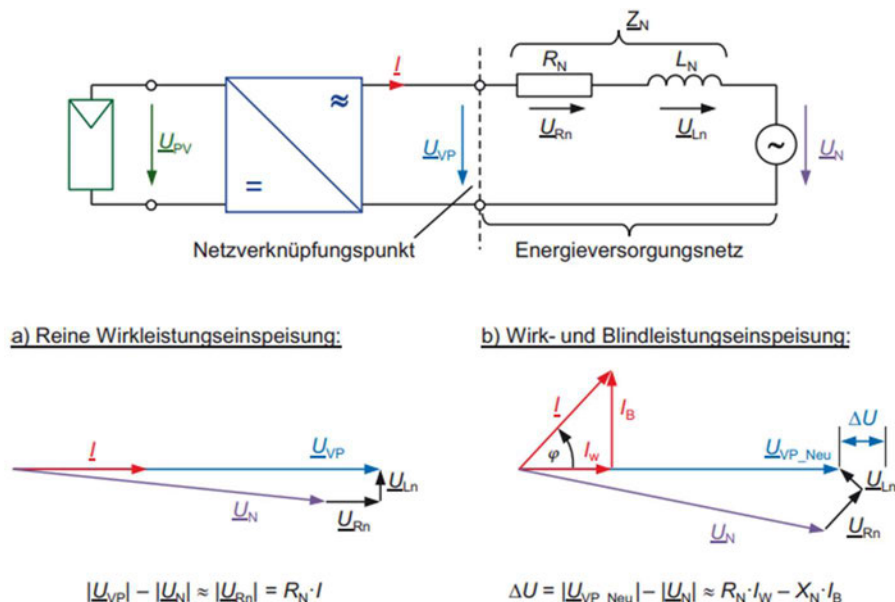


Abbildung 14 - Effekt der Blindleistungseinspeisung [17]

Der komplexe Spannungsfall im Netz wurde bereits unter 2.3.3 anhand des Kapp'schen Dreiecks erklärt. Hier werden nun die Spannungsfälle U_{Rn} und U_{Ln} durch die Phasenverschiebung des Stroms I , entsprechend gegen den Spannungsfall des Energieversorgungsnetzes verdreht. In dem

Beispiel aus Abbildung 14 wird gezeigt, dass die Spannung im Netzverknüpfungspunkt $\underline{U}_{VP}$ durch die Einspeisung von kapazitiver Blindleistung neben der eigentlichen Wirkleistung begrenzt wird. So ergibt sich eine Spannungsverringerung von ΔU am Netzverknüpfungspunkt im Vergleich zur Einspeisung von reiner Wirkleistung.

2.5 Technische Anschlussbedingungen

Die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) von dezentralen Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz in Deutschland sind in der VDE-AR-N 4105 festgelegt. Die VDE-Anwendungsregel gilt für den Betrieb von u.a. PV-Anlagen bis 135 kWp, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind und parallel mit dem Niederspannungsnetz betrieben werden. Für nachgeführte PV-Anlagen oder Anlagen über 135 kWp ist die VDE-AR-N 4110 einzuhalten, welche erweiternd eine stufenlose Regelbarkeit der Anlagen vom Netzbetreiber voraussetzt. Da diese Anlagen selten am NS-Netz angeschlossen sind, werden im Folgenden die wichtigsten TAB der VDE-AR-N 4105, die zur Stabilität des Energienetzes beitragen, vorgestellt.

2.5.1 Stufenlose Leistungsregelung

Die VDE-AR-N 4105 verfolgt ein entscheidendes Ziel in Bezug auf die stufenlose Leistungsregelung von PV-Anlagen, nämlich die Aufrechterhaltung der Spannung im Stromnetz. Dies erfordert, dass die Anlagen in der Lage sind, ihre Leistung kontinuierlich anzupassen, wenn die Netzfrequenz steigt.

Vor der Einführung dieser TAB mussten Photovoltaikanlagen bei einer Erhöhung der Netzfrequenz sofort vom Netz getrennt werden. Eine gleichzeitige Abschaltung aller PV-Anlagen hätte jedoch die Stabilität des europäischen Verbundnetzes gefährden können, was oft als "50,2 Hz-Problem" bezeichnet wurde. Mit der Einführung der VDE-AR-N 4105 wurde der zulässige Frequenzbereich von 47,5 bis 51,5 Hz erweitert. Wenn die Netzfrequenz 50,2 Hz erreicht, muss die PV-Anlage nun schrittweise die ins Netz eingespeiste Leistung, gemäß einer Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie reduzieren, bis die Einspeisung bei einer Frequenz von 51,5 Hz komplett stoppt (Abbildung 15). [18]

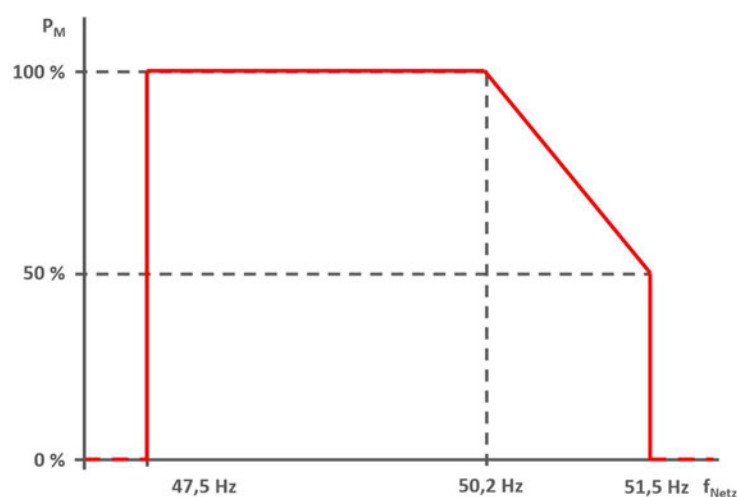


Abbildung 15 - Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie [18]

2.5.2 Maximale Schieflast

Um die Entstehung von Schieflast zu verhindern, was eine ungleichmäßige Belastung der einzelnen Leiter eines Dreiphasenwechselstromnetzes darstellt, sieht die Vorschrift eine maximale Unsymmetrieleistung vor. Diese entspricht 4,6 kVA pro Phase am Netzanschlusspunkt. Das bedeutet, dass einphasige Wechselrichter mit einer höheren Nennleistung als 4,6 kVA in der Regel nur gekoppelt angeschlossen werden dürfen. Größere PV-Anlagen mit mehreren Wechselrichtern können mithilfe dreiphasiger Wechselrichter, auch ungekoppelt ans Netz angeschlossen werden. [18]

2.5.3 Blindleistungsbereitstellung

Gemäß der aktuellen Version der VDE-AR-N 4105, die im Jahr 2018 veröffentlicht wurde, ist der Anlagenbetreiber nun verpflichtet, Blindleistung auf der Niederspannungsebene abhängig von der Spannung am Einspeisepunkt bereitzustellen. Diese Blindleistungsregelung, auch Q(U)-Regelung genannt, zielt darauf ab, die Netzstabilität aktiv zu verbessern. Durch den Einsatz von Wechselrichtern, die in der Lage sind, Blindleistung bereitzustellen, können mehr Photovoltaikanlagen an die vorhandene Netzinfrastruktur angebunden werden. Die Studie zur "Statischen Spannungshaltung" des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im Auftrag des BMWK zeigt, dass die Implementierung der Q(U)-Regelung, insbesondere in Vorstadtnetzen, die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen in den bestehenden Netzstrukturen um bis zu 60 % erhöhen kann. Hierdurch können kostspielige Netzausbauten zur Anbindung neuer PV-Anlagen häufig ganz vermieden werden und dennoch wird die Netzstabilität sichergestellt. [19] Die für die Anlagenbetreiber einzuhaltende Kennlinie der Q(U)-Regelung, die aus der VDE-AR-N 4105 abgeleitet wurde, ist in Abbildung 16 dargestellt.

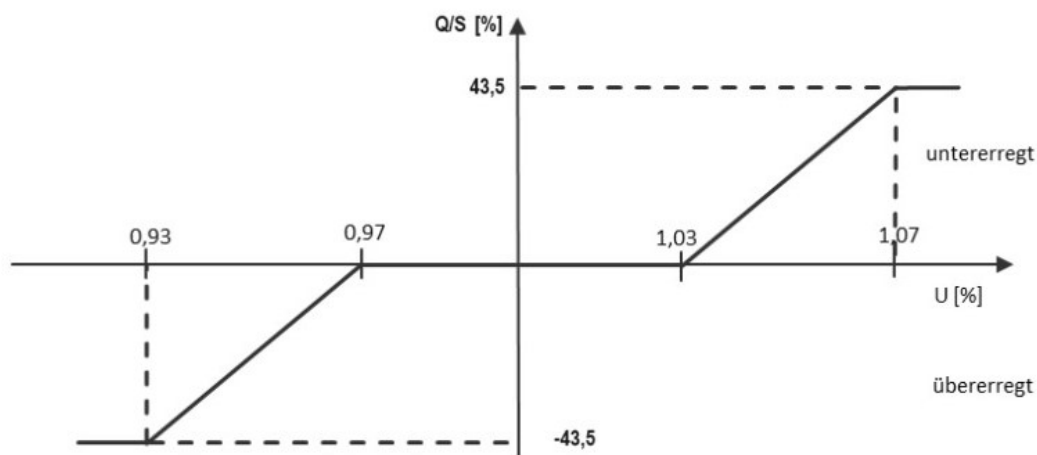


Abbildung 16 - Standardkennlinie Q(U)-Regelung [20]

2.5.4 Netz- und Anlagenschutz

In Deutschland ist es gesetzlich vorgeschrieben, dass sämtliche Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von mehr als 30 kVA gemäß den VDE-Anwendungsregeln mit einem Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) ausgestattet sein müssen. Die Abschalt- und Wiedereinschaltgrenzen des NA-Schutzes sind in Tabelle 1 dargestellt. PV-Anlagen mit einer Scheinleistung von weniger als 30 kVA können einen NA-Schutz verwenden, der im Wechselrichter integriert ist.

Der NA-Schutz besteht aus zwei Hauptkomponenten:

Einem Netz- und Anlagenschutzrelais, das die elektrische Netzqualität, insbesondere Spannung und Frequenz, überwacht.

Einem Kuppelschalter, der durch das Relais gesteuert wird und im Falle eines Fehlers das Abschalten von zwei in Reihe geschalteten, galvanisch getrennten Kuppelschaltern bewirkt. Dies gewährleistet eine redundante Sicherheitsstruktur. [18]

Tabelle 1 - Vorgeschriebene Schaltgrenzen des NA-Schutzes für PV-Anlagen [18]

Abschaltgrenzen	Wiederzuschaltgrenzen
Spannungsrückgangsschutz ($U <$) $< 184 \text{ V}$	Spannung größer $195,5 \text{ V}$ und kleiner 253 V
Spannungssteigerungsschutz ($U >$) $> 253 \text{ V}$	Frequenz größer $47,5 \text{ Hz}$ und kleiner $50,05 \text{ Hz}$
Spannungssteigerungsschutz ($U \gg$) $> 264,5 \text{ V}$	
Frequenzrückgangsschutz ($f <$) $< 47,5 \text{ Hz}$	
Frequenzsteigerungsschutz ($f >$) $> 51,5 \text{ Hz}$	

3 Methodik und Messung

Die Analyse der Auswirkungen der verstärkten dezentralen PV-Einspeisung auf das Niederspannungsnetz erfordert präzise und aussagekräftige Messungen. In diesem Kapitel wird die Methodik zur Bestimmung der Messstellen anhand von zwei Netzgebieten beschrieben. Zusätzlich wurde der Messaufbau an den zuvor festgelegten Messpunkten ausführlich dokumentiert. Ziel dieses Abschnitts ist die Generierung von Messergebnissen, deren Auswertung die Ursachen für die Spannungserhöhungen im Niederspannungsnetz sichtbar machen.

Die Untersuchung der Netzgebiete wurde von sich häufenden Kundenbeschwerden bezüglich nicht eingehaltener Spannungskriterien angestoßen. Diese Beschwerden werden zumeist von Kunden mit eigener PV-Anlage gemeldet. Die Wechselrichter der PV-Anlagen trennen die Anlagen aufgrund zu hoher Spannungen vom Netz. Dadurch wird der Kunde direkt auf Spannungserhöhungen aufmerksam und gibt Rückmeldung an den Verteilnetzbetreiber.

Das Vorgehen beinhaltet die Bestandsaufnahme des Netzgebiets, welches im direkten Zusammenhang mit der vermeintlichen Spannungserhöhung aus der Kundenbeschwerde in Verbindung steht. Hierbei werden die vorhandenen Netzkomponenten, insbesondere Leiter und Trafos, betrachtet. Zusätzlich werden wichtige Einspeisungspunkte und Netzabgänge aufgeführt, die direkten Einfluss auf Spannungsänderungen haben.

Nach der Bestandsaufnahme erfolgt die Auswahl aussagekräftiger Messpunkte an den Netzschnittstellen. Der Messaufbau an diesen Punkten ist entscheidend, um Spannungswerte im Netzgebiet einzuordnen und die Auswirkungen der dezentralen PV-Einspeisung bewerten zu können. Des Weiteren werden die verwendeten Messgeräte genannt und der Messaufbau veranschaulicht.

In den folgenden Abschnitten dieses Kapitels werden zwei Kundenbeschwerden detailliert untersucht. Dabei werden die Bestandsaufnahme des Netzgebiets und der Messaufbau zunächst für die erste Beschwerde und dann für die zweite Beschwerde beschrieben. Die nachfolgende Methodik erläutert im Detail das Vorgehen zum Erzielen aussagekräftiger Messergebnisse.

3.1 Netzgebiet 1

Die erste Untersuchung eines Netzgebiets wurde von einer Rückmeldung eines Unternehmens mit mehreren Drehmaschinen ausgelöst. Die wiederholten Beschwerden des Kunden beziehen sich auf das Auftreten von Spannungsbandproblemen in dessen Betrieb. Diese Probleme sind für den Betrieb besonders kritisch, da die Frequenzumrichter zur Steuerung der Drehmaschinen äußerst empfindlich auf Spannungsschwankungen reagieren. Wenn die Spannung zu stark von der Nennspannung abweicht, stoppen die Maschinen oder melden Fehler, was die Produktion des Unternehmens erheblich beeinträchtigt.

Das Firmengelände des Unternehmens befindet sich am Ende eines kleinen Industriegebiets. Auf dem Gelände des Unternehmens sind zwei PV-Anlagen auf den Hallendächern installiert. Darüber hinaus ist eine nachgeführte PV-Anlage auf einem Turm neben der Firma installiert.

Abbildung 17 zeigt die Geländeübersicht des Kunden im Industriegebiet, wobei das Firmengelände mit den PV-Anlagen des Kunden oben links und die Ortsnetzstation (ONS) unten in der Übersicht zu erkennen sind.



Abbildung 17 - Geländeübersicht Netzgebiet 1 [21]

Diese Rückmeldung des Kunden dient als Ausgangspunkt für die Analyse des Netzgebiets. In den folgenden Abschnitten werden die Bestandsaufnahme des Netzgebiets und der Messaufbau im Detail erörtert. Die Messungen sollen Aufschluss über die Auswirkungen der dezentralen PV-Einspeisung auf das Niederspannungsnetz in diesem Netzgebiet geben und dabei unterstützen, Lösungen zur Verbesserung der Spannungsstabilität zu entwickeln.

3.1.1 Bestandsaufnahme Netzgebiet

Für die Bestandsaufnahme sind alle Netzkomponenten, die im Zusammenhang mit den Spannungsbandverletzungen bei dem Unternehmen stehen können, aufzunehmen. Es werden wichtige Einspeisungspunkte und Netzabgänge mit direktem Einfluss auf die Spannung beim Kunden genannt. Der Fokus der Bestandsaufnahme liegt auf den, zum vorliegenden Niederspannungsnetz zugehörigen Transformatoren, PV-Anlagen und Leitungen. Die genaue Erfassung dieser Elemente bildet die Grundlage zur Bestimmung der Messstellen und der späteren Auswertung der Spannungserhöhungen.

Das Firmengelände des Kunden ist über einen Wandvorbauschaltschrank (WVS) mit dem Niederspannungsnetz verbunden. Auf dem Hallendach der Firma sind zwei Dachanlagen mit insgesamt 29,965 kWp Nennleistung installiert. Darüber hinaus ist auf dem Firmengelände des Kunden eine nachgeführte PV-Anlage auf einem Turm installiert. Diese PV-Anlage ist regelbar und verfügt über eine Nennleistung von 34,2 kWp. Die PV-Anlagen sind über die folgenden Wechselrichter an das Netz angeschlossen.

Dachanlagen:

- 2x SMA SB4000TL-20 (einphasig)
- 1x SMA SB5000TL-20 (einphasig)
- 1x SMA STP17000TL (dreiphasig)

Nachgeführte Anlage:

- 3x SMA SMC 9000 TL (einphasig)
- 1x SMA SB 4000 TL-20 (einphasig)

Durch das Abrechnungssystem wurde eine gewerbliche Last¹ von 12,67 kW für den Anschluss am Firmengelände bestimmt. Die gesamte elektrische Verbindung des Firmengeländes erfolgt über ein Kabel (Typ: NA2XY 4x95) mit einem Leiterquerschnitt von 95 mm², das auf halber Strecke zur ONS mit einem Kabelverteilerschaltschrank (KVS) verbunden ist. Das Firmengelände bildet den letzten angeschlossenen Verbraucher entlang des Leiters. Am Straßenende des Firmengeländes wird in nächster Zeit eine neue Firma entstehen, die ebenfalls an den Niederspannungsstrang angeschlossen werden soll. Am KVS ist ein weiteres Kabel angeschlossen. An diesem Kabel sind zwei kleinere PV-Anlagen, von Privatpersonen mit einer Gesamtleistung von 15,21 kWp, wie folgt angeschlossen.

Anlage 1 (7,05 kWp):

- 2 x SMA SGI 3500 plus 02 (dreiphasig)

Anlage 2 (8,16 kWp):

- 1x AEG Protect PV easy 8 (dreiphasig)

Die Verbindung vom KVS zur ONS erfolgt über zwei parallel verlegte Kabel (Typ: NA2XY 4x150) mit einem Leiterquerschnitt von jeweils 150 mm². Im KVS ist ein zusätzliches Kabel vorhanden, das für

¹ Energieversorger verwenden Standardlastprofile, um den Leistungsbedarf bei Stromkunden ohne Leistungsmessung vorherzusagen. Die Profile basieren auf wirtschaftlichen Kriterien und sind in verschiedene Gruppen unterteilt, darunter auch gewerbliche Lasten. [23]

die Einspeisung in den KVS aus einem anderen Strang zur Verfügung steht. Da das Niederspannungsnetz jedoch als offenes Ringnetz (Abschnitt 2.1.2) betrieben wird, ist diese Trennstelle geöffnet. Somit hat das Kabel für diese Messung keine Relevanz.

Die ONS ist über ein Kabel an das 10-kV-Mittelspannungsnetz angeschlossen. Der Transformator in der ONS ist mit einem Stufenschalter ausgestattet, der eine manuelle Anpassung der Spannung im Bereich von $\pm 2,5\%$ ermöglicht. Dieser Stufenschalter ermöglicht somit eine Anpassung der Niederspannung durch Veränderung des Übersetzungsverhältnisses auf 230 V, 235,75 V oder 224,25 V. Der Transformator ist derzeit auf Stufe drei eingestellt, dies bewirkt eine Niederspannung von 235,75 V bei genau 10 kV Mittelspannung.

Die folgende Abbildung zeigt die wichtigsten Netzkomponenten in Netzgebiet eins. Die mit „x“-markierten Anschlüsse an den Kabeln repräsentieren kleinere Verbraucher, die nur geringe Leistungen beziehen und daher für die Zwecke dieser Analyse zunächst vernachlässigt werden können. Die Einspeisungen sowie größere Lasten, sind wie zuvor beschrieben in Abbildung 18 dargestellt. Der unbearbeitete Netzplan befindet sich im digitalen Anhang der Arbeit.

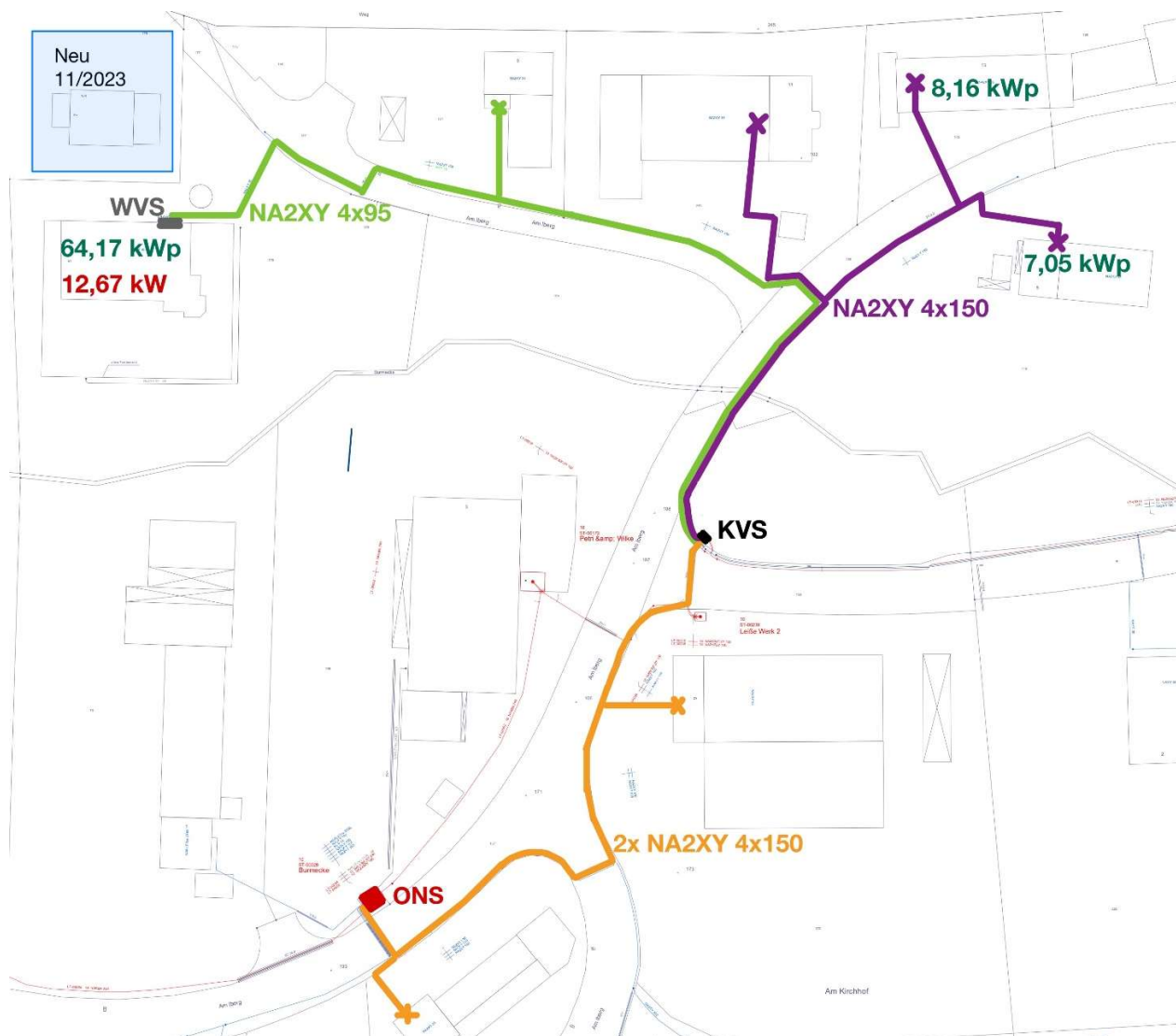


Abbildung 18 - Netzplan Netzgebiet 1

3.1.2 Messaufbau

Die Durchführung einer präzisen und zuverlässigen Messung ist von entscheidender Bedeutung, um die genauen Ursachen für die Spannungserhöhungen im Netzgebiet des Kunden zu ermitteln. Bei der Auswahl der Messstellen wurde besonderes Augenmerk auf die Sicherheit und die praktische Durchführbarkeit gelegt. Aufgrund von Sicherheitsbedenken bei Messungen über längere Zeiträume in Privathaushalten (Hausanschlusskästen), wurden ausschließlich Schaltschränke und ONS als geeignete Messorte beschlossen. Die Messpunkte wurden so gewählt, dass mithilfe der erfassten Daten eine möglichst präzise Aussage über die Spannungsverhältnisse des Niederspannungsstrangs getroffen werden kann.

Bei voller PV-Einspeisung wird die Niederspannungsseite des Transformators als Spannungstiefpunkt des Niederspannungsstrangs eingeschätzt, währenddessen der WVS des Kunden in diesem Moment als höchster Spannungspunkt erwartet wird. Aus diesem Grund wurden diese Netzschnittstellen als Messpunkte für die Messaufzeichnung bestimmt.

Für den Messpunkt im WVS des Kunden wurde der Messaufbau, wie in Abbildung 19 veranschaulicht, installiert. Der Messaufbau vor Ort ist in Abbildung 20 dargestellt. Die Strommessung erfolgte mithilfe von Rogowski-Stromzangen, die eine genaue und nicht-invasive Methode zur Erfassung des elektrischen Stroms bieten. Die Stromzangen wurden für positive Ströme im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) angeschlossen. Die Spannung wurde mittels Federgreifern an den offenen Kontakten des Netzes gemessen.

Für die Aufzeichnung der Messungen kam der Netzanalysator „PQ-Box 100“ des Herstellers „a-eberle“ zum Einsatz. Dieses Messgerät wird seit Jahren in der Firma genutzt und wurde aufgrund seiner bewährten Qualität und Präzision ausgewählt. Der Netzanalysator ermöglicht eine umfassende Analyse der Netzqualität mithilfe der zeitabhängigen Ermittlung des Stroms und der Spannung.

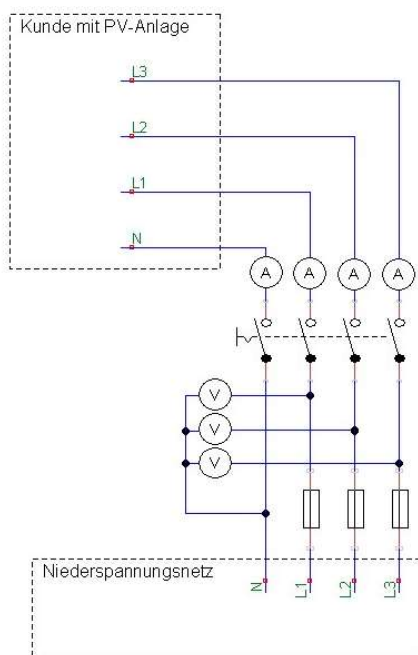


Abbildung 19 - Skizze Messaufbau WVS

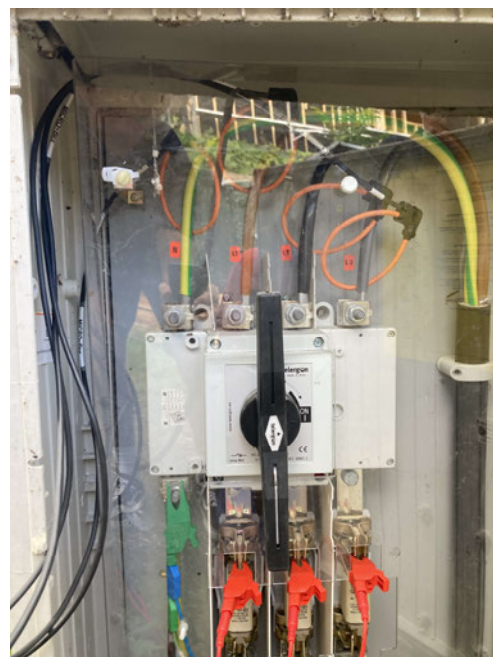


Abbildung 20 - Messaufbau in WVS

Für den Messpunkt in der ONS wurde der Messaufbau installiert, wie es in Abbildung 21 veranschaulicht ist. Der praktische Messaufbau vor Ort wurde mit den identischen Messwerkzeugen wie zuvor durchgeführt und ist in Abbildung 22 zu erkennen. Die Stromzangen wurden im Verbraucherzählpeilsystem (VZS) angeschlossen. Somit gelten Ströme aus dem Transformator in Richtung Niederspannungsstrang als positiv.

Da für den Anschluss der Strommesszangen vor Ort kein spannungsfreier Zustand herstellbar war, wurden die Strommesszangen so angeschlossen, wie es ohne Gefährdung am ein sichersten durchführbar war. Aus diesem Grund sind die Zählpeilrichtungen im WVS und in der ONS nicht identisch.

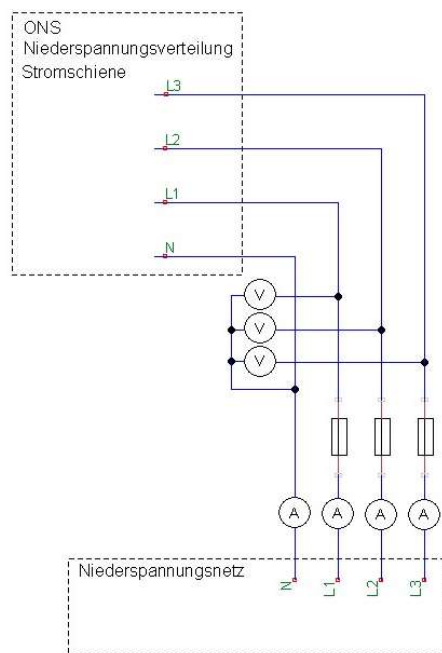


Abbildung 21 - Skizze Messaufbau in ONS

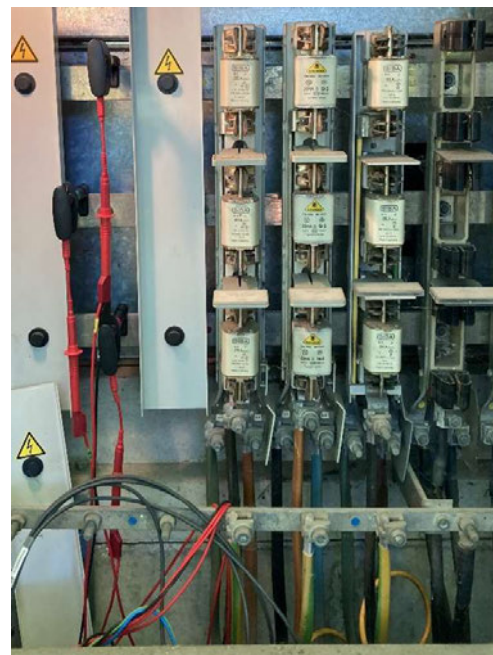


Abbildung 22 - Messaufbau in ONS

Da der Netzanalysator eine begrenzte Speicherkapazität aufweist, jedoch eine Messung über mehrere Tage erforderlich ist, um den Netzzustand in Abhängigkeit von der Wetterlage und den Wochentagen zu analysieren, wurde ein Messintervall von 60 Sekunden gewählt. Durch diese Einstellung ist eine kontinuierliche Aufzeichnung über mindestens eine Woche möglich, während gleichzeitig ausreichend Datenpunkte erfasst werden, um auch kürzere Spannungsänderungen zu erkennen.

Der gewählte Messaufbau ermöglicht es, alle zeitlichen Verläufe der relevanten Parameter des Niederspannungsstrangs zu ermitteln und anhand dieser, Muster sowie Zusammenhänge zu identifizieren.

3.2 Netzgebiet 2

Wie im vorherigen Abschnitt 3.1 wird nun eine weitere Beschwerde eines Kunden behandelt, bei der ebenfalls eine Untersuchung des Netzgebiets durchgeführt wird.

Der Kunde, um den es in diesem Abschnitt geht, bewirtschaftet einen Bauernhof, der sich fernab des Ortskerns befindet. Ende 2022 wurde eine PV-Anlage auf dem Scheunendach des Kunden installiert. Der Bauernhof liegt in etwa 550 Metern Entfernung zur ONS, die sich im Ortskern befindet. Diese ist in der folgenden Geländeübersicht unten rechts zu erkennen. Seit dem Frühjahr 2023 treten bei diesem Kunden wiederholt Probleme mit seiner PV-Anlage auf. Der Wechselrichter unterbricht stets die Einspeisung der PV-Anlage, aufgrund von Nichteinhaltung der Spannungskriterien.

Eine Besonderheit in diesem Fall ist, dass die letzten beiden Bauernhöfe mit dem übrigen Niederspannungsnetz durch eine knapp 100 Meter lange Freileitung verbunden sind, was zu einer gewissen räumlichen Isolation der beiden Netzanschlüsse führt. Der Bauernhof des Kunden und die ONS im Ort sind in der folgenden Geländeübersicht markiert.



Abbildung 23 - Geländeübersicht Netzgebiet 2 [22]

3.2.1 Bestandsaufnahme Netzgebiet

Der Kunde verfügt über eine PV-Anlage mit einer installierten Leistung von 18,4 kWp. Diese Dachanlage ist mit einem dreiphasigen Wechselrichter (Typ: Hanwha Q.Volt-P20T-X) mit dem Stromnetz des Wohnhauses verbunden.

Der gesamte Bauernhof ist über einen WVS am Wohnhaus mit dem Niederspannungsnetz verbunden. Die Zuleitung zu diesem Netzanschlusspunkt ist ein 200 Meter langes Kabel zum nächsten Bauernhof. Das Kabel ist vom Typ NA2XY 4x95 und hat einen Leiterquerschnitt von 95 mm².

Der benachbarte Bauernhof verfügt ebenfalls über eine PV-Anlage mit einer Nennleistung von 45,808 kWp. Die Dachanlage ist über folgende Wechselrichter angeschlossen:

- 3,78 kWp angeschlossen über 1x SMA SB 3300 (einphasig)
- 37,948 kWp angeschlossen über 2x SMA STP 17000-TL (dreiphasig)
- 4,08 kWp angeschlossen über 1x SMA SB 4000TL (einphasig)

Die beiden Bauernhöfe sind über eine 100 Meter lange Freileitung (NFA2X 70+25) mit dem verkabelten Niederspannungsstrang (NAYY 4x150) am Ortsende angeschlossen. Am Ortsende liegt ein weiterer Bauernhof, für den durch das Abrechnungssystem 8,96 kW landwirtschaftliche Last bestimmt wurden. Im Ort befindet sich ein KVS in dem das Kabel vom Ortsende mit dem weiteren Niederspannungsstrang verbunden ist. Der KVS ist über zwei parallel verlegte Kabel (NA2XY 4x150) mit der ONS verbunden. An dieser Strecke ist eine weitere kleine PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 10,62 kWp über drei einphasige Wechselrichter (SMA SB 2500, SB 3800, SB 3300TL HC) angeschlossen. Der Niederspannungsstrang ist als Strahlennetz ab der ONS ausgeführt. In dem Ort sind weitere kleinere Verbraucher angeschlossen, diese müssen für die Messung zunächst nicht im Detail betrachtet werden und sind in dem folgenden Netzplan mit „x“-markiert.

Die ONS ist über ein Kabel an das 10 kV-Mittelspannungsnetz angeschlossen. Der Transformator in der ONS ist stufbar mit $\pm 4\%$ der Nennspannung. Das derzeit mit Stufe drei eingestellte Übersetzungsverhältnis transformiert das Niederspannungsnetz auf 239,2 V bei Nennspannung aus dem Mittelspannungsnetz. Der Netzplan des hier beschriebenen Netzgebiets ist in Abbildung 24 dargestellt. Der vollständige Netzplan befindet sich im digitalen Anhang der Arbeit.

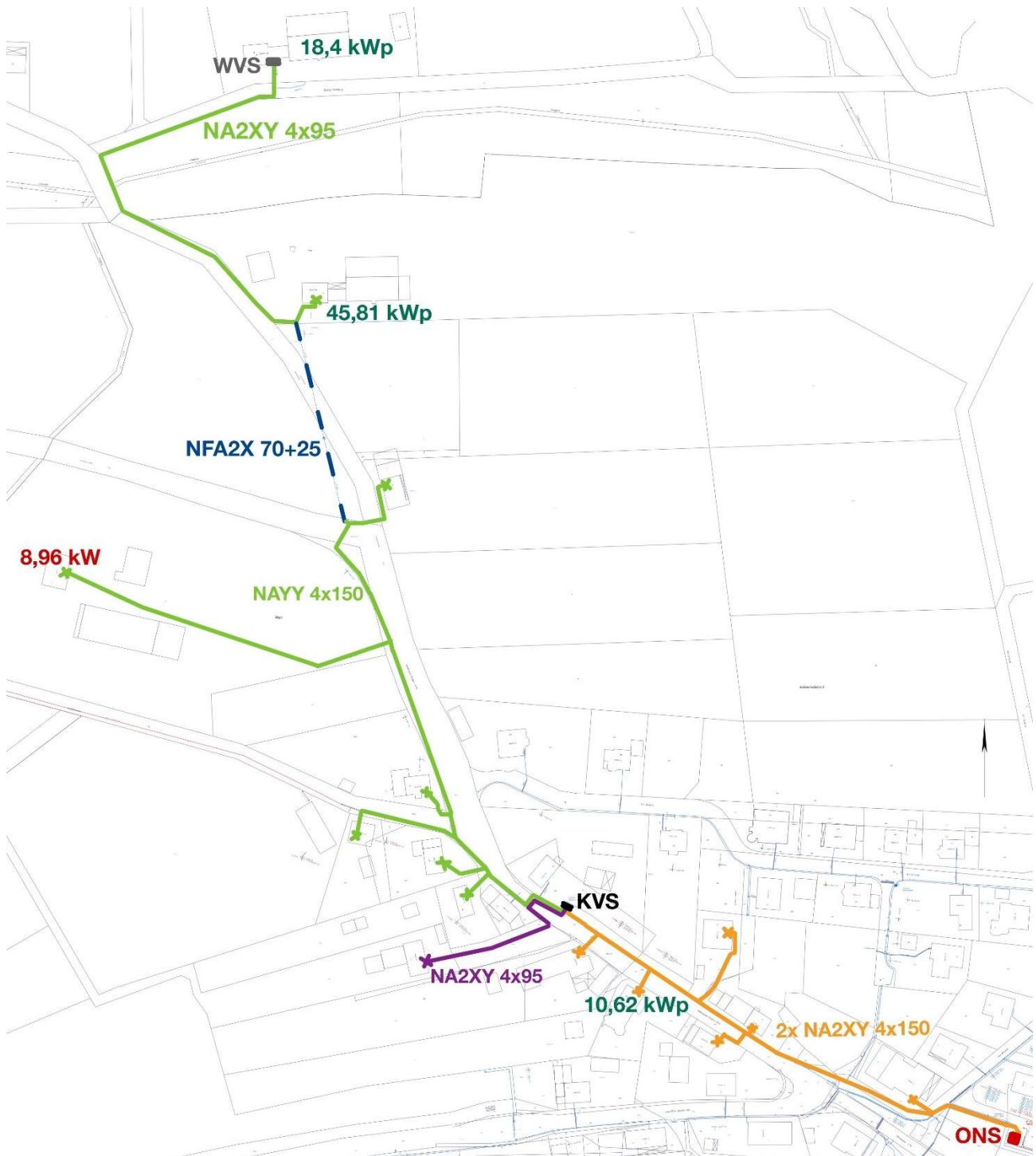


Abbildung 24 - Netzplan Netzgebiet 2

3.2.2 Messaufbau

Die Messpunkte im zweiten Netzgebiet wurden nach denselben Überlegungen und Kriterien wie im ersten untersuchten Netzgebiet ausgewählt.

Wie bereits zuvor wurde entschieden, einen Messpunkt im WVS des Kunden zu installieren. Dieser Standort wurde aufgrund der Annahme ausgewählt, dass er bei voller PV-Einspeisung den höchsten Spannungspunkt im Niederspannungsstrang darstellt. Der Messaufbau bei diesem Kunden entspricht

grundsätzlich dem im WVS des Kunden aus Netzgebiet 1 mit Strommessung im VZS. Der zugehörige Messaufbau ist mit dem in Abschnitt 3.1.2 identisch und wurde deshalb nicht erneut erläutert und dargestellt.

Anstelle der Installation in der ONS wurde für den zweiten Messpunkt entschieden, die Messung im KVS anzuschließen (Abbildung 25 und Abbildung 26). Diese Entscheidung wurde getroffen, weil die Spannung vom KVS zur ONS bei voller PV-Einspeisung aufgrund der Leiterstärke entlang der Strecke kaum sinken sollte. Des Weiteren sollte die Spannungsanhebung durch die PV-Anlage im Ort durch die umliegenden Verbraucher begrenzt werden. So könnte es in Übergangszeiten sogar dazu kommen, dass im KVS eine geringere Spannung als in der ONS oder dem WVS des Kunden anliegt. Dies ist anzunehmen, wenn von den Verbrauchern im Ort, zeitgleich aus der ONS und den PV-Anlagen Energie bezogen wird. Somit sollte mit dem Messpunkt im KVS die präziseste Analyse der Messergebnisse besonders in Bezug auf mögliche Trafostufungen durchgeführt werden können. Die Stromzangen wurden für positiv aufzeichnende Ströme zum Kunden (VZS) angeschlossen.

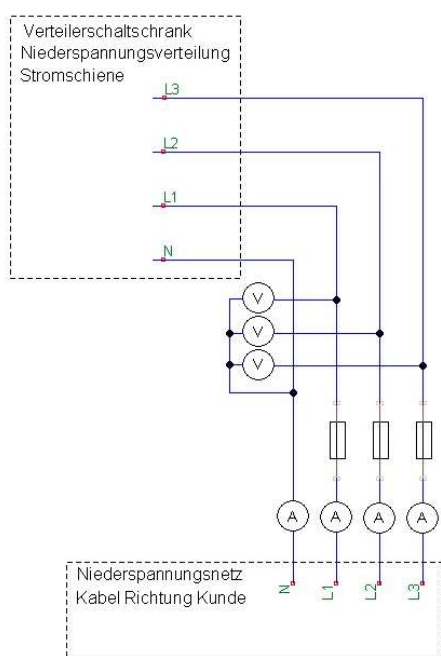


Abbildung 25 - Skizze Messaufbau KVS

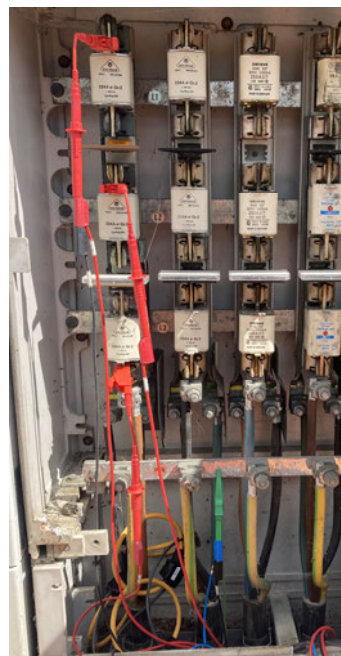


Abbildung 26 - Dokumentation Messaufbau in KVS

3.3 Wetterdaten

Um den Zusammenhang zwischen PV-Einspeisung und Spannungserhöhungen im Niederspannungsnetz validieren zu können, wurde ein Wetterdienst mit lokaler Approximation der Wetterdaten gesucht. Die lokale Approximation des Wetters ist zwingend erforderlich, um die lokalen Solarstrahlungsdaten zu erhalten und so den genannten Zusammenhang eindeutig validieren zu können. Aufgrund dieser Spezifizierung wurde für die Bereitstellung von Wetterdaten der Dienstleister Open-Meteo ausgewählt.

Open-Meteo vereint lokale und globale Wettermodelle von nationalen Wetterdiensten wie dem „Deutschen Wetterdienst“. Open-Meteo kombiniert über 40 Wettermodelle in einer eigenen künstlichen Intelligenz, um so eine präzise, stündliche Approximation des lokalen Wetters vor Ort durchzuführen. Dies gewährleistet höchste Datenqualität und -zuverlässigkeit. [23]

4 Analyse und Auswertung

Die Auswertung der Messergebnisse ist ein entscheidender Schritt im Rahmen der Netzanalyse. Er ermöglicht es, die Auswirkungen der verstärkten dezentralen PV-Einspeisung auf das Niederspannungsnetz zu verstehen. Ziel dieses Kapitels ist es, anhand einer detaillierten Analyse der gesammelten Daten, eine Handlungsempfehlung für den untersuchten Netzabschnitt zu geben.

Im folgenden Abschnitt werden zunächst die erhobenen Messergebnisse präsentiert. Diese umfassen eine Vielzahl von Daten, die, wie im Kapitel zuvor beschrieben, aufgenommen wurden. Für die Auswertung und Darstellung der Daten wird die Software „Win PQ-mobile“ verwendet. Die Software ermöglicht es die gemessenen Messdaten der „PQ-Box 100“ direkt anschaulich darzustellen.

Anschließend erfolgt die Analyse der ermittelten Messergebnisse. Dabei werden nicht nur die Ergebnisse präsentiert, sondern auch mögliche Fehler in der Messung identifiziert und begründet. Bei der Analyse der Messergebnisse wird sich vor allem auf die Spannungsanhebungen fokussiert, da diese die zentrale Aufgabe dieser Arbeit darstellt. Zur Überprüfung des Zusammenhangs zwischen PV-Anlagen und Spannungsanhebungen wird auch die Wirkleistung betrachtet, da diese Aufschluss darüber gibt, wann Energie in das Netz eingespeist oder aus dem Netz entnommen wird. Um validieren zu können, ob die festgestellten Spannungserhöhungen in unmittelbarem Zusammenhang mit den PV-Anlagen stehen, werden die Wetterdaten der Standorte herangezogen.

Basierend auf den Ergebnissen dieser detaillierten Analyse wird im Anschluss eine Auswertung formuliert. Die Auswertung der Analyse zeigt Verknüpfungen und Zusammenhänge in den Messergebnissen auf und fasst diese zu möglichen Ursachen zusammen.

Im darauf folgenden Abschnitt wird auf Grundlage der Auswertung eine fundierte Handlungsempfehlung erarbeitet, die mögliche Maßnahmen zur Verbesserung der Netzstabilität identifiziert. Hierbei wird nicht nur die Auswertung der Messergebnisse betrachtet, sondern auch die Einflussgrößen aus der Bestandsaufnahme des vorliegenden Netzgebiets. Für die Handlungsempfehlung werden wirtschaftliche Aspekte und mögliche technologische Lösungen zusammen betrachtet.

Die gerade genannten Abschnitte dieses Kapitels werden zunächst vollständig mit dem ersten Netzgebiet behandelt, dieser Ansatz ermöglicht eine klare Strukturierung der Analyse und Auswertung der Messergebnisse. Da für das zweite Netzgebiet erste Handlungen während des Projektes durchgeführt wurden, wird die Analyse der Messergebnisse in Netzgebiet zwei in komprimierter Form beschrieben. Anschließend an die Auswertung werden die Resultate der Handlungen in Form von weiteren Messergebnissen präsentiert.

4.1 Ergebnisse Netzgebiet 1

Die folgende Analyse der Messungen und die Auswertung dieser beziehen sich auf das in Abschnitt 3.1 beschriebene Netzgebiet 1.

4.1.1 Messergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Messergebnisse des unter Abschnitt 3.1.2 erläuterten Messaufbaus des ersten Netzgebiets präsentiert. Es werden die ermittelten Spannungswerte über den gesamten Messzeitraum vorgestellt. Aufbauend auf dieser Messreihe wird die Spannungserhöhung durch PV-Einspeisung genauer untersucht. Die weiteren Messwerte befinden sich im digitalen Anhang und werden bei Bedarf in der Analyse hinzugezogen. Die Analyse und nähere Betrachtung einzelner Messwerte erfolgt im nächsten Kapitel.

In den folgenden beiden Abbildungen sind die Messwerte der Leiter-Erd-Spannungen im ersten Netzgebiet über das gesamte Messintervall von sieben Tagen zu erkennen. Zur besseren Leserlichkeit der Arbeit wird die Leiter-Erd-Spannung folgend nur als Spannung bezeichnet. Die gemessenen Spannungen der einzelnen Leiter L1, L2 und L3 gegen Erde sind in Volt auf der Y-Achse entsprechend der Messzeitpunkten auf der X-Achse aufgetragen. Die zu jedem Zeitpunkt angegebene Spannung entspricht dem Mittelwert der Effektivwerte über die Länge des eingestellten Messintervalls (hier 60 Sekunden).

Abbildung 27 illustriert die Messung im WVS des Kunden, bei dem eine nachgeführte PV-Anlage und eine Aufdachanlage installiert sind. Aus der Messaufzeichnung geht hervor, dass das Spannungsniveau im Verlauf eines Tages signifikant variiert. Beispielsweise steigt die anliegende Spannung am Freitagmorgen von etwa 238 V auf über 250 V am Mittag an. Auffällige kurzzeitige Schwankungen in der Spannung, die einem flackernden Signal ähneln, sind insbesondere am Dienstag und Mittwoch ausgeprägt, während sie am Sonntag nahezu ausbleiben.

Generell fällt auf, dass die Spannungen der einzelnen Leiter stark miteinander korrelieren und nur geringfügige Abweichungen in ihren Beträgen aufweisen. Die höchste gemessene Spannung wurde am Samstagmittag mit etwa 253 V erreicht, während das niedrigste Spannungsniveau am Mittwochmorgen bei etwa 236 V lag.

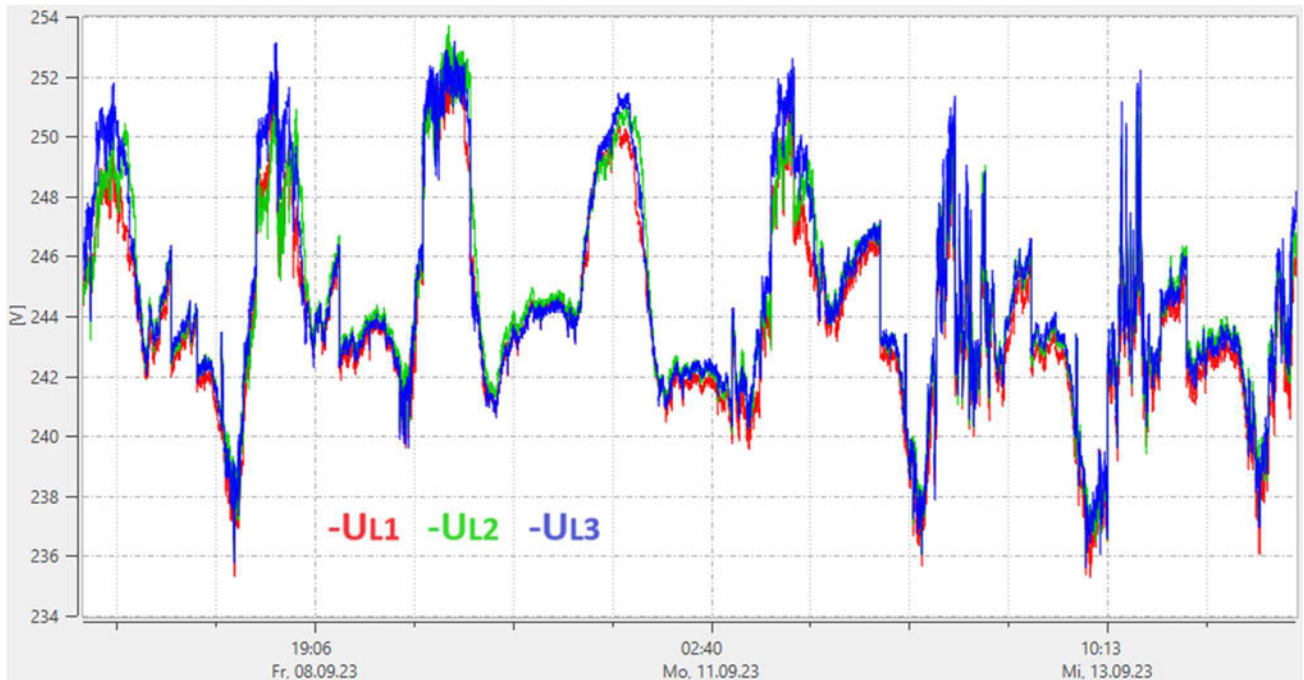


Abbildung 27 - Spannungsmessung in WVS (Netzgebiet 1)

In Abbildung 28 sind die Messaufzeichnungen in der ONS zu denselben Zeitpunkten wie in Abbildung 27 dargestellt. Die Messergebnisse aus der ONS weisen eine ähnliche Charakteristik auf wie die zuvor beschriebenen Messergebnisse aus dem WVS des Kunden. Allerdings gibt es Unterschiede in Bezug auf die Spannungsausschläge.

Beispielhaft schwankt die Spannung am Freitag im Tagesverlauf von 238 V bis 249 V. Das niedrigste Spannungsniveau liegt bei etwa 236 V (Mittwochmorgen), während das höchste Spannungsniveau bei 249 V (Samstagmittag) erreicht wird.

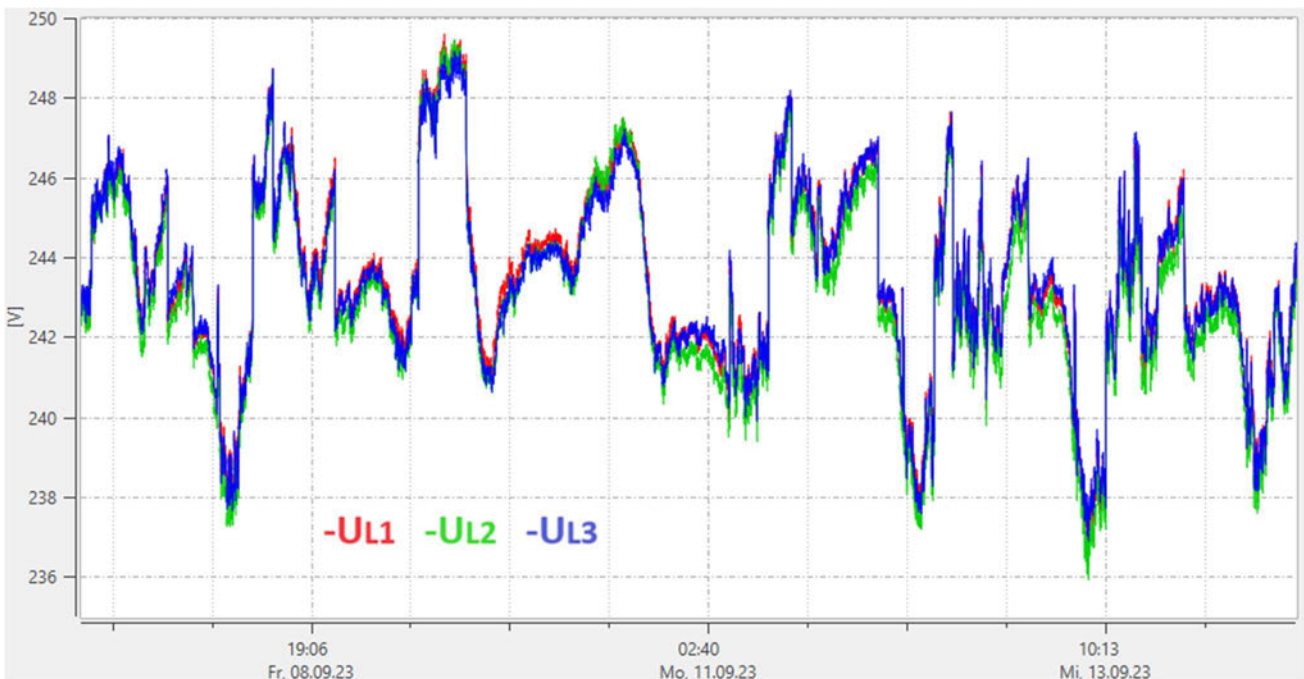


Abbildung 28 - Spannungsmessung in ONS (Netzgebiet 1)

4.1.2 Analyse der Messergebnisse

Im kommenden Abschnitt erfolgt eine detaillierte Analyse der zuvor präsentierten Messergebnisse. Ziel dieser Analyse ist es, den direkten Zusammenhang zwischen den Spannungserhöhungen und der PV-Einspeisung deutlich darzustellen. Hierzu erfolgt ein umfassender Vergleich zwischen dem Verlauf der Spannungen und den Wirkleistungen. Zusätzlich wird eine Validierung des Zusammenhangs durch einen Abgleich der Messwerte mit den entsprechenden Wetterdaten durchgeführt.

Für eine eingehendere Datenanalyse und um mögliche Ausgleichseffekte von Motoren oder anderen größeren Lasten auszuschließen, wurde der Sonntag aus der Messreihe zur genaueren Untersuchung gewählt. In der folgenden Abbildung 29 sind die Verläufe der Spannungen und der Wirkleistungsdaten im Tagesverlauf des Sonntags gemeinsam dargestellt. Die dargestellten Wirkleistungsdaten zeigen, dass tagsüber Energie in das Niederspannungsnetz aus dem Niederspannungsstrang eingespeist wird. Die Leistungseinspeisung in die ONS ist durch eine negative Wirkleistung erkennbar, die aus der negativen Strommessung des Stromflusses in Richtung der ONS resultiert (VZS).

Es ist erkennbar, dass die Spannung mit Beginn der Wirkleistungseinspeisung gegen 8 Uhr allmählich ansteigt. Bis etwa 14 Uhr steigt die Spannung von 244 V auf ihren maximalen Wert von 247 V. Die Gesamtwirkleistung erreicht in diesem Zeitraum einen Spitzenwert von insgesamt 20 kW. Von 14 Uhr bis 19 Uhr sinkt die Spannung um 5 V auf 242 V. Diese Entwicklung der beiden Messreihen verdeutlicht den direkten Zusammenhang zwischen der eingespeisten Wirkleistung in der ONS und dem Spannungsniveau auf der Niederspannungsseite des Transformators. Da keine weiteren Einspeisepunkte im Niederspannungsstrang existieren, lässt sich der Zusammenhang zwischen der eingespeisten Wirkleistung und den PV-Anlagen nahezu unausweichlich ableiten. Dies ist ein entscheidendes Ergebnis für die weitere Analyse.

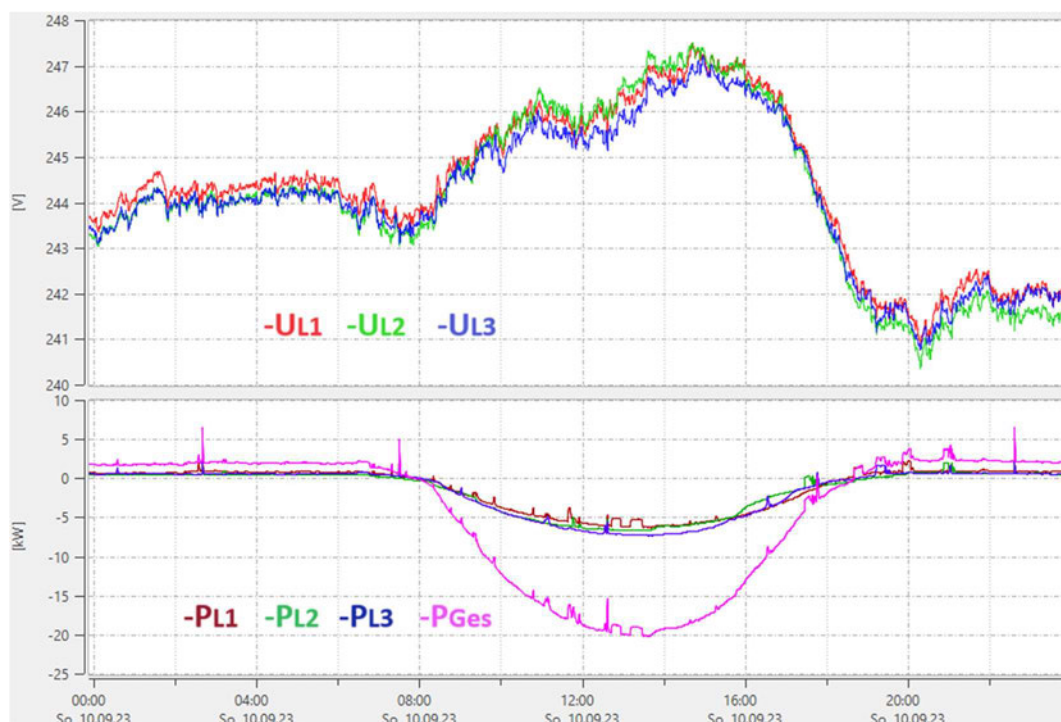


Abbildung 29 - Gegenüberstellung Spannung und Wirkleistung in ONS (Netzgebiet 1)

Zur Validierung dieses Zusammenhangs sind die lokalen Wetterdaten zur direkten Solarstrahlung (DNI¹) und zum Bewölkungsgrad vor Ort in Abbildung 30 dargestellt. Diese Abbildung zeigt, dass an diesem Tag Sonnenschein mit einer maximalen direkten Sonneneinstrahlung von 780 W/m² herrschte. Die Wolkenbedeckung betrug maximal 1,1 %, was bedeutet, dass nahezu keine Wolken die PV-Anlagen in ihrer Stromproduktion hemmten. Dies bestätigt die Annahme, dass die PV-Einspeisung einen direkten Zusammenhang mit dem Spannungsniveau auf der Niederspannungsseite des Transformators aufweist.

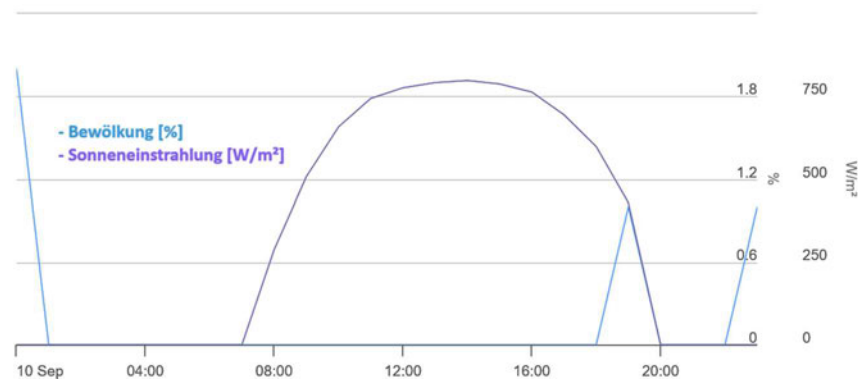


Abbildung 30 - Solarstrahlung und Wolkenbedeckung Sonntag 10.09.2023 (Netzgebiet 1) [23]

In der weiteren Analyse wird der Zusammenhang zwischen der Spannung und der Wirkleistung im WVS des Kunden untersucht. Zudem erfolgt ein Vergleich der Spannungs- und Leistungswerte zwischen den Messergebnissen im WVS des Kunden und denen in der ONS.

Bei der Betrachtung der Spannungen und der Wirkleistungen im WVS des Kunden (siehe Anhang A. Abbildung 7) zeigt sich, dass die Wirkleistung des Leiters L3 nicht mit den Wirkleistungen der Leiter L1 und L2 korreliert. Sie verhält sich gegensätzlich. Dieses Verhalten liegt in der gesamten Messreihe vor und lässt sich nicht mit den Messungen aus der ONS plausibilisieren. Zudem sind Ausgleichsmechanismen im vorliegenden Netz aufgrund der jeweils dreiphasigen Einspeisung der weiteren beiden PV-Anlagen am Niederspannungsstrang ausgeschlossen. Die Ursache für die vermeintlich fehlerhafte Wirkleistungsmessung konnte auf eine antiparallel installierte Strommesszange zurückgeführt werden. Dieser Messfehler wurde nach einer erneuten, manuellen Überprüfung der Stromwerte vor Ort bestätigt.

Aufgrund dieses bestätigten Messfehlers sind die Messergebnisse der Wirkleistungswerte von L3 in dieser Messreihe negiert worden. Die korrigierten Messdaten sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

¹ "Direct Normal Irradiance" gibt an, wie viel Sonnenstrahlung auf eine Fläche pro Quadratmeter in senkrechter Richtung zur Sonne trifft. Diese Art von Sonnenlicht kommt direkt von der Sonne, ohne durch die Atmosphäre gestreut oder reflektiert zu werden.

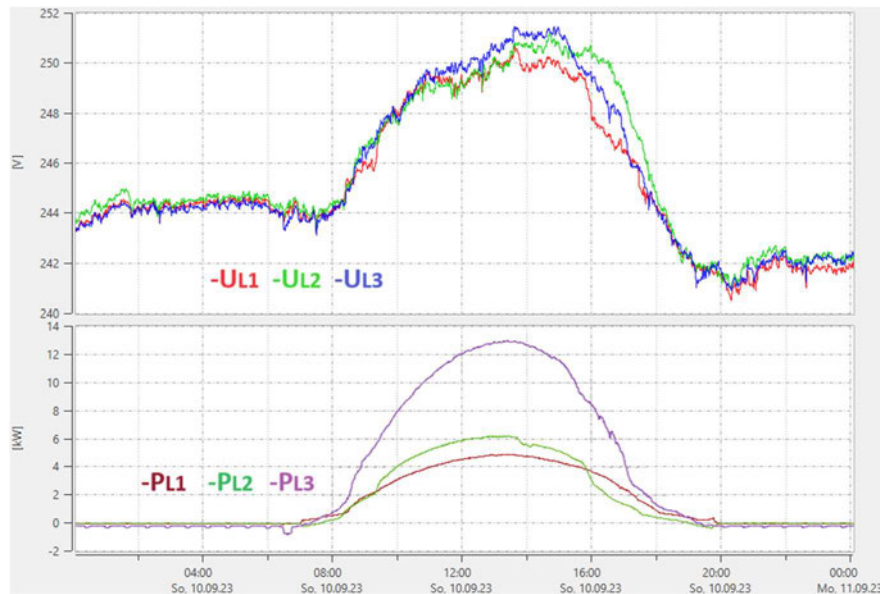


Abbildung 31 - Korrigierte Spannung und Wirkleistung in WVS (Netzgebiet 1)

Aus den überarbeiteten Messergebnissen in Abbildung 31 lässt sich ein ähnlicher Zusammenhang, wie in der ONS, zwischen Spannungs- und Leistungsverlauf erkennen. Allerdings fällt auf, dass der Wirkleistungswert für Leiter L3 deutlich höher ist, mit einem Maximum von 13 kW im Vergleich zu den anderen beiden Leitern (L1, 5 kW und L2, 6 kW). Besonders auffällig ist diese Diskrepanz während des Zeitpunkts der PV-Einspeisung zur Mittagszeit. Die ermittelten Wirkleistungswerte deuten darauf hin, dass möglicherweise eine ungleichmäßige Verteilung der installierten Wechselrichter auf den einzelnen Leitern vorliegt oder, dass eine unterschiedliche Umsetzung der Q(U)-Regelung erfolgt. Beides würde eine Verletzung der TAB, die unter Abschnitt 2.5 beschrieben wurden, darstellen. Zur Überprüfung dieser Hypothesen erfolgt ein Vergleich der Scheinleistung und Blindleistung im WVS des Kunden anhand der beiden folgenden Abbildungen. Da im Setup der PQ-Box die vereinfachte Leistungsberechnung eingestellt wurde, sind die Werte stets positiv.

Wie in Abbildung 32 zu erkennen ist, ähneln sich die abgegebenen Scheinleistungen der einzelnen Leiter in Verlauf und Spitzenwert. Dies zeigt, dass die Wechselrichter gleichmäßig auf den Leitern verteilt sind, und deutet auf unterschiedliche Q(U)-Regelungen der Wechselrichter hin. Dies wird in Abbildung 33 deutlich. Die hier dargestellten Blindleistungen der Leiter L1 und L2 stellen im Tagesverlauf eine maximale Blindleistung von 10 kVar für das Netz bereit während Leiter L3 im gesamten Tagesverlauf keine signifikante Blindleistung bereitstellt.

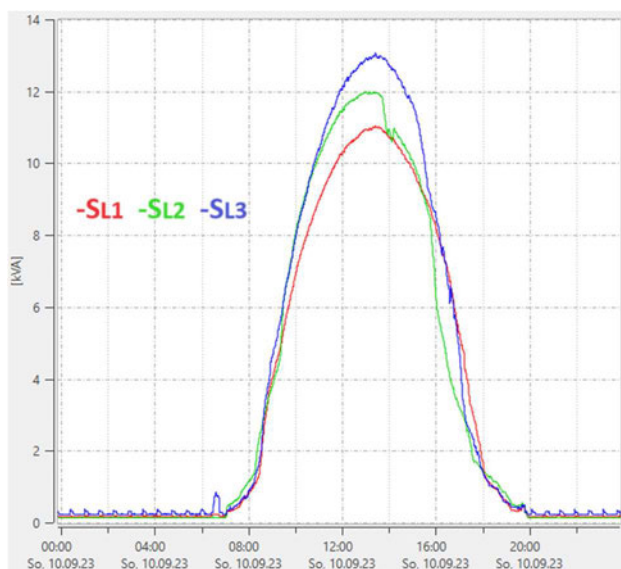


Abbildung 32 - Scheinleistung in WVS (Netzgebiet 1)

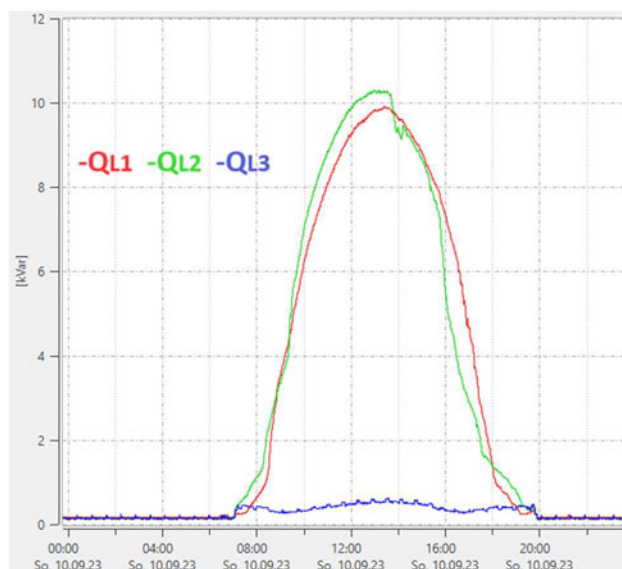


Abbildung 33 - Blindleistung in WVS (Netzgebiet 1)

Vergleicht man die Spannungen in der ONS und im WVS des Kunden stellt man fest, dass die Spannungen zu Beginn und Ende des Tages identisch sind, während sie im Maximum zur Mittagszeit um 4 V abweichen.

Betrachtet man die Spannungswerte der Messreihe beim Kunden im Allgemeinen und untersucht die Einhaltung der maximalen Spannungsänderung von $\pm 10\%$ aus der Norm EN50160, kann man punktuelle Spannungsüberschreitungen der einzelnen Phasen erkennen. Bei der Untersuchung der Prozentualen Spannungsverteilung im WVS des Kunden ist ein Spannungsniveau im Mittel von etwa 6 % über der Nennspannung von 230 V festzustellen. Des Weiteren sind, wie in Tabelle 2 dargestellt, die niedrigsten Spannungswerte im Verlauf der Messreihe niemals unter 2,3 % über der Nennspannung.

Tabelle 2 - Abweichung der Spannungen (UGT^1) WVS (Netzgebiet 1)

	Min	Mittel	Max
UGTL1	2,311 %	6,035 %	10,061 %
UGTL2	2,572 %	6,286 %	10,304 %
UGTL3	2,449 %	6,307 %	10,078 %

4.1.3 Auswertung

Die Auswertung dient dazu, die Erkenntnisse der Analyse zusammenzufassen und die entscheidenden Zusammenhänge hervorzuheben. Dies ermöglicht es, klare Rückschlüsse auf die Auswirkungen der verstärkten dezentralen PV-Einspeisung, auf die Netzstabilität, in den untersuchten Gebieten zu ziehen. Zudem sollen in diesem Kapitel die Grundlagen für die Formulierung von Handlungsempfehlungen zur Verbesserung der Netzqualität geschaffen werden.

¹ Voltage greater threshold - alle Messwerte größer der Nennspannung werden verwendet zur Berechnung

Die eingehende Analyse der Messdaten aus Netzgebiet 1 hat bedeutende Erkenntnisse geliefert, wobei eine der zentralen Erkenntnisse darauf hinweist, dass die Leiter im untersuchten Netzgebiet unterschiedliche Q(U)-Regelungen aufweisen. Dies zeigt sich besonders deutlich in den Blindleistungswerten, die in Leiter L3 signifikante Abweichungen im Vergleich zu den Leitern L1 und L2 aufweisen. Eine konsistente Q(U)-Regelung der Wechselrichter ist für die Betreiber von PV-Anlagen verpflichtend, um die Spannungserhöhung am Netzanschlusspunkt zu begrenzen.

Ähnliche Nichteinhaltungen der Q(U)-Regelung wie im Netzgebiet 1 wurden im Rahmen einer umfangreichen Untersuchung von zahlreichen Niederspannungsnetzanschlüssen der Westnetz GmbH festgestellt. Hierbei wurde ermittelt, dass 50 % der Erzeugungseinheiten am Niederspannungsnetz der Westnetz GmbH nicht die Vorgaben der TAB-Niederspannung zur Spannungs- und Blindleistungsregelung erfüllen. [20]

Die erhöhten Spannungen am Netzanschluss durch Nichteinhaltung der Blindleistungsregelung führen zu einer ineffizienten Nutzung des vorhandenen Niederspannungsnetzes. Die Einhaltung der Q(U)-Regelung ist von essenzieller Bedeutung, um das vorhandene Niederspannungsnetz für die zunehmende PV-Einspeisung zu optimieren. Dies unterstreicht auch eine Veröffentlichung von Martin Heidl von der Fronius International GmbH. Im Rahmen des Projekts "morePV2grid" wurden geeignete lokale Regelungskonzepte für PV-Wechselrichter entwickelt und validiert. Die Ergebnisse der Studie betonen die erhebliche Bedeutung der Einhaltung der Blindleistungsregelung. So kann die Blindleistungsregelung eine Kompensation der Spannungsanhebung im Bereich von 20 % bis 80 % erreichen. Die Wirksamkeit der Blindleistungsregelung hängt stark vom R/X-Verhältnis des Netzes ab, so liegt der typische Kompensationsgrad bei modernen Netzen, wie dem hier Ausgewerteten, bei etwa 30 %. [24]

Eine weitere Erkenntnis aus der vorausgegangenen Analyse ist der direkte Zusammenhang aus der PV-Einspeisung und der Erhöhung der Spannung im Niederspannungsnetz. Es ist zu bedenken, dass die maximale direkte Solarstrahlung in diesem Messzeitraum bei 780 W/m^2 lag. An sonnenreichen Tagen im Hochsommer kann dieser Wert um 9 % auf 850 W/m^2 steigen. [23] Aufgrund der zuvor gewonnenen Erkenntnisse und des Zusammenhangs aus Sonneneinstrahlung und Spannungsverlauf ergibt sich, dass die Spannungen an diesen Tagen das vorgegebene Spannungsband überschreiten.

Die Auswertung der hierfür verantwortlichen Faktoren ist von entscheidender Bedeutung, um klare Handlungsanweisungen zu entwickeln. Wie in 2.2.1 erläutert ist, wird das vom Lastfluss abhängige Spannungsniveau am Verbraucher von Übertragungsverlusten im Netz beeinflusst. Der Spannungsbandbereich lässt sich wie erläutert in verschiedene Sektoren einteilen. So stehen für die Spannungsanhebung durch Erzeugungsanlagen (EZA) im NS-Netz 3 % zur Verfügung. Dies bedeutet, dass sich in diesem Netzgebiet die Spannung von der ONS zum Netzanschluss des Kunden um 6,9 V (3 %) erhöhen darf. Um die maximale Spannungserhöhung von 10 % am Netzanschluss einzuhalten, beträgt die maximal zulässige Spannung auf der Niederspannungsseite des Ortsnetztransformators 7 %. Dieser Wert entsteht aus der in der Norm EN 50160 festgelegten maximalen Spannungserhöhung am Netzanschlusspunkt des Kunden (10 %) abzüglich der genannten 3 % für die Spannungsanhebung der EZA im NS-Netz (hier zwischen ONS und WVS des Kunden).

Die bei maximaler eingespeister Wirkleistung von insgesamt 24 kW auftretenden Spannungsdifferenzen auf dem Leiter von der ONS zum WVS des Kunden betragen 4 V. Diese

entstehende Spannungserhöhung von der Ortsnetzstation zum Netzanschlusspunkt des Kunden entsprechen 1,74 %. Die Spannungserhöhung liegt somit im zulässigen Bereich der für EZA im Niederspannungsnetz gestatten Spannungserhöhung von 3 %.

Bei Betrachtung der Spannungswerte in der Ortsnetzstation fällt auf, dass die Spannungswerte von 249,6 V zur Mittagszeit im September bereits die Obergrenze von 7 % um 1,4 % überschreiten. Diese Überschreitung verdeutlicht, dass Maßnahmen zur Reduzierung des Spannungsniveaus an dieser Stelle in Erwägung gezogen werden sollten.

4.1.4 Handlungsempfehlung

In diesem Abschnitt werden Empfehlungen zu den Optimierungen und Erweiterung des Netzes erörtert, um den gestiegenen Anforderungen durch dezentrale PV-Einspeisung gerecht zu werden. Hierfür werden die aus der Auswertung gewonnenen Erkenntnisse herangezogen, um eine umfassende Handlungsempfehlung für das Netzgebiet zu entwickeln. Diese Empfehlung berücksichtigt nicht nur die ausgewerteten Messwerte, sondern dient als ganzheitliche Betrachtung des Netzgebiets. Ein Augenmerk liegt dabei auch auf der Identifizierung möglicher Netzengpassstellen. Die Spannungsqualität und Leistungskapazität eines Niederspannungsnetzes werden in der Regel durch Engpassstellen begrenzt, weshalb die Identifikation dieser von großer Bedeutung ist, um geeignete Netzverstärkungsmaßnahmen zu planen.

Um die optimalen Maßnahmen zur Einhaltung der Spannungskriterien gemäß EN 50160 zu identifizieren, ist es von entscheidender Bedeutung, eine umfassende Übersicht über die verfügbaren technologischen Lösungen zu erhalten.

Bei der Betrachtung des bestehenden Niederspannungsnetzes und der Schwerpunktsetzung auf die Spannungshaltung ergeben sich die folgenden Netzverstärkungsmaßnahmen, die aus Abschnitt 2.2.2 abgeleitet können:

- Manuelle Stufungen des Transformators in der ONS
- Einbau von Regelbarem Ortsnetztransformator
- Parallelbetrieb von Niederspannungskabeln (Ringbetrieb)
- Aufteilung des Niederspannungsnetzes durch weitere ONS
- Niederspannungsnetz durch zusätzliche Leitungen erweitern
- Bestehende Leitungen verstärken

In Anbetracht der detaillierten Auswertung der Messergebnisse und Berücksichtigung des vorliegenden Netzgebiets ergeben sich mehrere sinnvolle Netzverstärkungsmaßnahmen. Die folgende Reihenfolge der empfohlenen Netzverstärkungsmaßnahmen ist anhand des NOVA-Prinzips (2.2.3) auf die Aspekte Wirtschaftlichkeit, Technik und Zuverlässigkeit angepasst. Diese Netzverstärkungsmaßnahmen dienen als Handlungsempfehlung für die Netzplanung zur Sicherstellung der Spannungsqualität.

1. Kontrolle der Q(U) Regelung

Die Auswertung der Messdaten in Netzgebiet 1 hat bedeutsame Erkenntnisse hervorgebracht, insbesondere wurde deutlich, dass die verschiedenen Leiter in diesem Netzgebiet unterschiedliche Q(U)-Regelungen aufweisen. Eine Einhaltung der Q(U)-Regelung ist für Betreiber von PV-Anlagen verpflichtend und von großer Wichtigkeit für die optimale Auslastung des Niederspannungsnetzes. Daher sollte der Kunde umgehend dazu angewiesen werden die Einstellungen seiner Wechselrichter prüfen zu lassen.

2. Stufung des Transformators

Aus der Untersuchung der Spannungswerte der Niederspannungsseite des Transformators ergab sich, dass die Spannungen im September bereits punktuell die Grenze zur maximalen Spannungsanhebung in der ONS überschreiten. In Anbetracht dieser Erkenntnis und der nicht absehbaren Unterschreitung der unteren Spannungsgrenze bei vollem Lastbezug¹ sollte der Transformator herabgestuft werden. Die Bestandsaufnahme des Netzgebiets zeigt, dass der Transformator derzeit auf Stufe drei eingestellt ist. Hier empfiehlt sich eine Herabstufung auf Stufe zwei, um die Spannung der Niederspannungsseite um etwa 2,5 % auf eine Niederspannung von 230 V (bei 10 kV Mittelspannung) zu reduzieren. Eine weitere Herabstufung des Transformators ist grundsätzlich aus den Auswertungen denkbar, sollte aber erst nach erneuter Prüfung der Spannungen in den Wintermonaten und Anbindung des neuen Firmengeländes am Niederspannungsstrang in Betracht gezogen werden.

3. Verstärkung Netzengpassstelle

Bei der Analyse der Spannungserhöhungen über dem Leiter konnte festgestellt werden, dass diese mit nur 4 V bei maximaler Einspeisung deutlich innerhalb der zulässigen Grenzen liegen. Betrachtet man das vorliegende Netz kann man feststellen, dass die Spannungsdifferenz hauptsächlich von dem Kabel aus dem KVS zum Kunden (Leiterquerschnitt: 95 mm²) kommen, da der Leiterquerschnitt pro Leiter vom KVS zur ONS (2x150mm²) um den Faktor 3,2 größer ist. Unter Berücksichtigung des neu anzuschließenden Firmengeländes und der dadurch entstehenden höheren Ströme über das Kabel mit 95 mm² Leiterquerschnitt, kann zu einer optionalen Verstärkung des Netzabschnitts geraten werden.

Für das hier vorliegende Niederspannungsnetz sollte mit Einhaltung der Anschlussbedingungen, der zweckgemäßen Stufung des Transformators und der Verstärkung der Netzengpassstelle in Zukunft nicht mit größeren Umbaumaßnahmen gerechnet werden müssen. So sollte auch bei steigendem Ausbau der PV-Anlagen im Netzgebiet die Grenze der Aufnahmefähigkeit von PV-Einspeisung nicht erreicht werden. Diese Aussage wird aus der Dissertation „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen“ [25] von Georg Kerber bestätigt. Das hier untersuchte Netzgebiet entspricht der Netzstruktur „Gewerbegebiet“ aus der Dissertation, für die ohne Ausbaumaßnahmen eine PV-Einspeisung deutlich über 30 kW je Anschluss als problemlos bestimmt wurde.

¹ 4V Spannungsverlust über dem Leiter vom WVS des Kunden zur ONS bei 24 kW Wirkleistungseinspeisung

4.2 Ergebnisse Netzgebiet 2

Die nachfolgende Analyse der Messwerte und ihre Auswertung beziehen sich auf das im Abschnitt 3.2 beschriebene Netzgebiet 2. Die Analyse der Messwerte wurde kurz zusammengefasst und hat unmittelbar zu Handlungsanweisungen geführt, die im Verlauf des Projekts umgesetzt wurden. Die Ergebnisse dieser Handlungsanweisungen werden im abschließenden Abschnitt des Kapitels präsentiert.

4.2.1 Analyse Messergebnisse

In der Analyse der Spannungen zeigt sich eine wiederkehrende Beobachtung: Die Spannungen steigen regelmäßig zur Mittagszeit an. Dies legt nahe, dass die PV-Anlagen einen Einfluss auf die Spannungserhöhungen in dem untersuchten Netzgebiet ausüben. Um diesen Einfluss genauer zu untersuchen, wurden die Messergebnisse der Spannungen im WVS des Kunden mit den Wirkleistungsverläufen für Samstag und Sonntag in Abbildung 34 miteinander verglichen. Die Wahl dieser beiden Tage erfolgte, da angenommen wird, dass die Lasten der Verbraucher an diesen Tagen am geringsten sind, was die Auswirkungen der PV-Einspeisung im Netz besonders deutlich macht. Die vollständigen Messreihen der Spannungen im KVS im Ort und im WVS des Kunden befinden sich im Anhang unter II.II.

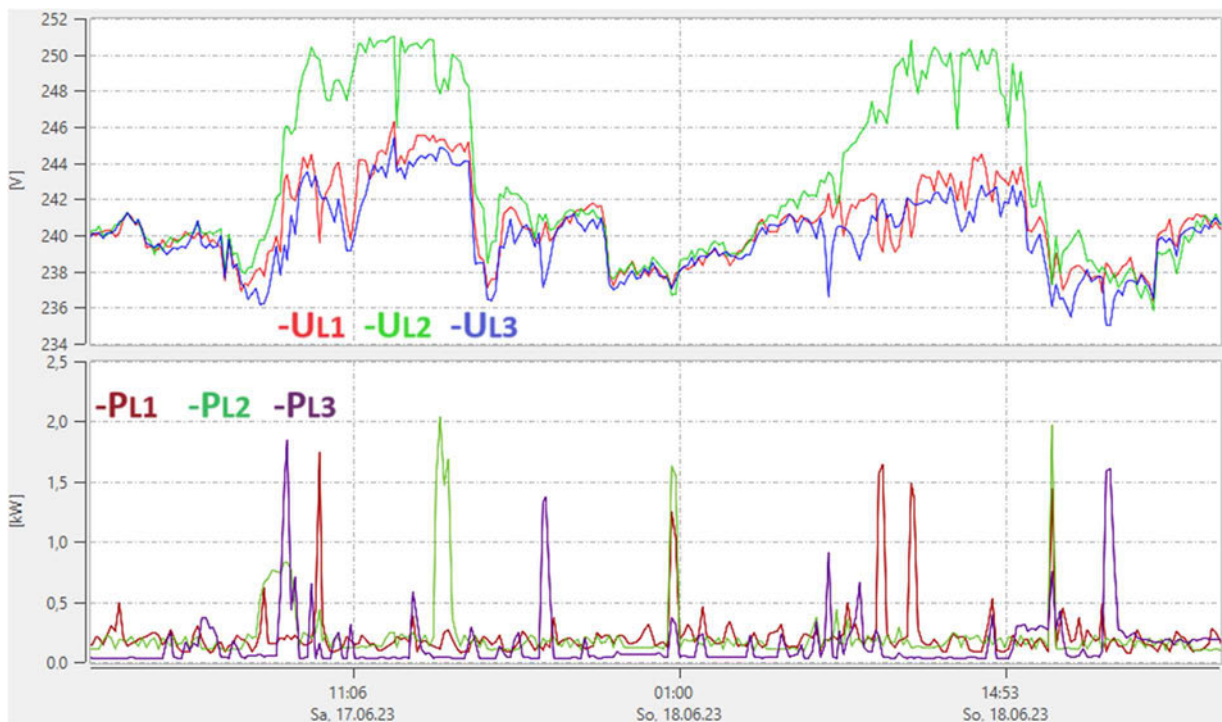


Abbildung 34 - Gegenüberstellung Spannung und Wirkleistung in WVS des Kunde (Netzgebiet 2)

In der vorliegenden Gegenüberstellung der Messergebnisse, wie sie in Abbildung 34 dargestellt ist, wird eine signifikante Spannungserhöhung auf Leiter L2 im Niederspannungsnetz des Kunden im Vergleich zu den Leitern L1 und L3 deutlich. Bereits morgens zeigt sich eine Spannungsdivergenz zwischen den Leitern, die sich im Verlauf des Vormittags weiter verstärkt. Zur Tagesmitte beträgt die Spannungsdivergenz zwischen L2 und den Leitern L1 und L3 etwa 8 V. Interessanterweise liegen die Spannungsniveaus der einzelnen Leiter nachts nahezu übereinander, was auf ähnliche Spannungsverluste in den Leitern hinweist und auf eine Abhängigkeit zur Tageszeit bzw.

Sonneneinstrahlung hindeutet. Aufgrund dessen ergibt sich aus den Messergebnissen der Verdacht, dass die einphasigen Wechselrichter im Niederspannungsstrang nicht gleichmäßig auf den drei Leitern verteilt sind.

In der Betrachtung des allgemeinen Spannungsniveaus fällt auf, dass die Spannungswerte, selbst bei erhöhtem Verbrauch, mindestens 234 V betragen. Und somit stets 1,7 % über der Nennspannung von 230 V liegen. (siehe Anhang A.Tabelle 1)

Der Maximalwert der Spannung auf Leiter L2 erreicht 251 V, was zwar innerhalb des zulässigen Spannungsbereichs von ± 10 V liegt, jedoch ist aus den Wirkleistungsmessungen ersichtlich ist, dass die PV-Anlage des Kunden keine Wirkleistung in das Netz einspeist. Auch die Messungen der Schein- und Blindleistung zeigen keine signifikante Einspeisung. (siehe Anhang A.Abbildung 10)

Diese Beobachtungen deuten darauf hin, dass die Anlage bereits aufgrund der morgendlichen Spannungsdifferenz vom Netz getrennt wurde. Wechselrichter verfügen über Schutzeinrichtungen, die auf Über- oder Unterspannung reagieren (2.5.4). Es ist denkbar, dass der Überspannungsschutz bereits morgens ausgelöst hat oder dass die Netzüberwachung ein Signal zur Trennung der Anlage aufgrund der Spannungsdifferenz zwischen den Leitern gesendet hat. Die genauen Grenzwerte für diese Schutzmaßnahmen fehlen jedoch in den Datenblättern des Wechselrichters.(siehe Anhang II.III)

In der weiteren Analyse wurden die Spannungen und die Wirkleistungen aus den Messungen des KVS im Ort miteinander verglichen. Wie in Abbildung 35 deutlich zu erkennen ist, weist hier der Leiter L1 eine deutlich höhere Spannung auf als die Leiter L2 und L3. Es ist wahrscheinlich, dass die Leiter L1 und L2 an einer Schnittstelle im Niederspannungsstrang vertauscht wurden. Diese Verdrehung von zwei Leitern ist im Niederspannungsnetz nicht unüblich, da keine verbindliche Drehfeldrichtung vorgeschrieben ist. Zudem gibt es im vorliegenden Niederspannungsstrang keine weiteren größeren Lasten oder Einspeiser, die die Spannungen in einem solchen Maße verschieben könnten. Daher kann angenommen werden, dass die Leiter L1 und L2 vom WVS des Kunden zum KVS im Ort vertauscht wurden, wovon auch für die weitere Analyse ausgegangen wird.

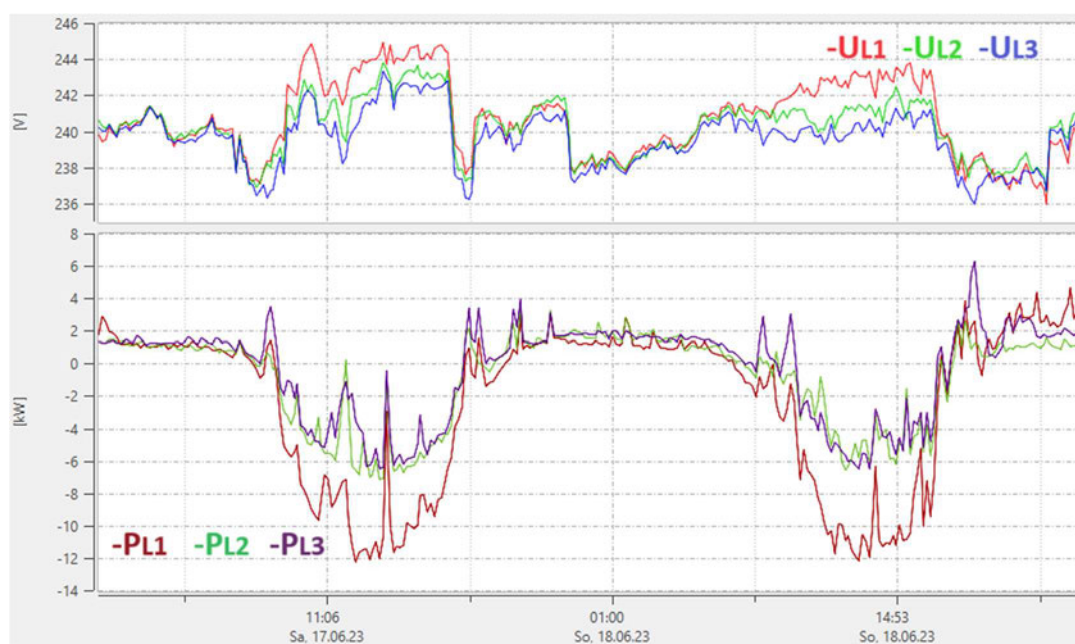


Abbildung 35 - Gegenüberstellung Spannung und Wirkleistung in KVS in Ort (Netzgebiet 2)

Um die Mutmaßung der ungleichmäßig verteilten Wechselrichter zu stützen, wurde die Wirkleistung der einzelnen Leiter betrachtet (VZS). Hier fällt auf, dass die eingespeiste Wirkleistung des Niederspannungsstrangs über Leiter L1 teilweise doppelt so hoch ist wie die Wirkleistungseinspeisung über die beiden anderen Leiter L2 und L3.

Wie schon in der Betrachtung des allgemeinen Spannungsniveaus im WVS des Kunden befindet sich auch das Spannungsniveau der Messreihe im KVS, im Mittel mit 4,2 %, über der Nennspannung. Der niedrigste Spannungswert der gesamten Messreihe liegt bei 2,1 % über 230 V. (siehe Anhang A.Tabelle 2)

Zur Validierung der Zusammenhänge zwischen den Spannungserhöhungen und der PV-Einspeisung im Niederspannungsnetz wurden die lokalen Wetterdaten hinzugezogen. Diese Wetterdaten sind in der folgenden Abbildung 36 dargestellt. Die hohe Sonneneinstrahlung am Samstag und zu Teilen auch am Sonntag im Verlauf der Messdatenaufzeichnung bestätigt die identifizierten Zusammenhänge.

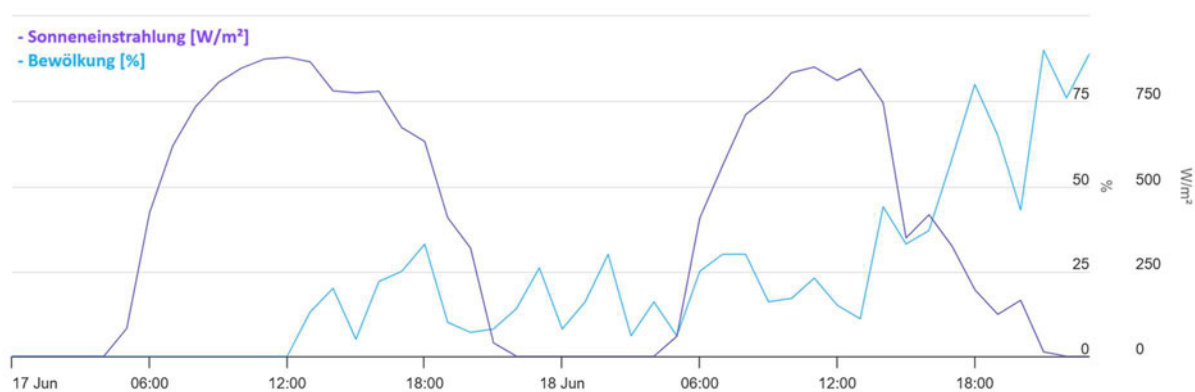


Abbildung 36 - Wetterdaten 17.6.-18.6 (Netzgebiet 2)

4.2.2 Handlungsanweisungen

In Anbetracht der durchgeführten Analyse ergaben sich zwei unmittelbare Handlungsanweisungen zur Sicherstellung der Spannungsqualität.

Überprüfung der Wechselrichterinstallation: Es wurde angewiesen, die Installation der Wechselrichter im Niederspannungsstrang zu überprüfen, um sicherzustellen, dass diese sachgemäß installiert sind. Hier sollten alle PV-Anlagen am Niederspannungsstrang überprüft werden, die sich zwischen dem Kunden und dem KVS im Ort befinden. Wie unter Abschnitt 2.5.2 bereits erläutert, ist die gleichmäßige Verteilung der Wechselrichter auf die Leiter für die Betreiber von PV-Anlagen verpflichtend.

Herabstufung des Transformators in der ONS: Aufgrund der auch unter Energiebezugs erhöhten Spannungen im WVS des Kunden, ist eine Herabstufung des Transformators als sinnvoll erachtet worden. Das allgemein erhöhte Spannungsniveau des KVS unterstützt diese Anweisung. Die Bestandsaufnahme des Netzgebiets ergab, dass der Transformator derzeit auf Stufe drei betrieben wird, was einer Transformation von 10 kV Eingangsspannung auf 239,2 V Ausgangsspannung entspricht. Da der Kunde der letzte Abnehmer am Niederspannungsstrang ist und somit bei vollem Energiebezug das niedrigste Spannungsniveau aufweist, empfiehlt sich die Herabstufung des Transformators auf Stufe zwei (230 V Niederspannung). Hierdurch sollte die Spannung im WVS des Kunden stets auf einem stabilen Niveau im Bereich der Nennspannung liegen.

Diese beiden Maßnahmen sollten dazu beitragen, die Spannungsprobleme im Netz zu reduzieren und die Aufnahmefähigkeit der gesamten PV-Einspeisung am vorliegenden Niederspannungsnetz zu ermöglichen. Die unsachgemäße Installation der Wechselrichter und der nicht ideal eingestellte Transformator sind wesentliche Faktoren, die die Überschreitung des Spannungsbandes im WVS des Kunden beeinträchtigen. Daher sollten diese Schritte umgehend umgesetzt werden, um die vorhandenen Spannungsprobleme zu beseitigen.

4.2.3 Resultat der Handlungen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der zuvor beschriebenen Handlungsanweisungen präsentiert. Zur Überprüfung dieser Anweisungen wurde die gleiche Messkonfiguration im WVS des Kunden wie zuvor installiert. Messungen im KVS oder in der ONS wurden aus Effizienzgründen nicht erneut durchgeführt.

Die Überprüfung der Installation der Wechselrichter im Niederspannungsstrang am benachbarten Bauernhof bestätigte die Annahme, dass zwei einphasige Wechselrichter an einem Leiter angeschlossen waren. Infolgedessen erhielt der Betreiber der PV-Anlage umgehend die Anweisung, die Wechselrichter auf zwei Leiter zu verteilen.

Die Ergebnisse der folgenden Spannungsmessung verdeutlichen die Wirksamkeit der Handlungsanweisung zur verteilten Installation der Wechselrichter. Die Spannungen der einzelnen Leiter liegen nun wesentlich näher beieinander. Die Spannungen der Leiter L2 und L3, auf denen die beiden einphasigen Wechselrichter jetzt installiert sind, liegen leicht über der Spannung von Leiter L1.

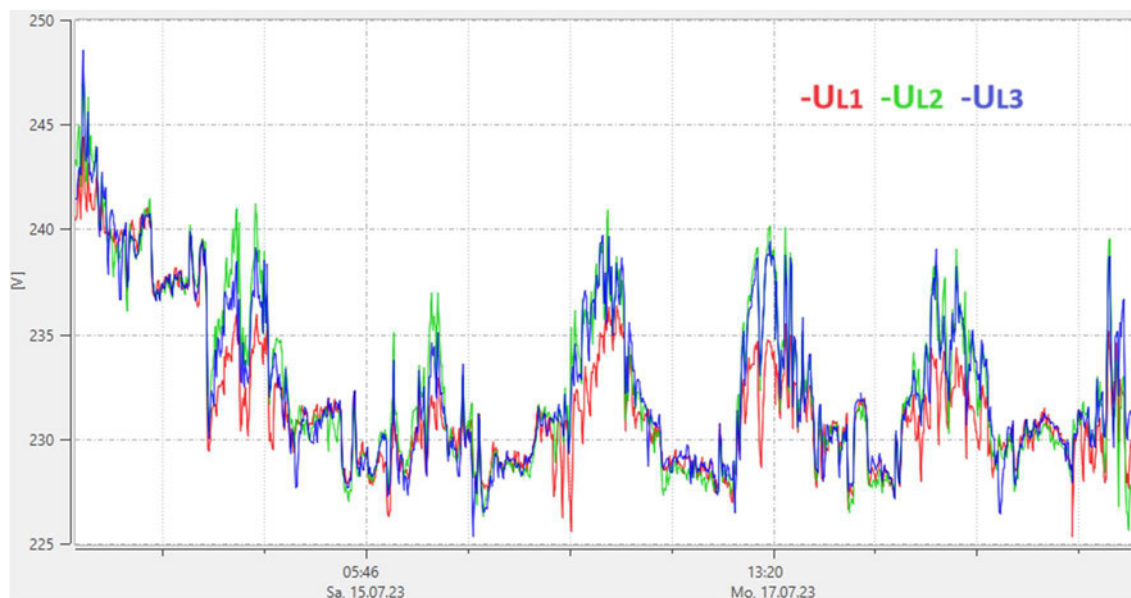


Abbildung 37 - Spannungsmessung in WVS 2. Messreihe (Netzgebiet 2)

Die Stufung des Transformators in der örtlichen ONS wurde während der in Abbildung 37 dargestellten Messreihe erfolgreich durchgeführt. Deutlich ist zu erkennen, dass die Spannungen im WVS des Kunden am Freitagmorgen, zum Zeitpunkt des Umschaltens, um etwa 8 V entsprechend der Stufung von zwei auf eins abnahmen.

Es ist zu beachten, dass die Wetterbedingungen während der zweiten Messreihe größtenteils bewölkt waren, und daher nur in kurzen Zeitabschnitten, wie beispielsweise am Montagmittag, eine erhöhte PV-Einspeisung erfolgte (siehe Anhang A.Abbildung 11). Dennoch kann Anhand von Tabelle 3, gezeigt werden, dass eine deutlich größere Aufnahmefähigkeit von PV-Einspeisung in Bezug auf die Einhaltung der Spannungsgrenzen im vorliegenden Netzgebiet möglich ist. So lag die Abweichung der Spannung nach der Stufung des Transformators niemals höher als 4,8 % über 230 V. Darüber hinaus zeigt Tabelle 3, dass die Abweichung unter der Nennspannung (ULT¹) mit -2 % auch während des Lastbezugs weit über der Grenze von -10 % liegt. Dies bedeutet, dass selbst bei größerem Lastbezug, wie Nutzung von E-Ladesäulen oder fluktuierenden Spannungsschwankungen aus dem Mittelspannungsnetz, die Spannung im WVS des Kunden nicht unter 207 V absinkt.

Tabelle 3 - Abweichung Spannung zu Nennspannung 2 (WVS-Kunde, Netzgebiet 2)

	Min	Mittel	Max
ULTL1	-2,004 %	-0,226 %	0,000 %
ULTL2	-1,880 %	-0,230 %	0,000 %
ULTL3	-2,023 %	-0,202 %	0,000 %
UGTL1	0,000 %	0,491 %	2,769 %
UGTL2	0,000 %	0,901 %	4,878 %
UGTL3	0,000 %	0,851 %	4,219 %

Wie diese Messungen nach den getroffenen Maßnahmen zeigen, ist eine direkte Verbesserung der Spannungsverhältnisse im Netz eingetroffen. Hierdurch zeigt sich, dass im vorliegenden Niederspannungsnetz, mit Einhaltung der Technischen Anschlussbedingungen und der zweckgemäßen Stufung des Transformators, die Einhaltung der Spannungsgrenzen gegeben sind. Das aktuelle NS-Netzgebiet bietet durch diese Netzoptimierungsmaßnahmen weitere Aufnahmefähigkeit für Leistungseinspeisung aus PV-Anlagen.

Ein Ausbau des Netzes, sei es der Leiter oder der Transformatoren, um die gesamte PV-Leistung aufzunehmen, ist bei aktuellem PV-Ausbau im Netzgebiet nicht nötig. Betrachtet man allerdings das vorliegende Netzgebiet, zeigen sich viele mögliche PV-Ausbaufächen, beispielweise auf den Dächern der weiteren Bauernhöfe am Niederspannungsstrang. Hierdurch lässt sich unter dem aktuell wachsendem PV-Ausbau und den zuvor gewonnen Erkenntnissen ableiten, dass das vorliegende Netzgebiet ohne weitere Netzverstärkungsmaßnahmen in Zukunft an die Grenze der Aufnahmefähigkeit stoßen könnte.

Dies wird in der Dissertation von Georg Kerber [25] bestätigt. Das hier untersuchte Netzgebiet (3.2.1), entspricht einer Mischung aus Landnetzen und Dorfnetzen aus der Dissertation. Aus den Ergebnissen geht hervor, dass durch den Anteil von landwirtschaftlichen Gebäuden und der damit verbundenen großen möglichen Einspeiseleistung die Kapazität des Niederspannungsnetzes überschritten wird. Des Weiteren ist das PV-Potenzial aufgrund der höheren Bebauungsdichte im Ort nicht zu vernachlässigen.

¹ Voltage lower threshold – zeigt alle Messwerte kleiner der Nennspannung

Dies zeigt, dass die PV-Einspeisung wie in Netzgebiet 2, bei aktuellem Wachstum des Ausbaus von PV-Anlagen, schnell die maximale Aufnahmefähigkeit des Netzes überschreitet. Infolgedessen muss in Zukunft in vergleichbaren Netzgebieten über größere Netzumstrukturierungen, wie Aufteilung des Niederspannungsnetzes oder Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren, nachgedacht werden.

5 Zusammenfassung

Aufgrund des Ausstiegs aus der Atomenergie und der verpflichtenden Einhaltung des Pariser Klimaabkommens ist der Umstieg auf Erneuerbare Energien in Deutschland unausweichlich. Somit bekommt die Zunahme von PV-Energie am deutschen Strommarkt eine immens große Bedeutung. Dieses Ziel wird durch das neue EEG stark gefördert, allerdings entstehen hierdurch bereits heute große Herausforderungen für die Verteilnetzbetreiber. Eine der größten Hürden bei der Integration der PV-Anlagen ins Niederspannungsnetz, ist die Einhaltung der Spannungsgrenzen aus der EN 50160.

Ziel dieser Arbeit bestand darin, die entstehenden Spannungserhöhungen im Niederspannungsnetz aus vermehrter dezentraler PV-Einspeisung eingehend zu untersuchen und mithilfe von Netzoptimierungsmaßnahmen die Integrationskapazität der PV-Einspeisung zu erhöhen.

Für die Bestimmung der Einflüsse der PV-Einspeisung auf das Niederspannungsnetz wurden zwei repräsentative Niederspannungsnetze genauer untersucht. Die Methodik der Untersuchung erfolgte anhand einer umfangreichen Bestandsaufnahme der Netzgebiete und anschließender Installation von Messgeräten. Aus der Auswertung der durchgeführten Messungen konnten mehrere Handlungsanweisungen abgeleitet werden, die es ermöglichen mehr PV-Einspeisung in den Niederspannungsnetzen zu integrieren.

Aus den Analysen der Messungen bestätigte sich in beiden Netzgebieten, dass die PV-Anlagen entscheidende Auswirkungen auf die lokalen Spannungserhöhungen haben. Besonders deutlich war dies im ersten Netzgebiet, wo Grenzwertüberschreitungen der Spannungen bei intensiver Sonneneinstrahlung festgestellt werden konnten. Auf Grund der bestätigten Annahme des Zusammenhangs aus PV-Einspeisung und lokaler Spannungserhöhung, wurde eine detaillierte Auswertung der spezifischen Einflussfaktoren durchgeführt.

Im ersten Netzgebiet wurde eine ungleichmäßige Verteilung der Wirkleistungen auf den Leitern festgestellt. Die Auswertung der Blindleistungen zeigte, dass ein Wechselrichter falsch eingestellte $Q(U)$ -Regelungen aufweisen muss, was eine Nichteinhaltung der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) bedeutet.

Auch im zweiten Netzgebiet wurde eine Verletzung der TAB festgestellt. Hier wurden die Vorgaben der maximalen Schiefast von einphasigen Wechselrichtern nicht eingehalten. Die Leiter im Niederspannungsstrang wiesen während erhöhter PV-Einspeisung hohe Differenzen im Spannungsniveau auf. Die ausgewertete ungleichmäßige Verteilung der Wechselrichter auf den Leitern wurde im Verlauf der Arbeit überprüft und bestätigt. Die Missachtung der TAB im zweiten Netzgebiet, verhinderte die Einspeisung von weiteren PV-Anlagen im Niederspannungsstrang.

Die Erkenntnis, dass die Anschlussbedingungen in beiden Fällen nicht eingehalten wurden und dies die PV-Einspeisung im Niederspannungsnetz limitierte, unterstreicht die Bedeutung der TAB.

Die Analyse der Spannungsniveaus ergab, dass sowohl im ersten als auch im zweiten Netzgebiet der letzte Verbraucher des Niederspannungsstrangs erhöhte Spannungen aufwies. So lagen die Spannungen selbst bei Lastbezug ohne PV-Einspeisung stets über der Nennspannung. Aus dieser Auswertung konnte für beide Netzgebiete eine Stufung der Ortsnetztransformatoren abgeleitet werden.

In Netzgebiet 2 konnte erwiesen werden, dass die Stufung des Transformators und die Einhaltung der TAB zu einer klaren Verbesserung der Spannungsqualität führte. Diese vergleichsweise einfachen Maßnahmen sicherten die Einhaltung der EN 50160 und erhöhten die Aufnahmefähigkeit des Niederspannungsnetzes für mehr PV-Einspeisung.

Des Weiteren wurde gezeigt, dass die maximale Aufnahmefähigkeit von PV-Einspeisung für die Niederspannungsnetze stark von der lokalen Netzstruktur abhängt. So konnte abgeleitet werden, dass durch die Stufung des Transformators, die Einhaltung der TAB und einer Netzverstärkung in Netzgebiet 1 auch in Zukunft keine Limitierung der PV-Einspeisung vorliegen sollte. Wohingegen bei steigendem PV-Ausbau in Netzgebiet 2, mit größeren Erweiterungsmaßnahmen der Netzstruktur gerechnet werden kann, um die maximale PV-Einspeisung ins Netz zu integrieren.

Insgesamt verdeutlichen diese Ergebnisse die Wichtigkeit der TAB und die Notwendigkeit, die Netzinfrastuktur an die wachsende dezentrale PV-Einspeisung anzupassen. Es wurde gezeigt, dass durch Netzoptimierungen, wie die manuelle Stufung eines Transformators, weitere Einspeisung aus PV-Anlagen ermöglicht wird und die Spannungsqualität gewährleistet werden kann.

6 Ausblick

Die erzielten Erkenntnisse präsentieren nicht nur eine Momentaufnahme der aktuellen Herausforderungen, sondern geben auch Ausblick für innovative Lösungsansätze und strategische Entwicklungen.

Die Einhaltung der Technischen Anschlussbedingungen stellt einen bedeutenden Schritt dar, um die maximale Aufnahmefähigkeit der Niederspannungsnetze zu gewährleisten. Aufgrund der bewiesenen Missachtung und der dadurch limitierten PV-Einspeisung, ist eine Implementierung fortschrittlicher Überwachungsverfahren zur Prüfung der Wechselrichterinstallation denkbar.

Die Einführung verpflichtender Speicher bei großen PV-Anlagen könnte ein vielversprechender Ansatz zur Netzoptimierung sein. Hiermit könnten Spannungsspitzen in Zeiten von hoher Einspeisung geglättet werden, indem die Energie aus den PV-Anlagen in den Speichern gepuffert wird. Die gespeicherte Energie könnte zu Zeiten geringerer Einspeisung, beispielsweise nachts, kontrolliert ins Netz eingespeist werden. Hierdurch würde die vorhandene Netzinfrastuktur optimiert genutzt und die Spannungsqualität verbessert.

Die stets wechselnden Lastflussrichtungen stellen bereits heute eine große Herausforderung dar. Doch insbesondere vor dem Hintergrund der wachsenden Belastung durch E-Ladesäulen und

PV-Anlagen, die den Lastfluss in beide Richtungen verstärken, ist der Einsatz von regelbaren Transformatoren auch in Niederspannungsnetzen in Zukunft sehr wahrscheinlich.

Eine vielversprechende Perspektive liegt zudem in der Verknüpfung von Elektroautos und PV-Anlagen. Durch intelligente Steuerungssysteme können Lastflüsse optimiert werden, um sowohl die Anforderungen der Elektromobilität zu erfüllen, als auch die zu hohen Spannungen im Niederspannungsnetz zu senken. Dieser Ansatz verknüpft die entstehenden Herausforderungen zu neuen Chancen für eine effiziente Nutzung der vorhandenen Netzressourcen.

Abschließend verdeutlicht dieser Ausblick, dass die behandelten Themen nicht nur als Lösungsansätze fungieren, sondern auch Anstoß für zukünftige Forschungen und Entwicklungen bieten. Die Anpassung der Niederspannungsnetze an die kommenden Herausforderungen erfordert eine fortlaufende Innovationsbereitschaft und eine enge Zusammenarbeit zwischen Wissenschaft, Industrie und Regulierungsbehörden.

7 Quellenverzeichnis

- [1] „Bundesministerium für Wirtschaft und Klima,“ 2022. [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2022/10/05-neuer-schwung-fuer-erneuerbare-energien.html>. [Zugriff am 29.8.2023].
- [2] D. H. Wirth, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2023.
- [3] A. Probst, „Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung,“ Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik der Universität Stuttgart, Stuttgart, 2014.
- [4] R. H. V. Q. G. W. Mike Zehner, „Photovoltaik - eine Technologie als Perspektive für das 21. Jahrhundert,“ Hochschule Rosenheim, Rosenheim, 2013.
- [5] M. R. A. S. A. H. S. W. Jasmin Hengstler, „Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen,“ Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP, Stuttgart, Dessau-Roßlau, März 2021.
- [6] K. F. Schäfer, Netzberechnung - Verfahren zur Berechnung elektrischer, Wuppertal: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2023.
- [7] „Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz,“ [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/abbildung-das-deutsche-stromnetz.html>. [Zugriff am 14.9.2023].
- [8] „Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz,“ 12.09.2014. [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html>. [Zugriff am 18.09.2023].
- [9] W. GmbH, „Westnetz,“ [Online]. Available: <https://www.westnetz.de/de/ueber-westnetz/unser-unternehmen/wir-ueber-uns.html>. [Zugriff am 18.09.2023].
- [10] „EnArgus,“ Forschungszentrum Jülich GmbH, [Online]. Available: https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d10822-2/*/*Ringnetz.html?op=Wiki.getwiki. [Zugriff am 18.09.2023].
- [11] „Die Netzqualitätskriterien nach EN 50160,“ eco-grid, 2019. [Online]. Available: https://eco-grid.eu/wp-content/uploads/2016/05/EVU-DIN_EN_50160.pdf. [Zugriff am 02.10.2023].
- [12] P. D.-I. O. Brückl, „Spannungshaltung,“ Institut für Netz – und Anwendungstechnik GmbH, [Online]. Available: <https://spannungshaltung.de/grundlagen/>. [Zugriff am 19.09.2023].

- [13] R. S. G. B. A. K. Lan LIU, „Bewertung der Netzverstärkungsmaßnahmen zur Senkung der Nichtverfügbarkeit von Niederspannungsnetzen,“ Symposium Energieinnovation, Graz/Austria, 2014.
- [14] W. GmbH, „Netzausbauplan Hochspannung 2022,“ Dortmund, 2021.
- [15] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, Elektrische Energieversorgung, Hamburg: Springer Vieweg, 2013.
- [16] V. Crastan, Elektrische Energieversorgung 1, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2015.
- [17] P. D.-I. K. Mertens, Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, München: Carl Hanser Verlag, 2022.
- [18] „Energie-Experten,“ 2023 04 18. [Online]. Available: <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/planung/vde-ar-n-4105>. [Zugriff am 04 10 2023].
- [19] „VDE FNN,“ [Online]. Available: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/sicherer-betrieb-dez/studien/studie-statische-spannungshaltung>. [Zugriff am 04 10 2023].
- [20] W. GmbH, „Q(U)-Blindleistungsregelung,“ 2022.
- [21] „Google Earth,“ GeoBasis-DE/BKG (©2009), 20 04 2020. [Online]. Available: <https://earth.google.com/web/search/Siedlinghausen,+Winterberg/@51.23968044,8.48663906,529.89409256a,557.18095925d,35y,-0h,0t,0r/data=CigiJgokCevCkWBloEIAEaESQBdajklAGckr5eSuyyFAIUJZHdAW0yBAMikKJwolCiExUTEzemVxRzFvZ2NwTzhjWllfUU1IVDIDOFNjYmhtcTkgAToDCgEw>. [Zugriff am 17 10 2023].
- [22] „Google Earth,“ 26 07 2019. [Online]. Available: https://earth.google.com/web/search/Dreislar,+Medebach/@51.15210223,8.68819275,396.10233852a,1640.71055172d,35y,0h,0t,0r/data=CigiJgokCUCGieArn0IAEVDXJrM7nklAGXRVra4B_yBAIT6Yv_H08SBAMikKJwolCiExUTEzemVxRzFvZ2NwTzhjWllfUU1IVDIDOFNjYmhtcTkgAToDCgEw. [Zugriff am 19 10 2023].
- [23] P. Zippenfenig, „Open-Meteo,“ OpenMeteo Zippenfenig, [Online]. Available: <https://www.open-meteo.com>. [Zugriff am 27 10 2023].
- [24] C. W. D. H. Martin Heidl, „morePV2grid, More functionalities for increased integration of PV into grid,“ Fronius International GmbH, Wels, 2013.
- [25] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen,“ TU München, München, 2011.
- [26] P. D. h. B. Schieferdecker, „Repräsentative VDEW- Lastprofile,“ Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Cottbus, 1999.

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Netto Zubau PV-Leistung [2]	1
Abbildung 2 - Spannungsebenen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung [7].....	5
Abbildung 3 - Gesamtleitungslängen der Spannungsebenen im deutschen Verteilnetz (2012) [8]	6
Abbildung 4 - Beispiel Ringnetz mit geöffneten Trennstellen [10].....	7
Abbildung 5 - Beispielhafte Aufteilung Spannungsband [9].....	10
Abbildung 6 - T-Ersatzschaltbild Transformator [6].....	13
Abbildung 7 - Ersatzschaltbild Leitung vereinfacht [16]	14
Abbildung 8 - Vereinfachtes ESB für Leitungen und Transformatoren [12].....	15
Abbildung 9 - Spannungsfall in der komplexen Ebene [12].....	16
Abbildung 10 - Typischer Aufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage [17]	17
Abbildung 11 - Aufbau eines traflosen String-Wechselrichters [17]	18
Abbildung 12 - Selbstgeführter einphasiger Wechselrichter [17]	19
Abbildung 13 - Prinzip des dreiphasig einspeisenden Wechselrichters [17].....	19
Abbildung 14 - Effekt der Blindleistungseinspeisung [17]	20
Abbildung 15 - Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie [18]	21
Abbildung 16 - Standardkennlinie Q(U)-Regelung [20]	22
Abbildung 17 - Geländeübersicht Netzgebiet 1 [21]	25
Abbildung 18 - Netzplan Netzgebiet 1	27
Abbildung 19 - Skizze Messaufbau WVS	28
Abbildung 20 - Messaufbau in WVS.....	28
Abbildung 21 - Skizze Messaufbau in ONS.....	29
Abbildung 22 - Messaufbau in ONS	29
Abbildung 23 - Geländeübersicht Netzgebiet 2 [22]	30
Abbildung 24 - Netzplan Netzgebiet 2	32
Abbildung 25 - Skizze Messaufbau KVS	33
Abbildung 26 - Dokumentation Messaufbau in KVS.....	33
Abbildung 27 - Spannungsmessung in WVS (Netzgebiet 1)	36
Abbildung 28 - Spannungsmessung in ONS (Netzgebiet 1)	36
Abbildung 29 - Gegenüberstellung Spannung und Wirkleistung in ONS (Netzgebiet 1).....	37
Abbildung 30 - Solarstrahlung und Wolkenbedeckung Sonntag 10.09.2023 (Netzgebiet 1) [23]	38
Abbildung 31 - Korrigierte Spannung und Wirkleistung in WVS (Netzgebiet 1)	39
Abbildung 32 - Scheinleistung in WVS (Netzgebiet 1)	40
Abbildung 33 - Blindleistung in WVS (Netzgebiet 1)	40
Abbildung 34 - Gegenüberstellung Spannung und Wirkleistung in WVS des Kunde (Netzgebiet 2) ..	44
Abbildung 35 - Gegenüberstellung Spannung und Wirkleistung in KVS in Ort (Netzgebiet 2)	45
Abbildung 36 - Wetterdaten 17.6.-18.6 (Netzgebiet 2).....	46
Abbildung 37 - Spannungsmessung in WVS 2. Messreihe (Netzgebiet 2).....	47

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 - Vorgeschriebene Schaltgrenzen des NA-Schutzes für PV-Anlagen [18]	23
Tabelle 2 - Abweichung der Spannungen (UGT) WVS (Netzgebiet 1)	40
Tabelle 3 - Abweichung Spannung zu Nennspannung 2 (WVS-Kunde, Netzgebiet 2)	48

Anhang

I.	Grundlagen	57
I.I.	Aufgaben Verteilnetzbetreiber	57
I.II.	Solarzellen	58
II.	Messergebnisse	61
II.I.	Netzgebiet 1	61
II.II.	Netzgebiet 2	62
II.III.	Datenblatt Wechselrichter	65
III.	Abbildungsverzeichnis Anhang	67
IV.	Tabellenverzeichnis Anhang	67

I. Grundlagen

I.1. Aufgaben Verteilnetzbetreiber

Elektrische Energie hat an der Übergabestelle viele Eigenschaften, die einen Einfluss auf den Stromnutzen haben. Diese Eigenschaften ändern sich während des Normalbetriebes eines Netzes durch Lastschwankungen, Störeinflüssen von bestimmten Anlagen und das Auftreten von Fehlern, die hauptsächlich durch äußere Ereignisse verursacht werden. EN 50160 beschreibt die Eigenschaften der elektrischen Energie durch Angaben über den

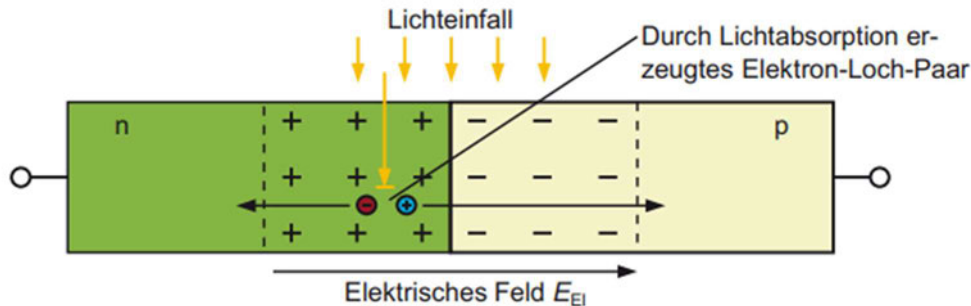
Verlauf der Netzwechselspannung. Im Sinne der bestmöglichen Nutzung elektrischer Energie ist es wünschenswert, dass die Versorgungsspannung eine konstante Frequenz, eine perfekte Sinus-Kurvenform und eine konstante Höhe aufweist. Zweck der EN 50160 Norm ist deshalb, die Netzqualitätskriterien hinsichtlich Höhe, Kurvenform, Frequenz und Symmetrie der drei Leiter-spannungen zu definieren und zu beschreiben.

Kriterien der Versorgungsspannung	Werte/Wertebereiche	Mess- und Auswerteparameter	
	Niederspannung	Basisgröße	Integrationsintervall
Frequenz (Bei Verbindung zu einem Verbundnetz)	49,5 Hz bis 50,5 Hz (-1 % bis 1 %) 47 Hz bis 52 Hz (-6 % bis +4 %)	Mittelwert	10 s
Langsame Spannungsänderungen	230 V ± 10 % -15 % - 230 V - +10 %	Effektivwert	10 min
Schnelle Spannungsänderungen	5 % Max. 10 %	Effektivwert	10 ms
Flicker (Festlegung nur für Langzeitflicker)	PR = 1	Flicker- algorithmus	2 h
Spannungseinbrüche (< 1 min)	Einige 10 bis 1000 pro Jahr (Unter 90 % Un und > 1 % Un)	Effektivwert	10 ms
Spannungseinbrüche (< 1 s)	(Die Mehrzahl der Einbrüche ist < 1 s und ≥ 40 % Un)		
Kurze Versorgungsunterbrechungen (< 3 min)	Einige 10 bis mehrere 100 pro Jahr (Unter 1 % Un)	Effektivwert	10 ms
Zufällige lange Versorgungsunterbrechungen (> 3 min)	Einige 10 bis 50 pro Jahr (Unter 1 % Un)	Effektivwert	10 ms 10 ms
Zeitweilige netzfrequente Überspannungen (Außenleiter – Erde)	Meist < 1,5 kV	Effektivwert	Kein
Transiente Überspannungen (Außenleiter – Erde)	Meist < 6 kV	Scheitelwert	10 min
Spannungsunsymmetrie (Verhältnis Gegen- zu Mitsystem)	Meist 2 % in Sonderfällen bis 3 %	Effektivwert	10 min
Oberschwingungsspannung	Gesamtüberschwingungsgehalt (THD) 8 % Einzelne Oberschwingungen: Ordnung h, Uh in % Ungerade/ nicht vielfache von 3 5 6,0 % 7 5,0 % 11 3,5 % 13 3,0 % 17 2,0 % 19 1,5 % 23 1,5 % 25 1,5 % Gerade/ vielfache von 3 2 2,0 % 3 5,0 % 4 1,0 % 9 1,5 % Restlichen 6 - 24 0,5 %	Effektivwert	
Zwischenharmonische Spannung		Effektivwert	10 min
Signalspannungen		Effektivwert	10 min

A.Abbildung 1 - Netzqualitätskriterien nach EN 50160 [8]

I.II. Solarzellen

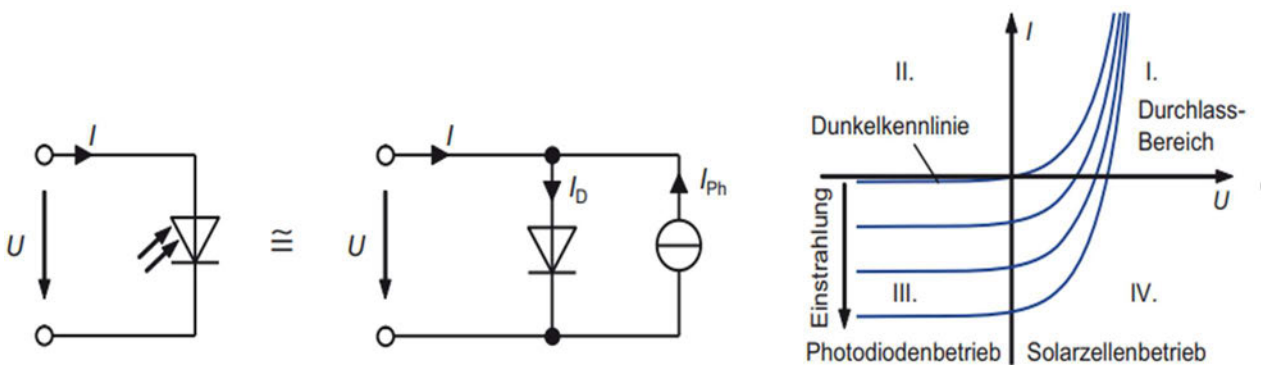
Eine hilfreiche Grundlage zur Erklärung der Funktionsweise einer Solarzelle ist die Photodiode. Eine Photodiode kann im einfachsten Sinne als ein pn-Übergang¹ betrachtet werden, der seitlich von Licht bestrahlt wird (A.Abbildung 2). [17]



A.Abbildung 2 - Beleuchteter pn-Übergang Photodiode [17]

Wenn Photonen in die Photodiode eindringen, werden sie absorbiert und erzeugen dort Elektron-Loch-Paare. Diese Elektron-Loch-Paare werden anschließend durch das elektrische Feld in der Raumladungszone voneinander getrennt und in ihre jeweiligen Bereiche zurück transportiert. Das heißt Elektronen zur n-Seite und Löcher zur p-Seite. An diesen Bereichen sind sie die vorherrschenden Ladungsträger, was die Wahrscheinlichkeit für unerwünschte Rekombinationen verringert. An den Kontaktstellen kann der erzeugte Strom nun abgenommen werden. Da dieser Strom durch die Absorption von Photonen entsteht, wird er als Photostrom I_{ph} bezeichnet.

Wir können vereinfacht annehmen, dass jedes aufgenommene Photon ein Elektron-Loch-Paar erzeugt und somit zur Erzeugung des Photostroms I_{ph} beiträgt. Dadurch steht der Photostrom in proportionalem Verhältnis zur Bestrahlungsstärke E . In der folgenden Abbildung ist dieser Zusammenhang sowie das ESB der Photodiode in Verbraucherzählpfeilrichtung dargestellt. [17]



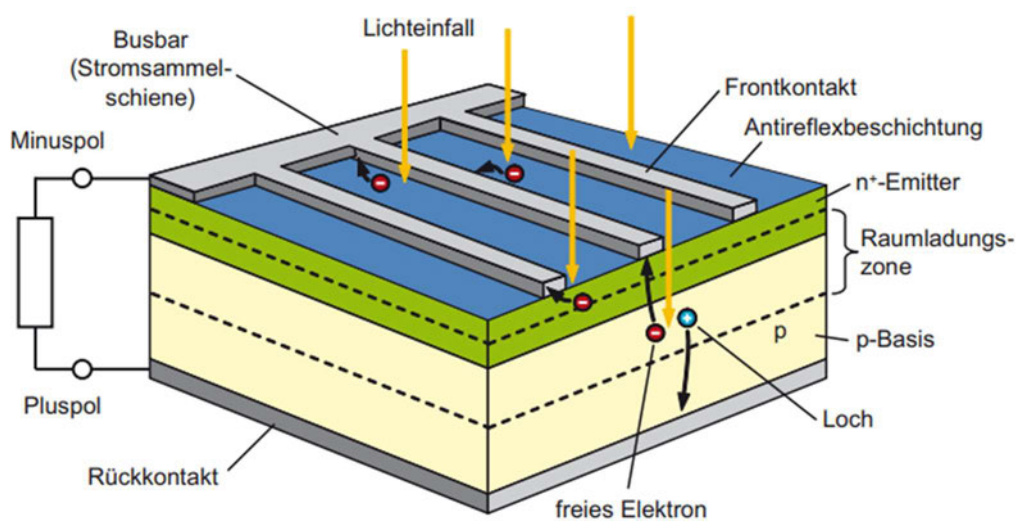
A.Abbildung 3 - ESB und Kennlinie Photodiode [17]

¹ Der pn-Übergang ist die Grenzfläche zwischen zwei Halbleiterschichten, einer n-dotierten (mit Fremdatomen angereicherten) und einer p-dotierten (mit Fremdatomen verarmten) Schicht.

Durch die Shockley-Gleichung¹ in Kombination mit dem Photostrom I_{ph} lässt sich das elektrische Verhalten der Photodiode ausdrücken. Dabei gibt die Größe I_S den Sättigungsstrom² an.

$$I = I_D - I_{ph} = I_S \cdot \left(e^{\frac{U}{U_T}} - 1 \right) - I_{ph} \quad (7)$$

Wie bereits beschrieben baut die Solarzelle auf dem Konzept der Photodiode auf. Beide bestehen aus einem pn-Übergang, wobei die Solarzelle spezifische Merkmale aufweist. In A.Abbildung 4 wird der Aufbau der Solarzelle näher erläutert. Ähnlich wie bei der Photodiode ist auch der pn-Übergang in der Solarzelle unsymmetrisch dotiert. Dabei liegt die p-Basis unten, während der hoch dotierte n+-Emitter oben platziert ist. Diese Bezeichnungen, Basis und Emitter, wurden aus den Anfangstagen des Bipolartransistors übernommen und gelten auch für Solarzellen. [17]



A.Abbildung 4 - Typische Silizium-Solarzelle [14]

Wenn Licht in die Solarzelle eindringt, erzeugt jedes absorbierte Photon, wie bei der Photodiode, ein Elektron-Loch-Paar. Die Löcher bewegen sich durch die Basis zum unteren Rückkontakt, während die Elektronen durch den Emitter zu den Frontkontakten gelangen. Diese Frontkontakte bestehen aus schmalen Metallstreifen, die die erzeugten Elektronen zur Stromsammelschiene, auch Busbar genannt, abtransportieren. Wird ein Verbraucher an den beiden Polen der Solarzelle angeschlossen, kann dieser die erzeugte elektrische Energie aus Gleichstrom aufnehmen. [17]

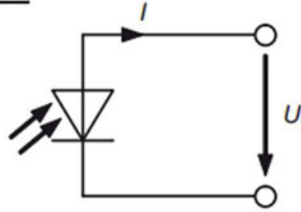
Die Kennlinie einer Solarzelle ähnelt grundsätzlich der einer Photodiode. Jedoch wird bei Solarzellen in der Regel das Erzeugerzählpfeilsystem verwendet. Im Vergleich zu A.Abbildung 3 bleibt die Spannung erhalten, aber das Vorzeichen des Stroms kehrt sich um. Die Energieerzeugung erfolgt nun im I. Quadranten, weshalb in der Regel nur der I. Quadrant der Solarzellenkennlinie dargestellt wird.

¹ mathematische Formel in der Halbleiterphysik, beschreibt wie sich der Strom durch das Bauelement ändert, wenn die Spannung variiert

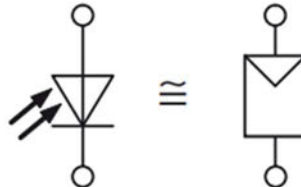
² auch Leckstrom genannt. Beschreibt den minimalen Strom der durch ein Halbleiterbauelement fließt wenn die Spannung unterhalb einer bestimmten Schwelle liegt

Statt des Symbols einer Photodiode wird oft das spezielle Symbol einer Solarzelle verwendet, wie es in A.Abbildung 5 dargestellt ist. [17]

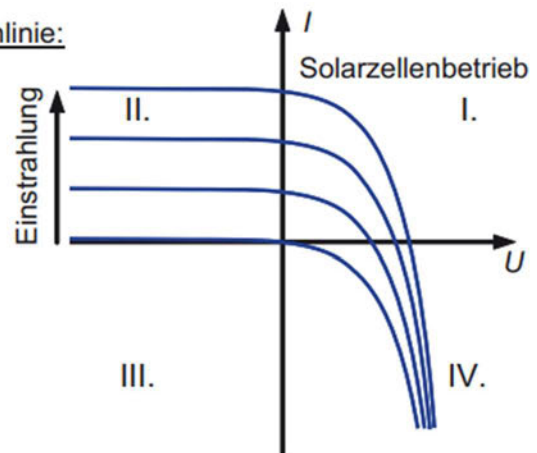
Erzeugerzählpfeilsystem:



Solarzellensymbol:



Kennlinie:



A.Abbildung 5 - Solarzellen Kennlinie im Erzeugerzählpfeilsystem [14]

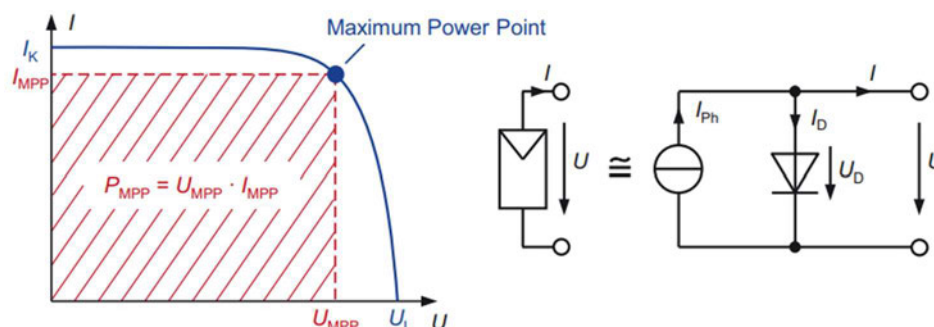
Die Gleichung, die das Verhalten beschreibt, lautet analog zu (7):

$$I = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_S \cdot \left(e^{\frac{U}{m \cdot U_T}} - 1 \right) \quad (8)$$

Jedoch wurde in der Exponentialfunktion ein Idealitätsfaktor m eingeführt, der es ermöglicht, die realen Solarzellenkurven genauer zu modellieren. Dieser Idealitätsfaktor nimmt in der Regel Werte im Bereich von 1 bis 2 an. [17]

Eine typische Kennlinie einer Solarzelle wird in A.Abbildung 6 gezeigt, zusammen mit dem ESB, welches das Verhalten einer realen Solarzelle vereinfacht beschreibt. Die wichtigen Punkte der Kennlinie werden wie folgt beschrieben:

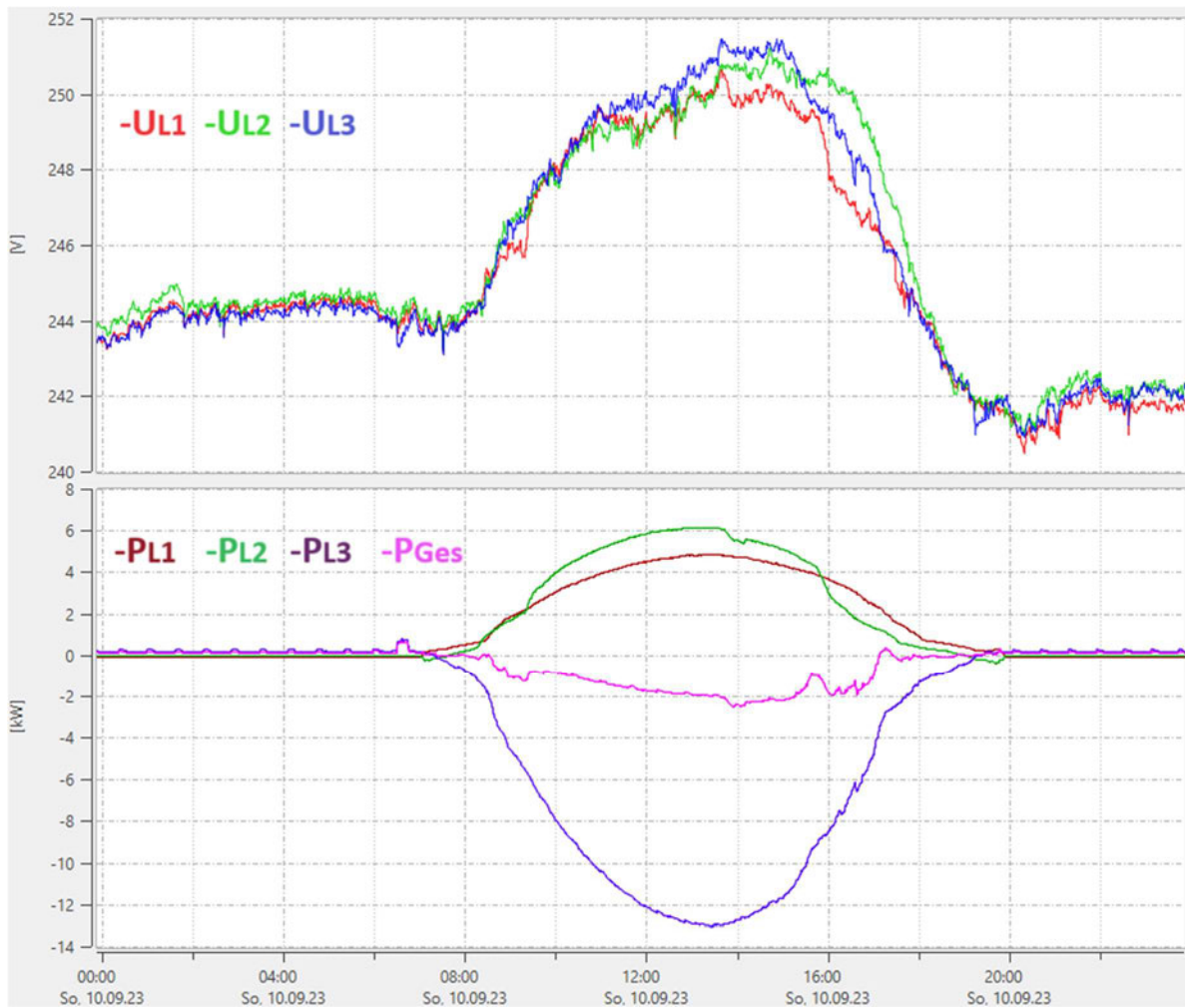
- Der Kurzschlussstrom I_K ist der Strom, den eine Solarzelle liefert, wenn ihre Anschlüsse direkt kurzgeschlossen werden. Mit $U = 0$ ergibt sich aus (8): $I_K = I_{ph} - I_S \cdot (e^0 - 1) = I_{ph}$
- Die Leerlaufspannung U_L entspricht der anliegenden Spannung, wenn kein Strom fließt
- Maximum Power Point MPP ist der Betriebspunkt, an dem eine Solarzelle, abhängig von ihrem aktuellen Arbeitspunkt, die höchste Leistung abgibt [17]



A.Abbildung 6 - Kennlinie Solarzelle mit vereinfachtem Ersatzschaltbild [17]

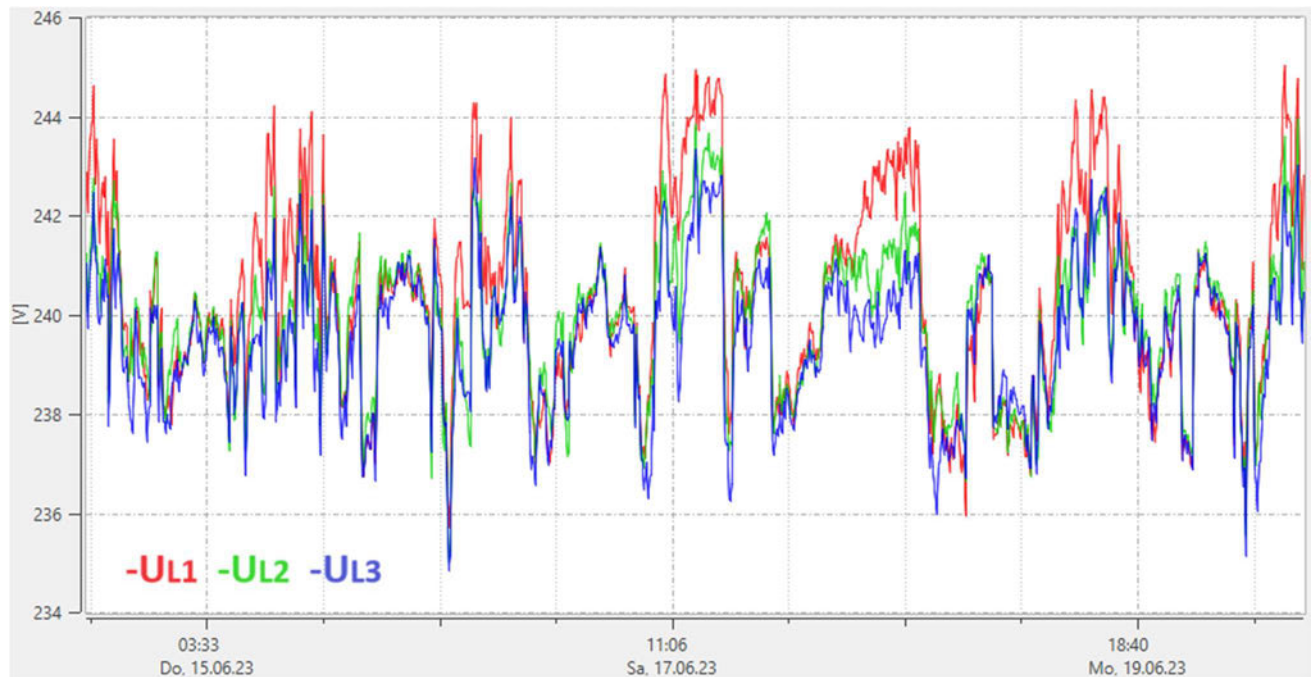
II. Messergebnisse

II.I. Netzgebiet 1

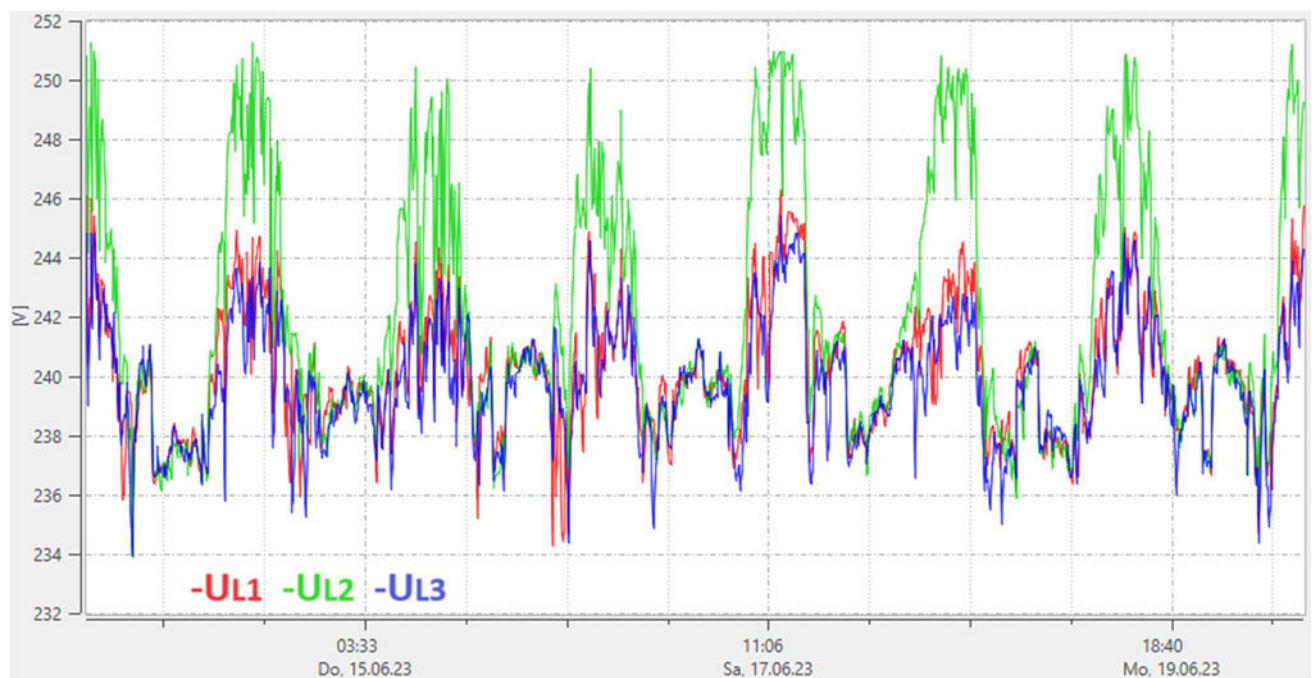


A.Abbildung 7 - Spannung und Wirkleistung in WVS (Netzgebiet 1)

II.II. Netzgebiet 2



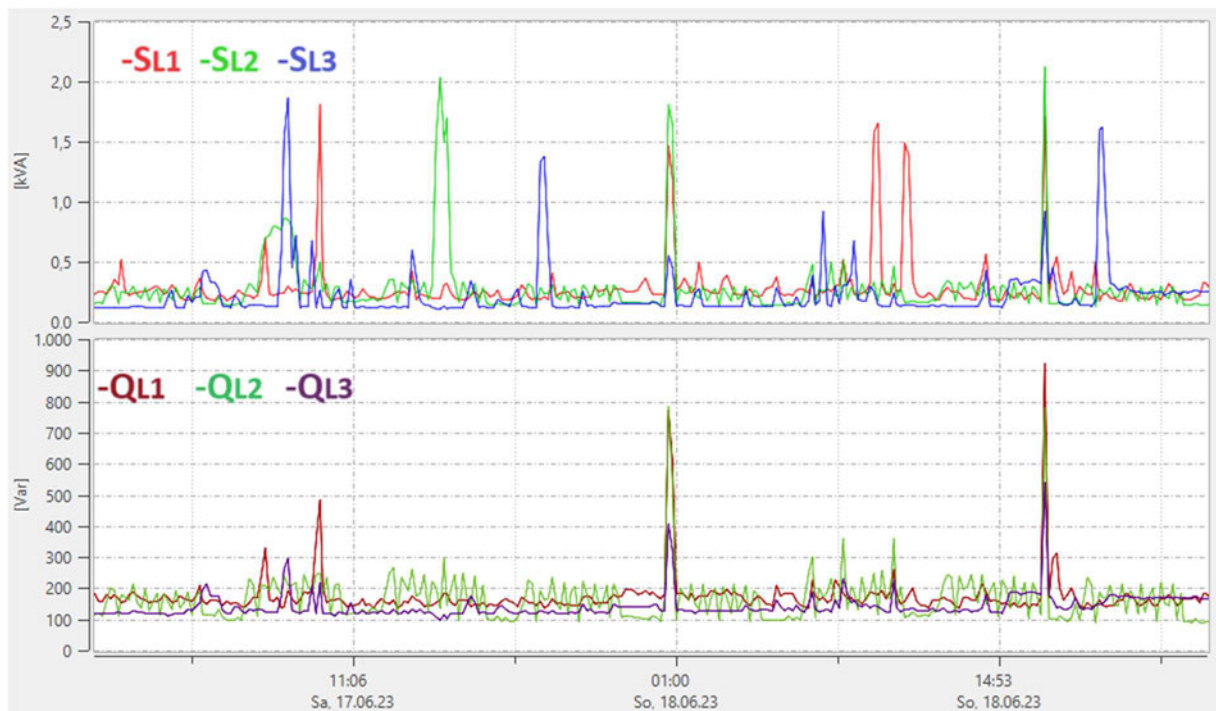
A.Abbildung 8 - Spannungen in KVS (Netzgebiet 2)



A.Abbildung 9 - Spannungen in WVS (Netzgebiet 2)

A.Tabelle 1 - Abweichung Nennspannung (UGT) in WVS (Netzgebiet 2)

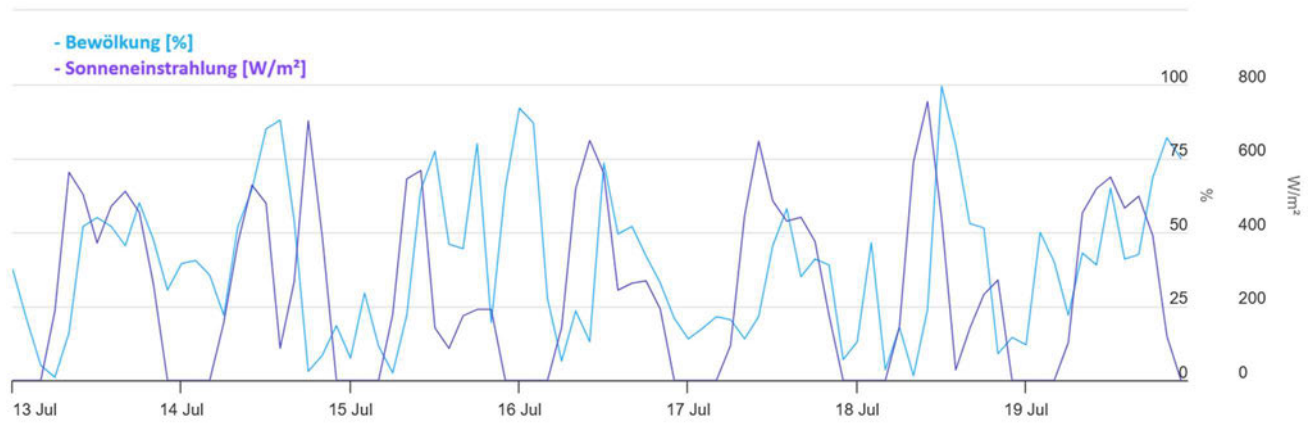
	Min	Mittel	Max
UGTL1	1,862 %	4,435 %	7,080 %
UGTL2	1,699 %	5,299 %	9,257 %
UGTL3	1,712 %	4,256 %	6,693 %



A.Abbildung 10 - Schein- und Blindleistung in WVS (Netzgebiet 2)

A.Tabelle 2 - Abweichung Nennspannung (UGT) in KVS (Netzgebiet 2)

	Min	Mittel	Max
UGTL1	2,494 %	4,522 %	6,535 %
UGTL2	2,180 %	4,320 %	6,064 %
UGTL3	2,106 %	4,153 %	5,800 %



A.Abbildung 11 - Wetterdaten 13.7.-19.7. (Netzgebiet 2)

II.III. Datenblatt Wechselrichter

Q.VOLT-P17T-X SERIES



Hocheffizienz-Stringwechselrichter

Stringwechselrichter 17 / 20 / 25 / 30 kW

Bis zu 98,5 % Umrichterwirkungsgrad

MODELL Q.VOLT-P17T-X | Q.VOLT-P20T-X | Q.VOLT-P25T-X | Q.VOLT-P30T-X



Einfache Installation

Vereinfachte Installation durch optimierte Anlagenkonzeption



Belastbar mit maximalem DC / AC Verhältnis von 1,5

Bis zu 3 MPP Tracker mit weitem Spannungsbereich



32 A DC Eingangsstrom

Installation mit Hochleistungsmodulen



Schutzart IP66 und weitem Temperaturbereich (-30 - 60 °C)

Installation im Außenbereich möglich



Fernsteuerungs- und Upgrade-Funktion

Schnittstelle für Kommunikation mit externer Steuerung



Integration in die Q.HOME+ ESS Monitoring APP

Behalten Sie Ihre Ertragsdaten und den Hausverbrauch (optional) stets im Blick



Steuerung von Netzen mit mehreren Wechselrichtern (optionaler Datahub)

Überwachungsmanagement, Leistungsregelung für Netz-Konformität, Export-Steuerung, Rundsteuerung

■ Q.VOLT-P17T-X (bis zu P30T-X)

		Q.VOLT-P			
		Q.VOLT-P17T-X	Q.VOLT-P20T-X	Q.VOLT-P25T-X	Q.VOLT-P30T-X
INPUT - DC					
Max. empfohlene PV-Leistung	[Wp]	25500	30000	37500	45000
Max. PV-Eingangsspannung	[V]		1100		
Startspannung	[V]		200		
Nenn-Eingangsspannung	[V]		650		
MPP-Tracker Spannungsbereich	[V]		160 - 980		
Anzahl MPP Tracker/ Strings pro MPP Tracker		2 / 2	2 / 2	3 / 2	3 / 2
Max. Eingangsstrom pro MPPT	[A]	32 / 32	32 / 32	32 / 32 / 32	32 / 32 / 32
Max. Kurzschlussstrom pro MPPT	[A]	40 / 40	40 / 40	40 / 40 / 40	40 / 40 / 40
OUTPUT - AC					
AC Nenn-Ausgangsleistung	[W]	17000	20000	25000	30000
AC Nenn-Ausgangsstrom	[A]	25,8 / 24,7	30,3 / 29	37,9 / 36,3	45,5 / 43,5
Max. AC Ausgangs-Scheinleistung	[VA]	18700	22000	27500	30000
Max. AC Ausgangsstrom	[A]	27,5	33,6	41,8	45,5
AC-Nennspannung	[V]		220 / 380; 230 / 400; 3/N/PE; 3/PE		
Netz-Nennfrequenz	[Hz]		50 / 60; ± 5		
Verschiebe-Leistungsfaktor			0,8 führend - 0,8 nachellend		
THDi (Nennleistung)	[%]		< 3		
SYSTEMDATEN					
Max. Wirkungsgrad	[%]	98,3	98,3	98,5	98,5
Euro Wirkungsgrad	[%]	97,8	97,8	98,5	98,0
Standby-Verbrauch (Nacht)	[W]		< 3		
Schutzgrad (IP)			IP66		
Betriebstemperaturbereich	[°C]		-30 - +60 (Herabsetzung über 45)		
Max. Einsatzhöhe über Meeresspiegel	[m]		4000 (Herabsetzung über 3000)		
Relative Luftfeuchtigkeit	[%]		0 - 100		
Typische Geräuschemission	[dB]	< 55	< 55	< 55	< 58
Lagerungstemperatur	[°C]		-30 - +60		
Abmessungen (B × H × T)	[mm]		482 × 417 × 181		
Gewicht	[kg]	26	26	28	28
Kühlkonzept			Intelligente Lüfterkühlung		
Kommunikationsschnittstellen		USB/RS485/DRM/Pocket WLAN (Optional: Pocket LAN/4G)/Adapter-Box (Optional)			
SCHUTZ					
Über-/Unterspannungsschutz			Ja		
DC Isolationsschutz			Ja		
Netzüberwachung			Ja		
DC Einspeisungs-Überwachung			Ja		
Fehlerstrom-Erkennung			Ja		
Anti-islanding Protection (Netz-Schutz durch Abschaltung)			Ja		
Übertemperaturschutz			Ja		
SPD (DC/ AC)			Typ II/Type II		
STANDARD					
Sicherheit		IEC/EN 62109-1; IEC/EN 62109-2; NB/T 32004			
EMC		IEC/EN 61000; NB/T 32004			
Zertifizierung		VDE4105; EN 50549; IEC 61727; IEC 62116; IEC 61683; IEC 60068; EN 50530; NB/T 32004; UTE C15; VDE0216; VFR2019; CEI 0-21:2019; UNE; RD; NTS; PPDS2021; G98/G99; TOR			

III. Abbildungsverzeichnis Anhang

A.Abbildung 1 - Netzqualitätskriterien nach EN 50160 [8].....	57
A.Abbildung 2 - Beleuchteter pn-Übergang Photodiode [17]	58
A.Abbildung 3 - ESB und Kennlinie Photodiode [17]	58
A.Abbildung 4 - Typische Silizium-Solarzelle [14]	59
A.Abbildung 5 - Solarzellen Kennlinie im Erzeugerzählpfeilsystem [14]	60
A.Abbildung 6 - Kennlinie Solarzelle mit vereinfachtem Ersatzschaltbild [17].....	60
A.Abbildung 7 - Spannung und Wirkleistung in WVS (Netzgebiet 1)	61
A.Abbildung 8 - Spannungen in KVS (Netzgebiet 2)	62
A.Abbildung 9 - Spannungen in WVS (Netzgebiet 2)	62
A.Abbildung 10 - Schein- und Blindleistung in WVS (Netzgebiet 2)	63
A.Abbildung 11 - Wetterdaten 13.7.-19.7. (Netzgebiet 2)	64
A.Abbildung 12 - Datenblatt Wechselrichter Q.Volt-P17T-X Seite 1	65
A.Abbildung 13 - Datenblatt Wechselrichter Q.Volt-P17T-X Seite 2	66

IV. Tabellenverzeichnis Anhang

A.Tabelle 1 - Abweichung Nennspannung (UGT) in WVS (Netzgebiet 2)	63
A.Tabelle 2 - Abweichung Nennspannung (UGT) in KVS (Netzgebiet 2)	63

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und keine anderen Hilfsmittel als die angegebenen verwendet habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

_____	_____	_____
Ort	Datum	Unterschrift im Original