



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

Diplomarbeit

Optimierter Einsatz und Betrieb von Laststufenschaltern zur Spannungshaltung in Verteilnetzen

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades des
Diplom-Ingenieurs

unter der Leitung von

Univ.-Prof.Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik

und

Dipl.-Ing. Markus Litzlbauer

Institut für
Energiesysteme und Elektrische Antriebe

eingereicht an der

Technische Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Michael Wadispointner

1127098

Wien, 05.November 2014

Erklärung

Diese Diplomarbeit wurde bei der Firma General Electric Global Research unter Betreuung von Eva-Maria Baerthlein und Marianne Hartung und am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (ESEA) an der Technischen Universität Wien unter Betreuung von Dipl.-Ing. Markus Litzlbauer durchgeführt. Es wurden keinerlei Abschnitte dieser Arbeit zur Erlangung eines anderen akademischen Abschlusses eingereicht oder verwendet. Ich erkläre hiermit, dass die vorliegende Arbeit allein von mir bearbeitet wurde, bis auf die als solche explizit gekennzeichneten Textstellen.

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all meinen Betreuern von der Technischen Universität Wien und von GE Global Research bedanken.

Seitens der Universität gilt mein Dank Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik und Dipl.-Ing. Markus Litzlbauer für die Bereitschaft, die Betreuung meiner Diplomarbeit zu übernehmen.

Weiteres gilt mein Dank meiner Betreuerin Eva-Maria Baerthlein sowie Marianne Hartung und Ara Panyosan für die gute Zusammenarbeit, die Motivation und Unterstützung während meiner Zeit bei General Electric.

Mein besonderer Dank gilt meiner Familie, die mir mein Studium ermöglicht, mich bei allen Entscheidungen unterstützt hat und damit einen großen Teil zum Gelingen dieser Diplomarbeit beigetragen hat.

Zum Schluss danke ich noch allen meinen Kolleginnen und Kollegen bei GE Global Research und von der Technischen Universität Wien für die tolle gemeinsame Zeit.

Michael Wadispointner

Kurzfassung

Seit Inkrafttreten des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes ist der Anteil an regenerativer Stromerzeugung in den vergangenen Jahren in Deutschland stetig gestiegen [26]. In Verteilnetzen handelt es sich dabei meistens um dezentrale Erzeugungsanlagen, wie z.B. Photovoltaik-Anlagen, die an das Netz angeschlossen sind. Diese Zunahme an dezentraler Einspeisung hat nicht unwesentliche Auswirkungen auf den Betrieb der Verteilnetze. Bevor Betriebsmittel ihre thermischen Grenzen erreichen, treten bereits Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes im Niederspannungsnetz auf. Eine von vielen Netzbetreibern favorisierte Möglichkeit zur Spannungsregelung ist der Einsatz von Laststufenschaltern. Dadurch lässt sich die Aufnahmefähigkeit der Netze für PV-Anlagen und Elektromobilität erhöhen und teure Netzausbaumaßnahmen können vermieden werden. Ein wichtiges Anliegen der Netzbetreiber ist es dabei, die Lebensdauer des Laststufenschalters zu maximieren. Diese Diplomarbeit beschäftigt sich mit der Optimierung der Betriebsweise von Laststufenschaltern. Die hergeleiteten Richtlinien ermöglichen den Netzbetreibern sowohl die Aufnahmefähigkeit für PV als auch die Lebensdauer des Laststufenschalters zu maximieren. Es wurde gezeigt, dass bei optimalem Betrieb die Aufnahmefähigkeit des Netzes für Photovoltaik durch Laststufenschalter in etwa verdreifacht werden kann.

Abstract

Germany's Renewable Energy Act has led to a drastic increase of renewable energy generation in the past few years. Photovoltaic plants are mainly connected to the distribution grid and have a significant impact on the grid operation. Typically, voltage band violations are observed in low voltage networks with high share of distributed generation before the electrical equipment reaches the thermal limits. One solution for voltage regulation in distribution grids - preferred by utilities - is the use of on-load tap changers (OLTCs). This increases the hosting capacity of the networks for PV systems and electro mobility and expensive grid extension can be avoided. A major concern of network operators is the lifetime of the OLTC. This thesis shows how the operation of OLTCs can be optimized. Simple rules are derived that enable the utilities to maximize both the hosting capacity of the network as well as the lifetime of the OLTC. It was demonstrated that OLTCs can triple the PV hosting capacity of the network if used at optimum.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	vii
Abstract	ix
1 Einleitung und Motivation	1
2 Grundlagen	3
2.1 Auswirkungen dezentraler Energieerzeugung	3
2.2 Gesetzliche Rahmenbedingungen und Planungsgrundlagen	6
2.3 Möglichkeiten der Spannungshaltung	7
3 Spannungsregelung mit Laststufenschaltern	13
3.1 Grundlagen der Regelung	13
3.2 Bestimmung der Verzögerungszeit $t_{\text{Verzögerung}}$	15
3.3 Reset-Optionen	19
3.4 Bestimmung von Position und Bandweite	21
3.5 Zusammenfassung und Diskussion	27
4 Simulation am Modellnetz	29
4.1 Modellnetz	29
4.2 Auswirkungen verschiedener Einspeiseprofile auf die Spannungsregelung	31
4.3 Vergleich der Algorithmen	37
4.3.1 Einfluss der Verzögerungszeit $t_{\text{Verzögerung}}$ auf den Zeitpunkt des Stufenwechsels	38

4.3.2	Einfluss der Reset-Optionen auf den Zeitpunkt des Stufen- wechsels	40
4.4	Auswirkungen von Position und Bandweite	41
4.4.1	Minimales R/X-Verhältnis der Leitung	43
4.4.2	Maximales R/X-Verhältnis der Leitung	48
4.5	Flicker	50
4.6	Zusammenfassung und Diskussion	52
5	Simulation am Niederspannungsnetz von Garmisch-Partenkirchen	55
5.1	Auswahl der Netze	56
5.2	Bestimmung von Position und Bandweite im realen Netz	61
5.3	Auswirkungen von Position und Bandweite	64
5.3.1	Stadtnetz	64
5.3.2	Landnetz	69
5.4	Zusammenfassung und Diskussion	71
6	Zusammenfassung und Ausblick	73

Abbildungsverzeichnis

2.1	π -Ersatzschaltbild einer Leitung [15]	3
2.2	Spannung eines Stranges im Niederspannungsnetz für maximale Last (gelb) und maximale Einspeisung (blau) [26]	5
2.3	Einteilung der Spannungsbereiche nach DIN EN 50160 [20]	6
2.4	Spannungsabfall einer Leitung bei reiner Wirkstromeinspeisung (links) und bei Wirkstromeinspeisung und Blindstrombezug (rechts) [26] [8] .	9
2.5	Laststufenschalter nach Jansen [19]	11
3.1	Einfluss eines Spannungsreglers mit Laststufenschalter auf die Span- nung im Niederspannungsnetz bei maximaler Einspeisung	14
3.2	Funktionsprinzip des Spannungsreglers	15
3.3	Vergleich der Algorithmen definite, linear, inverse und definite2 an- hand des Spannungsverlaufes mit einer Verzögerungszeit $t_{\text{Verzögerung}} =$ 10 Sekunden und einer Bandweite $BW = 1,5 \%$	16
3.4	Vergleich der Reset-Optionen instantaneous reset, integrating reset, delay reset und delay freeze reset	19
3.5	Vergleich der verschiedenen Reset-Optionen instantaneous reset, in- tegrating reset, delay reset und delay freeze reset anhand des Span- nungsverlaufes mit einer Verzögerungszeit von $t_{\text{Verzögerung}} = 10$ Sekun- den, dem Algorithmus definite und einer Bandweite $BW = 1,5 \%$. .	20
3.6	Schema zur Herleitung von Formeln für Position und Bandweite des Reglers	22
3.7	Zulässige Reglerpositionen in Abhängigkeit des Spannungsanstieges ΔU_{PV}	25

3.8	Maximale Bandweite in Abhängigkeit der Reglerposition für unterschiedliche Spannungsanstiege ΔU_{PV}	26
4.1	Verwendeter Modellstrang	30
4.2	Verwendete PV-Einspeiseprofile für die Simulation	32
4.3	Vergleich des Spannungsverlaufes am Regler U_{Mess} und am Leitungsende U_{PV} mit und ohne Regelung an einem klaren Tag	33
4.4	Vergleich des Spannungsverlaufes am Regler U_{Mess} und am Leitungsende U_{PV} an einem klaren und wolkigen Tag	34
4.5	Vergleich der Stufenposition an einem klaren und wolkigen Tag	35
4.6	Anzahl der Stufenschaltungen zur Zeit außerhalb Bandweite für verschiedene Verzögerungszeiten an einem klaren und einem wolkigen Tag	36
4.7	Weitere verwendete PV-Einspeiseprofile von wolkigen Tagen	36
4.8	Anzahl der Stufenschaltungen zur Zeit außerhalb Bandweite für verschiedene Verzögerungszeiten an zwei weiteren wolkigen Tagen	37
4.9	Vergleich der Algorithmen definite, definite2, inverse und linear für verschiedene Verzögerungszeiten anhand der Zeit der Spannung außerhalb der Bandweite und der durchschnittlichen Spannungsabweichung	39
4.10	Vergleich der Algorithmen definite, definite2, inverse und linear für verschiedene Verzögerungszeiten anhand der Anzahl der Stufenschaltungen	39
4.11	Vergleich der verschiedenen Reset-Optionen instantaneous reset, integrating reset, delay reset und delay freeze reset für verschiedene Verzögerungszeiten anhand der Zeit der Spannung außerhalb der Bandweite und der durchschnittlichen Spannungsabweichung	40
4.12	Vergleich der verschiedenen Reset-Optionen instantaneous reset, integrating reset, delay reset und delay freeze reset für verschiedene Verzögerungszeiten anhand der Anzahl der Stufenwechsel	41

4.13 ΔU_{PV} in Abhängigkeit der PV-Leistung für das minimale und maximale R/X-Verhältnis	43
4.14 Zulässige Reglerpositionen in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung für das minimale R/X-Verhältnis von 2,6	44
4.15 maximale Bandweite in Abhängigkeit der Reglerposition für unterschiedliche Anlagengrößen (R/X-Verhältnis = 2,6)	45
4.16 Regler auf Position 0 % und Anlagengröße 60 kW bei einer Bandweite von 3,55 %	45
4.17 Regler auf Position 31 % bei der maximalen Anlagengröße 98 kW und Bandweite 1,50 %	46
4.18 Regler auf minimaler Position 25 % bei der Anlagengröße 90 kW und Bandweite 1,62 %	47
4.19 Regler auf maximaler Position 35 % bei der Anlagengröße 90 kW und Bandweite 3,94 %	47
4.20 Zulässige Reglerpositionen in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung für das maximale R/X-Verhältnis von 5,4	48
4.21 Maximale Bandweite in Abhängigkeit der Reglerposition für unterschiedliche Anlagengrößen (R/X-Verhältnis = 5,4)	48
4.22 Regler auf Position 21 % bei einer Anlagengröße von 40 kW und einer Bandweite von 1,50 %	49
4.23 Regler auf Position 36 % bei einer Anlagengröße von 40 kW und einer Bandweite von 4,82 %	50
4.24 Einteilung der zwölf Bereiche zur Bestimmung der Werte für Kurzzeitflicker P_{st} und Langzeitflicker P_{lt}	52
5.1 Ergebnis der Lastflussberechnung für das Städtetz „ONT3“	58
5.2 Ergebnis der Lastflussberechnung für das Landnetzes „ONT85“	58
5.3 Auswahl des Stranges im Niederspannungsnetz mithilfe einer Sensitivitätsanalyse	61

5.4	Verlauf der Knotenspannungen entlang des ausgewählten Stranges für das Stadtnetz für Stufenposition 1 pu (grün) und Stufenposition 0,9 pu (blau)	63
5.5	$\Delta U_{PV-Regler,2}$ in Abhängigkeit der Stufenposition	64
5.6	Verlauf der Knotenspannungen entlang des ausgewählten Stranges im Stadtnetz und gewählte Positionen für den Spannungsregler	65
5.7	Regler auf der minimalen Position im Stadtnetz mit der Bandweite 4,28 %	66
5.8	Regler auf einer mittleren Position im Stadtnetz mit der Bandweite 8,54 %	67
5.9	Regler auf der maximalen Position im Stadtnetz mit der Bandweite 11,66 %	68
5.10	Regler auf der maximalen Position im Stadtnetz mit der Bandweite 10,86 % mit Stufenposition 0,9 pu	69
5.11	Verlauf der Knotenspannungen entlang des ausgewählten Stranges im Landnetz und gewählte Position für den Spannungsregler	71
5.12	Regler auf der mittleren Position im Landnetz mit der Bandweite 15,68 %	71

Tabellenverzeichnis

3.1	Berechnung des Integrals für die verschiedenen Typen der Verzögerungszeit $t_{\text{Verzögerung}}$	18
3.2	Berechnung der Reset-Zeit für die verschiedenen Reset-Optionen . . .	22
4.1	Verwendete Leitungsparameter für den Modellstrang	30
4.2	Transformator-Daten für den Ortsnetztransformator und den Spannungsregler mit Laststufenschalter	31
4.3	ΔU_{PV} umgerechnet nach Gleichung 4.5 mit minimalem und maximalem R/X-Verhältnis	43
4.4	Variablenbedeutungen zur Berechnung der Kurzzeitflicker P_{st}	51
4.5	Werte der Kurzzeitflicker P_{st} für die zwölf Bereiche in Abbildung 4.24	52
5.1	Daten des Mittel- und Niederspannungsnetzes von Garmisch-Partenkirchen [1]	56
5.2	Ergebnis der Lastflussberechnung zur Ermittlung der höchsten Spannungen aller Niederspannungsnetze von Garmisch-Partenkirchen . . .	57
5.3	Ergebnis der Sensitivitätsanalyse zur Ermittlung des schwächsten Knotens für das Stadtnetz	60
5.4	Ergebnis der Sensitivitätsanalyse zur Ermittlung des schwächsten Knotens für das Landnetz	60
5.5	Daten der verwendeten Stränge für das Stadt- und Landnetz	60
5.6	Spannungen an der Reglersekundärseite $U_{\text{Regler},2}$ und am Leitungsende U_{PV} und maximale Bandweite (Gleichung 5.5) bei Stufenposition 1 pu	69

5.7 Spannungen an der Reglersekundärseite $U_{\text{Regler},2}$ und am Leitungsende U_{PV} und maximale Bandweite (Gleichung 5.5) bei Stufenposition 0,9 pu 70

Kapitel 1

Einleitung und Motivation

Am 1. April 2000 trat das Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) in Deutschland in Kraft. Es garantiert die vorrangige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und den Anlagenbetreibern eine feste Einspeisevergütung. Nicht zuletzt dadurch ist der Anteil regenerativer Stromerzeugung in den vergangenen Jahren in Deutschland stetig gestiegen [26]. Besonders im Süden Deutschlands hat die Förderung durch das EEG zu einer starken Zunahme an Photovoltaik-Anlagen geführt [2]. Auch immer mehr Windkraftanlagen sind auf dem Land (onshore) oder in großen Windparks auf dem Meer (offshore) installiert. Im Jahr 2013 betrug der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung 23,4 % [3]. Bis zum Jahr 2025 soll der Anteil auf 40 bis 45 % und bis 2035 auf 55 bis 60 % erhöht werden. Bei Photovoltaik-Anlagen handelt es sich um dezentrale Energieerzeuger. Sie speisen laut [4] zu 80 % in das Niederspannungsnetz ein. Dezentrale Energieeinspeisung in das Verteilnetz wurde allerdings bei der Planung des Energieversorgungsnetzes nicht berücksichtigt. Vielmehr ist es auf eine zentralisierte Stromversorgung ausgelegt, bei welcher die Leistung in großen zentralen Kraftwerksblöcken erzeugt wird und über das Übertragungs- und Verteilnetz zum passiven Verbraucher im Niederspannungsnetz fließt. In Zeiten hoher Einspeisung aus dezentralen Erzeugern und gleichzeitig geringer Last kann es zu einer Umkehr der Lastflussrichtung und zu unzulässigen Spannungsüberhöhungen kommen. Da die Sonne nicht immer scheint und der Wind nicht immer weht, unterliegt regenerative Energieerzeugung starker Fluktuation. Dies kann starke Spannungsschwankungen im Netz verursachen, was wiederum zu Normverletzungen bzw.

Fehlfunktionen von elektrischen Geräten führen kann. Deshalb ist es notwendig, die Spannung im Verteilnetz zu regeln. Ein vielversprechender und von Netzbetreibern favorisierter Ansatz ist der Einsatz von Laststufenschaltern. Diese Diplomarbeit beschäftigt sich mit dem optimierten Einsatz und Betrieb von Laststufenschaltern.

Hierzu werden zunächst im zweiten Kapitel Rahmenbedingungen und Planungsgrundlagen für Netzbetreiber erläutert. Zudem wird ein genereller Überblick und Vergleich von Möglichkeiten zur Spannungshaltung beschrieben.

Ein Laststufenschalter wird durch einen übergeordneten Regler angesteuert. Die Grundlagen dieser Regelung werden im dritten Kapitel genauer erläutert. Für den Netzbetreiber, der sich für eine Spannungsregelung mit Laststufenschalter entscheidet, stellt sich die Frage, an welcher Position entlang des Netzstranges der Schalter angebracht werden sollte. Die Regelung arbeitet zudem mit einer Bandweite um den Spannungssollwert, welche vom Netzbetreiber gewählt wird. Anhand eines Modellstranges im Niederspannungsnetz werden Formeln hergeleitet, um zulässige Positionen und Bandweiten für den Regler zu bestimmen. Dem Netzbetreiber stehen zudem verschiedene Regelalgorithmen zur Verfügung, welche den Zeitpunkt des Stufenwechsels bestimmen. Diese werden im vierten Kapitel miteinander verglichen.

Im vierten Kapitel wird die Auswirkung von verschiedenen Einspeiseprofilen auf die Regelung untersucht. Zudem werden die verschiedenen Algorithmen aus Kapitel 3 miteinander verglichen und ausgewertet. Des Weiteren werden die im vorherigen Kapitel hergeleiteten Formeln für Position und Bandweite an einem Modellstrang verifiziert und analysiert. Es werden die Auswirkungen verschiedener Leistungsparameter auf Position und Bandweite für den Regler untersucht. Am Ende des Kapitels wird untersucht, ob der Einsatz von Laststufenschaltern normierte Grenzwerte bezüglich Flicker verletzt.

Im fünften Kapitel werden mittels Lastflussberechnung ein Stadt- und ein Landnetz von Garmisch-Partenkirchen ausgewählt, in welchem Spannungsprobleme zu erwarten sind. Mithilfe einer Sensitivitätsanalyse werden die ausgewählten Netze auf jeweils den schwächsten Strang reduziert. Die Auswirkung von Position und Bandweite können damit in einem realen Netz auf den Betrieb des Laststufenschalters untersucht werden.

Kapitel 2

Grundlagen

2.1 Auswirkungen dezentraler Energieerzeugung

Eine Leitung lässt sich durch eine Reihenschaltung infinitesimal kleiner differentieller Längenelemente darstellen. Sie ist homogen, wenn sich ihre Eigenschaften über die Länge nicht ändern. In den Leitungsbelägen (Widerstandsbelag R' , Induktivitätsbelag L' , Ableitungsbelag G' und Kapazitätsbelag C') sind die elektrischen Eigenschaften, welche von Material und Geometrie abhängen, längsbezogen zusammengefasst (siehe Abbildung 2.1).

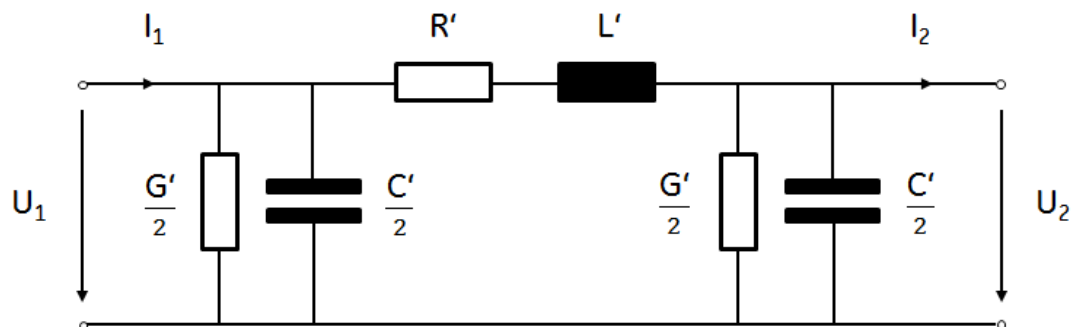


Abbildung 2.1: π -Ersatzschaltbild einer Leitung [15]

Für Leitungen mit ohmsch-induktivem Verhalten ist eine vereinfachte Betrachtung zulässig und die Querelemente G' und C' können vernachlässigt werden. Es fließt deshalb der Strom $I_1 = I_2$. Zudem ist es zulässig, die Elemente im einphasigen

Ersatzschaltbild der Leitung durch Multiplikation mit der Leitungslänge aus den Leitungsbelägen zu berechnen [19].

Es ergibt sich folgende Gleichung für die Spannungsdifferenz ΔU_L (L = Leitung) zwischen Leitungsanfang und -ende:

$$\Delta U_L = U_2 - U_1 = -\underline{I}_1(R + j\omega L) \quad (2.1)$$

Unter Annahme eines induktiven Verbrauchers mit dem Strom $I_1 = I_W - jI_B$ ergibt sich [19]:

$$\Delta U_L = -I_W R - I_B \omega L - j(I_W \omega L + I_B R) \quad (2.2)$$

Man unterscheidet dabei zwischen dem Längsspannungsfall

$$\Delta U = -I_W R - I_B \omega L \quad (2.3)$$

und dem Querspannungsfall

$$\delta U = -I_W \omega L - I_B R \quad (2.4)$$

Ersetzt man den Wirkstrom durch

$$I_W = \frac{S \cdot \cos \varphi}{U_2} \quad (2.5)$$

mit der Scheinleistung S und den Blindstrom durch

$$I_B = \frac{S \cdot \sin \varphi}{U_2} \quad (2.6)$$

ergibt sich für die Spannungsdifferenz entlang einer Leitung

$$\Delta U_L = -\frac{S \cos \varphi R}{U_2} - \frac{S \sin \varphi \omega L}{U_2} - j\left(\frac{S \cos \varphi \omega L}{U_2} + \frac{S \sin \varphi R}{U_2}\right) \quad (2.7)$$

Bei Gleichung 2.7 handelt es sich um eine nichtlineare Gleichung, die sich analytisch meistens schwer lösen lässt. Deshalb werden Lastfluss-Programme verwendet, um die Spannungen im Netz zu berechnen.

Niederspannungsnetze sind auf eine zentralisierte Stromversorgung ausgelegt, bei welcher die Leistung vom übergelagerten Mittelspannungsnetz bis zum Hausanschluss fließt und die maximale Spannung am Ortsnetztransformator auftritt. Bei hoher dezentraler Einspeisung und Schwachlast kann sich die Lastflussrichtung umkehren. Es kann zu einer Rückspeisung in das übergelagerte Netz kommen. Gemäß Gleichung 2.1 wird bei Einspeisung, also negativem Strom ΔU_L positiv und die maximale Spannung tritt am Leitungsende auf. Für die Spannung im Netz gibt es Normen, die eingehalten werden müssen (siehe Abschnitt 2.2). In Abbildung 2.2 ist die Spannung eines Stranges für maximale Last und maximale Einspeisung dargestellt.

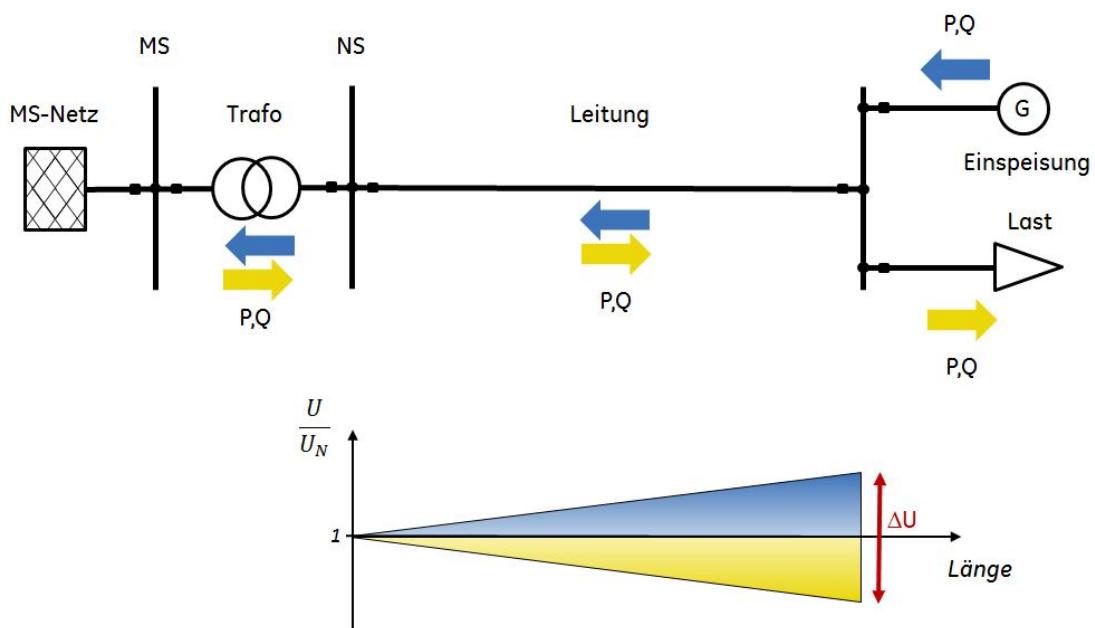


Abbildung 2.2: Spannung eines Stranges im Niederspannungsnetz für maximale Last (gelb) und maximale Einspeisung (blau) [26]

2.2 Gesetzliche Rahmenbedingungen und Planungsgrundlagen

Regenerative Energien wie Sonnen- oder Windenergie unterliegen witterungsbedingten Einflüssen und können Spannungsänderungen im Netz verursachen. Die Spannung am Netzanschluss muss eine Toleranz von $\pm 10\%$ der Nennspannung einhalten, um einen problemlosen Betrieb elektrischer Geräte sicherzustellen. Dies wird in der Norm DIN EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ festgelegt. Dort sind die wesentlichen Merkmale der Netzspannung am Netzanschlusspunkt unter normalen Betriebsbedingungen definiert und spezifiziert. Es wird festgelegt, dass 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Spannung jedes Wochenintervalls im Bereich $\pm 10\%$ liegen müssen [10].

Abbildung 2.3 zeigt eine beispielhafte Aufteilung des Spannungsbandes, wie sie häufig von Netzbetreibern in ihren Planungsgrundsätzen vorgenommen wird.

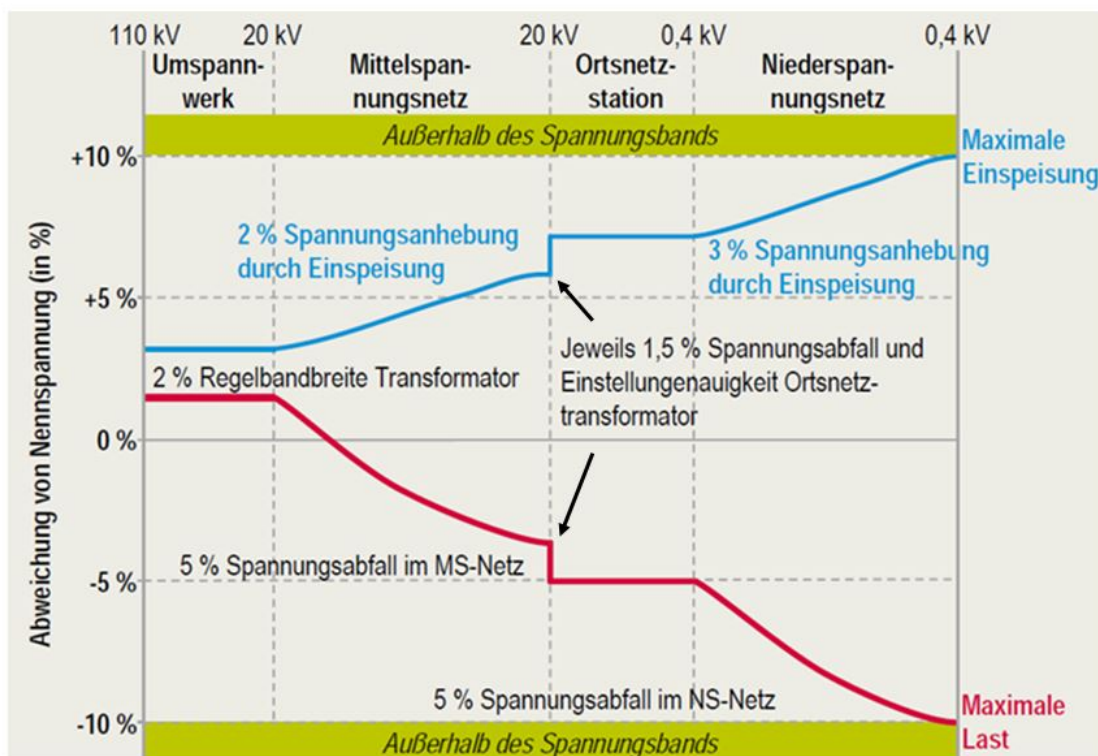


Abbildung 2.3: Einteilung der Spannungsbereiche nach DIN EN 50160 [20]

Im Fall von maximal elektrischer Last muss die Spannung beim Verbraucher mindestens 90 % der Nennspannung betragen. Für den Spannungsabfall im Niederspannungsnetz werden 5 % angenommen. Daraus resultiert ein Spannungswert von 95 % der Nennspannung auf der Sekundärseite des Ortsnetztransformators. Der Ortsnetzstation werden 1,5 % an Spannungsfall vorbehalten und für das Mittelspannungsnetz weitere 5 %. Damit ist auf der Sekundärseite des Umspannwerkes eine Mindestspannung von 1,5 % über der Nennspannung erforderlich.

Eine vergleichbare Annahme lässt sich für den Fall der maximalen Einspeisung treffen. Das Umspannwerk besitzt eine Regelbreite von 2 %. Im Mittelspannungsnetz wird durch mögliche Einspeiser eine maximale Spannungsanhebung von 2 % zugelassen [9] und über den Ortsnetztransformator ein Spannungsfall von 1,5 % angenommen. Übrig bleiben 3 % zulässige Spannungsanhebung für das Niederspannungsnetz, welche im unregulierten Fall eingehalten werden muss. Bei Netzen mit hohem Durchdringungsgrad an Photovoltaik ist dies nicht gewährleistet. Deshalb ist die gezielte Regelung der Spannung notwendig, um vorgegebene Normen einzuhalten. Diese Annahmen werden für die folgenden Berechnungen und Simulationen in den Kapiteln 3 bis 5 herangezogen.

2.3 Möglichkeiten der Spannungshaltung

Möglichkeiten diese Spannungsprobleme zu beheben und größere Spannungsanstiege durch Einspeiser zuzulassen, sind unter anderem der Ausbau des Netzes, Blindleistungskompensation, Energiespeicher und Spannungsregler mit Laststufenschaltern.

Netzausbau:

Durch Ausbau des Netzes mit neuen Betriebsmitteln kann das Netz verstärkt und die Netzimpedanz reduziert werden. Diese Methode ist in der Regel sehr teuer und zeitaufwendig [26] [22], weshalb zunächst die im Folgenden aufgelistet Möglichkeiten bevorzugt werden.

Blindleistungskompensation:

Dezentrale Erzeugungsanlagen wie z.B. PV-Anlagen werden über moderne 4-Quadranten-Wechselrichter an das Netz angeschlossen. Sie bieten die Möglichkeit, Blindleistung zu liefern oder zu verbrauchen. Arbeitet der Wechselrichter als Blindleistungsverbraucher, kann er einem Spannungsanstieg vom Ortsnetztransformator bis zum Leitungsende (Abbildung 2.2) entgegenwirken. Dies soll anhand Abbildung 2.4 erläutert werden.

In Abbildung 2.4 links ist der Fall von reiner Wirkleistungs- bzw. Wirkstromeinpeisung in Form eines Zeigerdiagrammes dargestellt. U_1 stellt dabei die Spannung an der Transformatorstation und U_2 die Spannung am Ende der Leitung dar. Von der PV-Anlage wird der Strom $\underline{I} = -I_W$ eingespeist. Er wird negativ gezählt, da vom Verbraucherzählpeilsystem ausgegangen wird. Bei R und X handelt es sich um Wirk- und Blindwiderstand der Leitung. Aufgrund des Spannungsabfalls, welcher vom Strom und dem Wirkwiderstand ($R \cdot \underline{I}$) verursacht wird, ist die Spannung am Leitungsende größer als die am Leitungsanfang.

In Abbildung 2.4 rechts ist dargestellt, wie dieser Situation mit Hilfe von Blindleistungsbezug entgegengewirkt werden kann. Die Anlage liefert nicht nur Wirkleistung, sondern bezieht gleichzeitig induktive Blindleistung. Durch den Spannungsabfall über den Blindwiderstand ($-jX\underline{I}$) kann der Spannungsanstieg entlang der Leitung kompensiert und die Spannung auf zulässige Werte begrenzt werden. Aus Untersuchungen ging hervor, dass ein minimaler Leistungsfaktor von $\cos\varphi = 0,9$ ausreichend ist, um die Spannung im zulässigen Band zu halten [26].

Spannungshaltung durch Blindleistungskompensation bietet eine preiswerte Möglichkeit, die einfach implementierbar ist. Netzbetreiber bevorzugen es allerdings, selbst die Kontrolle über das Betriebsmittel zur Spannungsregelung zu haben. Bei Blindleistungskompensation durch eine Kundenanlage wäre dies allerdings nicht gegeben. Dies ist neben den erhöhten Verlusten ein Nachteil dieser Methode.

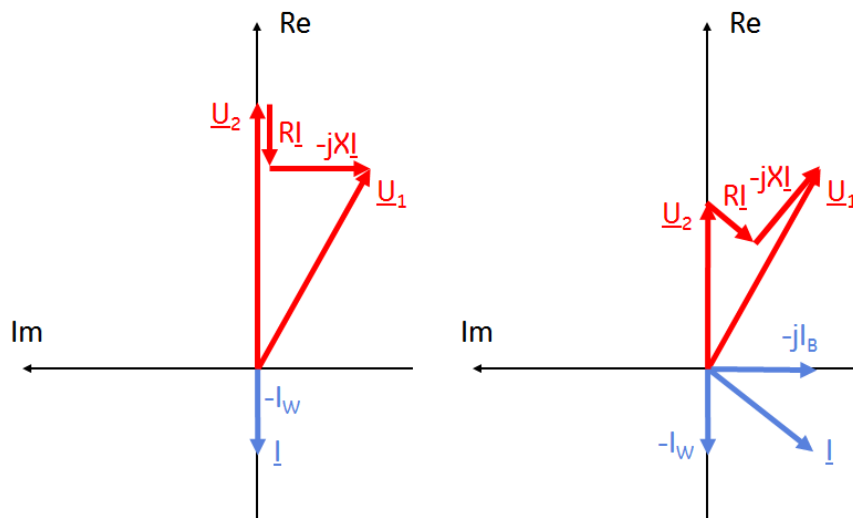


Abbildung 2.4: Spannungsabfall einer Leitung bei reiner Wirkstromspeisung (links) und bei Wirkstromspeisung und Blindstrombezug (rechts) [26] [8]

Energiespeicher:

Speicher können in Zeiten hoher Last dazu beitragen, Energie zu liefern, um das Netz zu entlasten. Aufgrund dezentraler Standorte muss die Energie nur über geringe Strecken fließen, was Übertragungsverluste minimiert. Allerdings sind nach heutigem Stand solche Batteriespeicher sehr teuer. Zudem haben sie eine beschränkte Anzahl an Ladezyklen und damit eine begrenzte Lebensdauer [22].

Spannungsregler mit Laststufenschalter:

Transformatoren mit Laststufenschalter werden verwendet, um die Höhe der Spannung im Netz zu steuern. Dabei wird zwischen regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT) und Längsreglern unterschieden. Während Längsregler entlang des Stranges angebracht werden, befinden sich RONTs in der Transformatorstation zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz. Sowohl Längsregler als auch RONTs besitzen eine einstellbare Übersetzung. Um das Übersetzungsverhältnis während des Betriebs ändern zu können, werden Laststufenschalter verwendet.

Zur Grob- und Feineinstellung ist die Wicklung eines Laststufenschalters in eine Stamm- und eine Stufenwicklung unterteilt. Um die Stufenwicklung während des Umschaltens gegen einen direkten Kurzschluss zu schützen und ein Schalten ohne Lastunterbrechung zu gewährleisten, gibt es zwei Varianten: einen Sprungschal-

ter (Widerstandsschalter) und einen Laufscharter (Reaktorschalter). Der schneller schaltende Sprungschalter nach Jansen ist in Europa am weitesten verbreitet (siehe Abbildung 2.5), der Reaktorschalter findet vor allem in den USA Anwendung.

Die Funktionsweise wird im Folgenden anhand des Jansen-Schalters in Abbildung 2.5 erläutert. Beim Schaltvorgang wählt der zweite Stufenwähler die gewünschte Stufe aus. Der Laststrom \underline{I} fließt aktuell über Stufenwähler 1 und den Kontaktbügel nach 1N. Der Kontaktbügel bewegt sich während des Schaltvorgangs von Position a auf Position e. In Stellung c fließt \underline{I} kurzzeitig über die beiden Widerstände R . Der zusätzlich auftretende Kurzschlussstrom zwischen den Anzapfungen wird durch diese begrenzt. Befindet sich der Kontaktbügel in Position e ist der Schaltvorgang beendet. Beim nächsten Wechsel der Stufe bewegt sich der Kontaktbügel von Position e nach a und Stufenwähler 1 wählt die nächste Stufe aus.

Bei einem Stufenwechsel wird die Windungsanzahl w_1 der Stufenwicklung des Transformators geändert, was auch eine Änderung des Übersetzungsverhältnisses $\ddot{u} = \frac{w_1}{w_2}$ zur Folge hat. Somit wird die Spannung auf der Sekundärseite des Transformators gemäß Gleichung 2.8 geändert.

$$U_2 = \frac{U_1}{\ddot{u}} \quad (2.8)$$

Ein Vorteil dieser Methode sind die geringen Verluste. Laststufenschalter sind preiswert im Vergleich zum Netzausbau, im Vergleich zu Blindleistungskompensation jedoch teuer [25]. Die Regelung der Spannung mittels Laststufenschaltern liegt in der Hand der Netzbetreiber. Bei zu großen Stufen und zu häufigen Schaltheandlungen, kann es jedoch durch sehr schnelle zeitliche Spannungsschwankungen zu Problemen mit Flickern und Normverletzungen kommen. Dies wird in Kapitel 4.5 genauer untersucht. Die Komponenten des Laststufenschalters werden bei jeder Schaltheandlung sowohl mechanisch als auch elektrisch stark belastet. Deshalb wird die Lebensdauer des Schalters durch die Anzahl der Schaltvorgänge begrenzt.

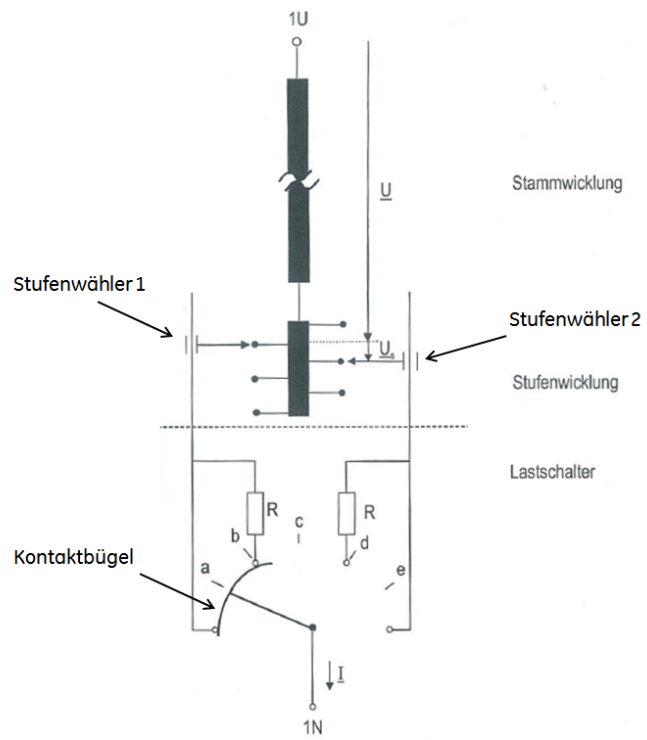


Abbildung 2.5: Laststufenschalter nach Jansen [19]

Kapitel 3

Spannungsregelung mit Laststufenschaltern

Im vorigen Kapitel wurde gezeigt, dass der Einsatz eines Laststufenschalters eine vorteilhafte Möglichkeit darstellt, die Spannung im Netz zu regeln. Der Laststufenschalter wird von einem übergeordneten Regler angesteuert, der basierend auf Messwerten den Befehl für die Schalthandlung gibt. Für die Regelung gibt es verschiedene Methoden, die im Folgenden vorgestellt werden. Diese Regelmethode haben zwei Ziele. Das Hauptziel ist die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes von $\pm 10\%$. Des Weiteren wird die Minimierung der Anzahl von Stufenwechseln angestrebt, um die Lebensdauer des Stufenschalters zu erhöhen und mögliche Flickerprobleme zu vermeiden.

3.1 Grundlagen der Regelung

In Abbildung 3.1 ist der Regler mittig zwischen MS/NS-Transformator und Leitungsende eingebaut. Er erfasst kontinuierlich die Spannung U_{Mess} an seiner Sekundärseite und vergleicht diese einem vorgegebenen Spannungswert U_{Soll} . Daraus wird die Spannungsdifferenz ΔU gebildet [14].

$$\Delta U = U_{\text{Mess}} - U_{\text{Soll}} \tag{3.1}$$

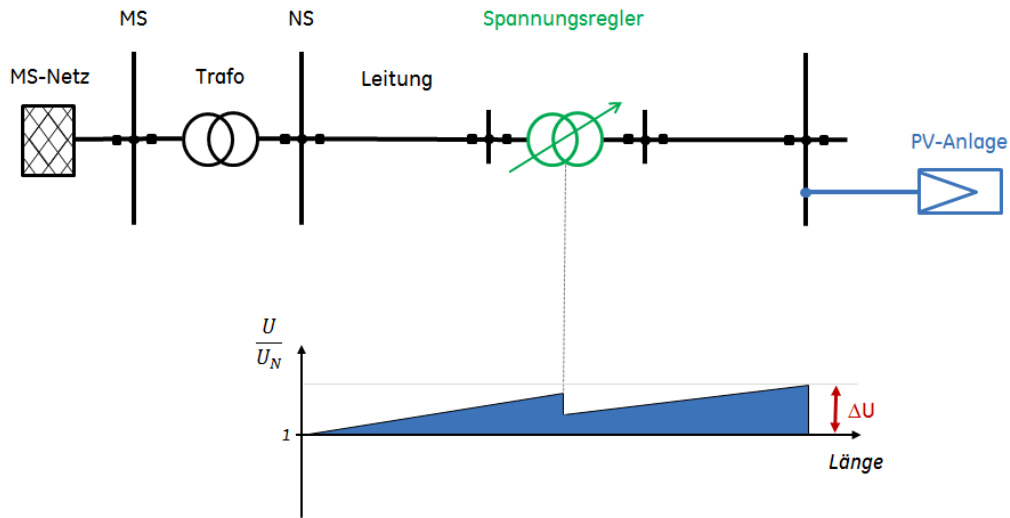


Abbildung 3.1: Einfluss eines Spannungsreglers mit Laststufenschalter auf die Spannung im Niederspannungsnetz bei maximaler Einspeisung

Da der Laststufenschalter die Spannung in diskreten Stufen ändert, muss es um die Sollspannung U_{Soll} herum ein Toleranzband geben, in dem der Regler nicht eingreift. Nur wenn die Spannungsdifferenz größer als die zulässige Regelabweichung wird,

$$|\Delta U| \geq \frac{BW}{2} \quad (3.2)$$

kommt es zu einer Stufung. BW bezeichnet hier die Bandweite dieses Toleranzbandes. Damit der Regler die Spannung zurück in das Band regeln kann, muss die Bandweite größer als eine Stufe des Schalters sein. Dadurch ist die minimale Bandweite definiert. In [18] wird eine minimale BW der 1,2-fachen Stufengröße empfohlen.

$$BW \geq BW_{\text{min}} = 1,2 \cdot \Delta U_{\text{Stufe}} \quad (3.3)$$

Teil der Regelung ist eine vorgegebene Verzögerungszeit $t_{\text{Verzögerung}}$, welche unnötige Stufenschaltungen verhindern soll, falls die Bandabweichungen nur von kurzer Dauer sind. In dem Moment, indem die Spannung das Band verlässt, startet ein Zeitnehmer. Wie in Abbildung 3.2 gezeigt, kommt es zu keinem Stufenwechsel, falls die Spannung vor Ablauf der Verzögerungszeit ins Band zurückkehrt (Spannungsprofil B).

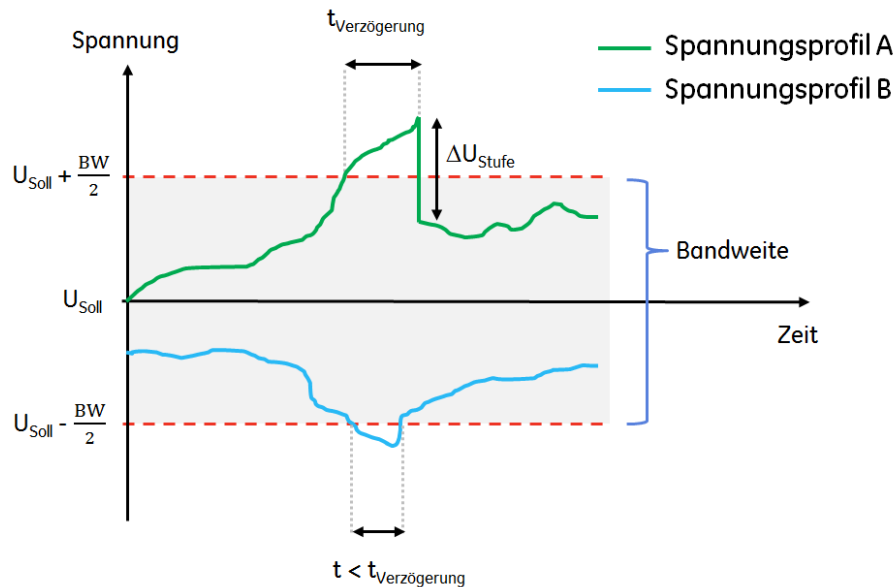


Abbildung 3.2: Funktionsprinzip des Spannungsreglers

Läuft die vorgegebene Verzögerungszeit jedoch komplett ab und die gemessene Spannung befindet sich immer noch außerhalb des Toleranzbandes, kommt es zu einem Stufenwechsel, welcher die Spannung zurück in das Toleranzband bringen soll (Spannungsprofil A).

Sowohl für die Verzögerungszeit $t_{\text{Verzögerung}}$ als auch für die Zurücksetzung des Zeitnehmers (im Folgenden Reset-Option bezeichnet) bei zwischenzeitlicher Rückkehr der Spannung in das Toleranzband werden verschiedene Algorithmen angewendet, die den Zeitpunkt des Stufenwechsels beeinflussen.

3.2 Bestimmung der Verzögerungszeit $t_{\text{Verzögerung}}$

Im Folgenden werden vier Algorithmen betrachtet, um die Verzögerungszeit zu berechnen. In Abbildung 3.3 ist anhand einer Verzögerungszeit von $t_{\text{Verzögerung}} = 10$ Sekunden der Unterschied zwischen den vier betrachteten Algorithmen dargestellt. Pro Sekunde wird ein Wert gemessen.

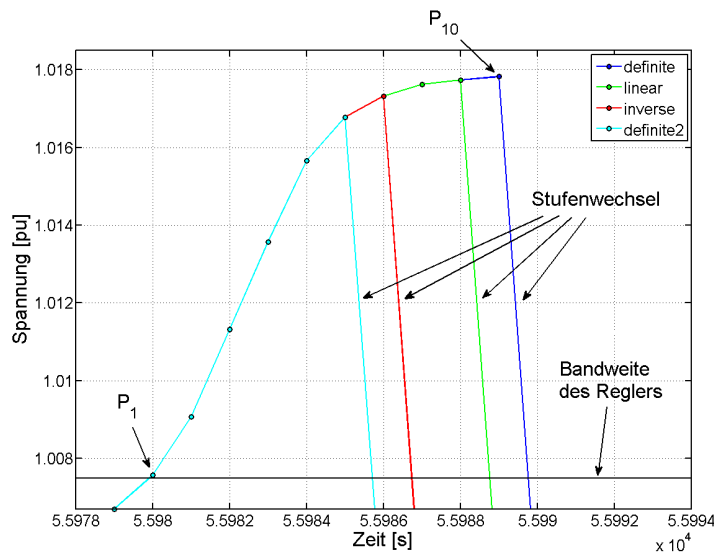


Abbildung 3.3: Vergleich der Algorithmen *definite*, *linear*, *inverse* und *definite2* anhand des Spannungsverlaufes mit einer Verzögerungszeit $t_{\text{Verzögerung}} = 10$ Sekunden und einer Bandweite $BW = 1,5 \%$

Konstante Verzögerungszeit: *definite*

Der einfachste Algorithmus zur Bestimmung der Verzögerungszeit wird *definite* bezeichnet. Er steht für eine konstante Verzögerungszeit (Gleichung 3.4). Falls sich die gemessene Spannung nach Ablauf genau dieser definierten Zeit noch außerhalb des Spannungsbandes befindet, wird eine Schalthandlung eingeleitet. Dies wird in Abbildung 3.3 deutlich. Zum Zeitpunkt P_1 verlässt die Spannung das zulässige Toleranzband (schwarz) und der Zeitnehmer startet. Nach 10 Sekunden (P_{10}) befindet sich die Spannung weiterhin im nicht zulässigen Bereich und es kommt zum Stufenwechsel.

$$t = t_{\text{Verzögerung}} \quad (3.4)$$

Variable Reaktionszeit:

Bei weiteren Algorithmen hängt der Zeitpunkt des Stufenwechsels von der Höhe der Spannungsdifferenz ΔU ab. Je größer die Differenz, desto kleiner ist die berechnete Verzögerungszeit und desto früher schaltet der Regler. Mit diesen Algorithmen werden somit größere Spannungsabweichungen schneller ausgeregelt.

Dabei wird kontinuierlich das diskrete Integral

$$\text{Integral} = \text{Integral} + \frac{\Delta t}{t_{\text{Var}}} \quad (3.5)$$

ausgewertet. Erreicht es einen Wert $\text{Integral} \geq 1$ schaltet der Regler.

inverse

Der Algorithmus *inverse* wird durch Gleichung 3.6 beschrieben. Im Beispiel aus Abbildung 3.3 schaltet der Regler 7 Sekunden nach Abweichung der Spannung vom Toleranzband. In Tabelle 3.1 ist die Berechnung des Integrals gezeigt. Nach 7 Messwerten wird einen Wert ≥ 1 erreicht und es kommt zum Stufenwechsel.

$$t_{\text{Var}} = t_{\text{Verzögerung}} \cdot \frac{BW}{2|U_{\text{Mess}} - U_{\text{Soll}}|} \quad (3.6)$$

linear

Der Algorithmus *linear* wird mit Gleichung 3.7 berechnet. Mit diesem Algorithmus kommt es nach 9 Sekunden zum Stufenwechsel (siehe Tabelle 3.1).

$$t_{\text{Var}} = t_{\text{Verzögerung}} \left(1 - 0,1 \cdot \min\left(10, \frac{2|U_{\text{Mess}} - U_{\text{Soll}}|}{BW}\right) \right) \quad (3.7)$$

definite2

Beim Algorithmus *definite2* ist neben einer konstanten Verzögerungszeit wie bei dem einfachen *definite*-Algorithmus noch die Zeit $t_{\text{Verzögerung},2}$ definiert

Tabelle 3.1: Berechnung des Integrals für die verschiedenen Typen der Verzögerungszeit $t_{\text{Verzögerung}}$

Zeitpunkt [s]	inverse	linear	definite2
1	0,101	0,111	0,1
2	0,223	0,225	0,2
3	0,373	0,343	0,3
4	0,555	0,465	0,4
5	0,764	0,591	0,733
6	0,988	0,720	1,067
7	1,219	0,850	
8		0,981	
9		1,112	

(Gleichung 3.8). Diese gilt bei großen Spannungsdifferenzen und muss einen kleineren Wert als $t_{\text{Verzögerung}}$ haben (Gleichung 3.9), damit höhere Spannungsabweichungen schneller ausgeregelt werden. Für *definite2* wird in dieser Arbeit $t_{\text{Verzögerung},2} = 0,3 \cdot t_{\text{Verzögerung}}$ gewählt. Im Beispiel aus Abbildung 3.3 beträgt sie somit 3 Sekunden. Wie in Tabelle 3.1 gezeigt, regelt der Algorithmus *definite2* aufgrund der großen Spannungsdifferenz bereits nach 6 Sekunden.

$$t_{\text{Var}} = \begin{cases} t_{\text{Verzögerung}}, & |U_{\text{Mess}} - U_{\text{Soll}}| < BW \\ t_{\text{Verzögerung},2}, & |U_{\text{Mess}} - U_{\text{Soll}}| \geq BW \end{cases} \quad (3.8)$$

$$t_{\text{Verzögerung},2} < t_{\text{Verzögerung}} \quad (3.9)$$

Mehrfache Folge von Stufenwechseln:

Bei sehr großen Spannungsabweichungen kann es vorkommen, dass ein Stufenwechsel nicht ausreicht, um die Spannung in das Toleranzband des Reglers zurückzubringen. Für diesen Fall ist eine weitere Zeit $t_{\text{Zwischenstufe}}$ definiert. $t_{\text{Zwischenstufe}}$ wird zwischen allen folgenden Stufenwechseln angewendet, bis sich die Spannung wieder im zulässigen Bereich befindet. In dieser Arbeit beträgt $t_{\text{Zwischenstufe}} = 2$ Sekunden, was der Standardeinstellung in [7] entspricht.

3.3 Reset-Optionen

In den bisher beschriebenen Algorithmen wird der Zeitnehmer immer sofort auf Null gesetzt, wenn die Spannung zurück in das Band kehrt. In Situationen, in denen die Spannung um die Bandkante oszilliert, wird es nie zu einer Schalthandlung kommen. Damit es in solchen Situationen trotzdem zu einem Stufenwechsel kommt und ständige Abweichungen vom Toleranzband vermieden werden, enthält die Regelung eine Reset-Option. Diese sorgt dafür, dass der Zeitnehmer nicht sofort auf Null zurückgesetzt wird, wenn die Spannung in das Toleranzband zurückkehrt, ohne dass ein Stufenwechsel stattgefunden hat. In Abbildung 3.4 sind die verschiedenen Reset-Optionen dargestellt. In Abbildung 3.5 wird ein Beispiel mit einer Verzögerungszeit von $t_{\text{Verzögerung}}=10$ Sekunden gezeigt. Zudem wird der Algorithmus *definite* gewählt, damit der Stufenwechsel nach den vorgegebenen 10 Sekunden stattfindet. Wichtig für die Erklärung sind die Zeitpunkte, wann die Spannung das zulässige Reglerband (schwarz) verlässt P_1 und wann sie zwischenzeitlich zurückkehrt P_6 .

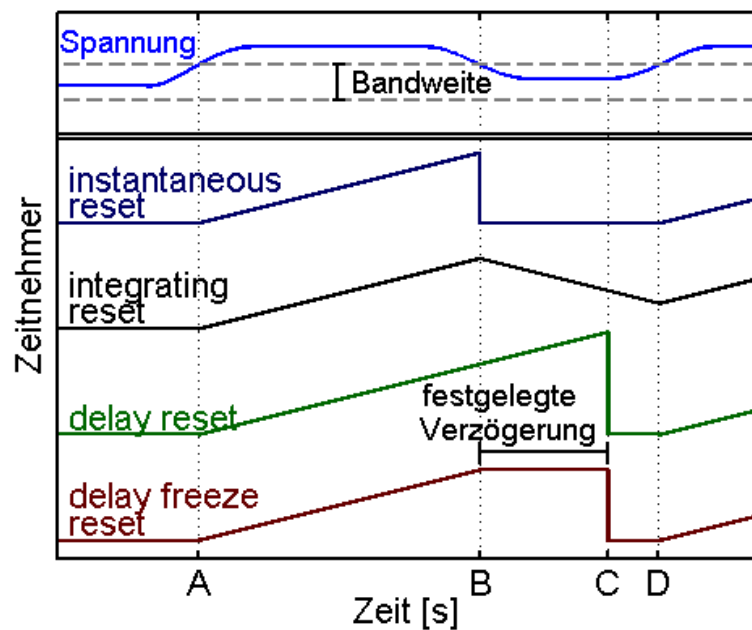


Abbildung 3.4: Vergleich der Reset-Optionen instantaneous reset, integrating reset, delay reset und delay freeze reset

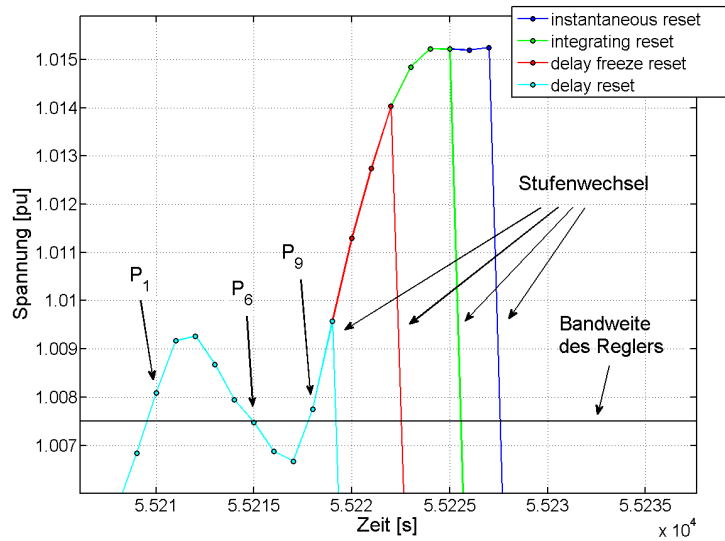


Abbildung 3.5: Vergleich der verschiedenen Reset-Optionen instantaneous reset, integrating reset, delay reset und delay freeze reset anhand des Spannungsverlaufes mit einer Verzögerungszeit von $t_{\text{Verzögerung}} = 10$ Sekunden, dem Algorithmus definite und einer Bandweite $BW = 1,5 \%$

instantaneous reset

Bei dieser Option wird der Zeitnehmer augenblicklich zurückgesetzt, sobald die Spannung in das Band zurückkehrt. In Abbildung 3.5 startet der Zeitnehmer zum Zeitpunkt P_1 und wird zum Zeitpunkt P_6 zurückgesetzt. Zum Zeitpunkt P_9 , wenn die Spannung ein zweites Mal das Toleranzband verlässt, startet der Zeitnehmer das nächste Mal, bis es nach 10 Sekunden zum Stufenwechsel kommt (siehe auch in Tabelle 3.2).

integrating reset

Der Zeitnehmer fängt bei dieser Option an, rückwärts zu zählen, sobald die Spannung in das Band zurückkehrt (siehe Tabelle 3.2). In Abbildung 3.5 ist das zum Zeitpunkt P_6 der Fall. Zum Zeitpunkt P_9 kommt es erneut zu einer Verletzung des Toleranzbandes und die Zählrichtung kehrt sich wieder um. Da der Zeitnehmer bei Rückkehr der Spannung ins Toleranzband nicht bis auf den Wert Null zurückzählt, kommt es früher zum Stufenwechsel im Vergleich zu *instantaneous reset*.

delay reset

Wie in Abbildung 3.4 gezeigt, ist für diese Reset-Option eine festgelegte Verzögerung t_{FV} definiert. Für diese Zeit unterbricht der Zeitnehmer seinen Zählvorgang nicht, sollte die Spannung in das Band zurückkehren. Befindet sich die Spannung nach Ablauf von t_{FV} immer noch innerhalb des Bandes, wird der Zeitnehmer auf Null zurückgesetzt. In dieser Arbeit wird für die festgelegte Verzögerung $t_{FV} = 0,5 \cdot t_{\text{Verzögerung}}$ verwendet. In Abbildung 3.5 beträgt die festgelegte Verzögerung somit $t_{FV} = 5$ Sekunden. Bei P_6 kehrt die Spannung ins Toleranzband zurück. Nachdem die Dauer dieser Rückkehr kürzer als t_{FV} ist, zählt der Zeitnehmer unverändert weiter. Daher findet der Stufenwechsel genau $t_{\text{Verzögerung}} = 10$ Sekunden nachdem die Spannung das erste Mal das Band verlassen hat, statt (siehe Tabelle 3.2).

delay freeze reset

Bei dieser Reset-Option ist ebenfalls eine festgelegte Verzögerung t_{FV} definiert. Der Zeitnehmer speichert den aktuellen Wert, falls die Spannung vor Erreichen der vorgegebenen Verzögerungszeit in das Band zurückkehrt. Befindet sich die Spannung nach Ablauf von t_{FV} innerhalb der Bandweite, wird der Zeitnehmer auf Null zurückgesetzt (siehe Abbildung 3.4). Kommt es vor Ablauf von t_{FV} zu einer erneuten Bandverletzung, zählt der Zeitnehmer von seinem gespeicherten Wert weiter. Im Beispiel wird der Wert zum Zeitpunkt P_6 gespeichert und zum Zeitpunkt P_9 zählt der Zeitnehmer weiter (siehe Tabelle 3.2). Die festgelegte Verzögerung t_{FV} beträgt wie bei der Reset-Option *delay reset* $t_{FV} = 0,5 \cdot t_{\text{Verzögerung}} = 5$ Sekunden.

3.4 Bestimmung von Position und Bandweite

Entscheidet sich ein Netzbetreiber zum Einsatz von Längsreglern, stellt sich für ihn die Frage, an welcher Stelle des Stranges dieser eingebaut werden sollte. Es zeigt sich, dass nur bestimmte Positionen zulässig sind, um die Spannung im $\pm 10\%$ Spannungsband zu halten. Außerdem soll die Anzahl der Stufenwechsel reduziert werden, was durch größere Bandweiten erreicht werden kann. Im Weiteren folgt eine analytische Herleitung von Formeln, um die maximale und minimale Position

Tabelle 3.2: Berechnung der Reset-Zeit für die verschiedenen Reset-Optionen

Zeitpunkt [s]	instantaneous	integrating	delay	delay freeze
1	1	1	1	1
2	2	2	2	2
3	3	3	3	3
4	4	4	4	4
5	5	5	5	5
6	0	4	6	5
7	0	3	7	5
8	0	2	8	5
9	1	3	9	6
10	2	4	10	7
11	3	5	0	8
12	4	6	0	9
13	5	7	0	10
14	6	8	0	0
15	7	9	0	0
16	8	10	0	0
17	9	0	0	0
18	10	0	0	0

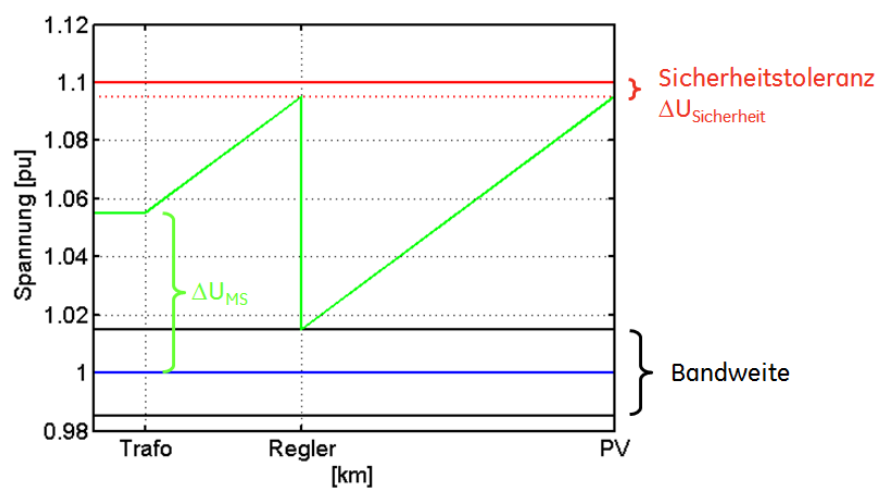


Abbildung 3.6: Schema zur Herleitung von Formeln für Position und Bandweite des Reglers

des Reglers und die dazugehörige maximale Bandweite zu bestimmen. Für die folgenden Überlegungen wird ein Strang eines Niederspannungsnetzes betrachtet, an dessen Ende sich eine PV-Einspeisung befindet. Zwischen Ortsnetztransformator

und Leitungsende ist ein Spannungsregler eingebaut. Abbildung 3.6 zeigt den Spannungsverlauf entlang der Leitung. Lasten werden hierbei nicht berücksichtigt, da der maximale Spannungsanstieg betrachtet werden soll, was dem Worst-Case entspricht. Daher kommt es bei Einspeisung zu einer Leistungsflussumkehr. Es werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Spannung im ganzen Niederspannungsnetz muss laut EN 50160 innerhalb der zulässigen Toleranz von $\pm 10 \%$ liegen (rot durchgezogene Linie).
- Für die Simulation wird eine zusätzliche Sicherheitstoleranz $\Delta U_{\text{Sicherheit}}$ von $\pm 0,5 \%$ definiert, somit ergibt sich für die Spannung ein Band von $\pm 9,5 \%$ (rot gepunktete Linie).
- Aufgrund von Einspeisungen im Mittelspannungsnetz wird eine konstante Anhebung der Spannung $\Delta U_{\text{MS}} = 5,5 \%$ am MS/NS-Trafo angenommen. Dieser Wert ergibt sich aus Abbildung 2.3 und stellt die Worst-Case-Spannung an der Primärseite des Ortsnetztransformators bei maximaler Einspeisung dar.
- Der Spannungsanstieg entlang der Leitung ist linear. ΔU_{PV} entspricht dem gesamten Spannungsanstieg vom MS/NS-Transformator bis zur PV-Einspeisung ohne Einsatz des Reglers.
- Die Positionen von MS/NS-Transformator, Regler und PV-Einspeisung werden als x_{Trafo} , x_{Reg} und x_{PV} bezeichnet.
- Der Regelbereich des Spannungsreglers beträgt $\pm 10 \%$.

Daraus ergeben sich zwei Bedingungen für zwei Spannungspunkte:

Die Spannung an der Primärseite des Reglers $U_{\text{Regler},1}$ setzt sich aus der Summe des Spannungssollwertes ($U_{\text{Soll}} = 1\text{pu}$), der Erhöhung aufgrund der Mittelspannung ΔU_{MS} und dem Spannungsanstieg vom MS/NS-Transformator bis zum Regler $\Delta U_{\text{PV}} \cdot \frac{x_{\text{Reg}}}{x_{\text{PV}}}$ zusammen und muss stets unterhalb der $\pm 10 \%$ -Grenze liegen, wobei die Sicherheitstoleranz $\Delta U_{\text{Sicherheit}}$ ebenfalls eingehalten werden muss.

$$U_{\text{Regler},1} = 1 \text{ pu} + \Delta U_{\text{MS}} + \Delta U_{\text{PV}} \cdot \frac{x_{\text{Reg}}}{x_{\text{PV}}} < 1,1 \text{ pu} - \Delta U_{\text{Sicherheit}} \quad (3.10)$$

Die Spannung am Ende der Leitung $U_{\text{PV-Anlage}}$ setzt sich aus der Spannung an der Sekundärseite des Reglers $U_{\text{Regler,2}}$ und dem Spannungsanstieg vom Regler bis zur PV-Anlage $\Delta U_{\text{PV}} \cdot (1 - \frac{x_{\text{Reg}}}{x_{\text{PV}}})$ zusammen und muss ebenfalls geringer sein als 1,055 pu.

$$U_{\text{PV-Anlage}} = U_{\text{Regler,2}} + \Delta U_{\text{PV}}(1 - \frac{x_{\text{Reg}}}{x_{\text{PV}}}) < 1,1 \text{ pu} - \Delta U_{\text{Sicherheit}} \quad (3.11)$$

Für die Spannung an der Sekundärseite des Reglers $U_{\text{Regler,2}}$ wird mit dem Worst Case, dass sich die Spannung an der oberen Kante des Toleranzbandes befindet, gerechnet (Gleichung 3.12).

$$U_{\text{Regler,2}} = 1 + \frac{BW}{2} \quad (3.12)$$

Aus Gleichung 3.10 ergibt sich umgeformt die maximale Position für den Regler:

$$\frac{x_{\text{Reg}}}{x_{\text{PV}}} < \frac{0,1 \text{ pu} - \Delta U_{\text{Sicherheit}} - \Delta U_{\text{MS}}}{\Delta U_{\text{PV}}} \quad (3.13)$$

Die minimale Position ergibt sich aus den Gleichungen 3.11, 3.12 und für $BW \geq BW_{\text{Min}}$ nach Gleichung 3.3:

$$\frac{x_{\text{Reg}}}{x_{\text{PV}}} > \frac{\Delta U_{\text{PV}} + \frac{BW_{\text{Min}}}{2} - 0,1 \text{ pu} + \Delta U_{\text{Sicherheit}}}{\Delta U_{\text{PV}}} \quad (3.14)$$

Die maximale Bandweite bei einer beliebigen Position ergibt sich aus den Gleichungen 3.11 und 3.12:

$$BW_{\text{Max}} < 2 \cdot (0,1 - \Delta U_{\text{PV}}(1 - \frac{x_{\text{Reg}}}{x_{\text{PV}}}) - \Delta U_{\text{Sicherheit}}) \quad (3.15)$$

In Abbildung 3.7 sind die Formeln 3.13 und 3.14 für die minimale und maximale Position, die den möglichen Bereich der Reglerpositionen begrenzen, in Abhängigkeit von ΔU_{PV} dargestellt.

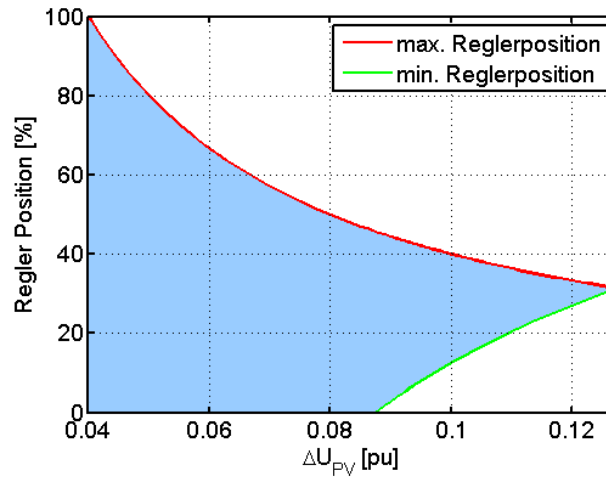


Abbildung 3.7: Zulässige Reglerpositionen in Abhängigkeit des Spannungsanstieges ΔU_{PV}

Im Bereich

$$\Delta U_{PV} \leq 0,1 \text{ pu} - \Delta U_{MS} - \Delta U_{Sicherheit} \quad (3.16)$$

ist eine Regelung nicht nötig. Aus Gleichung 3.16 ergibt sich mit den Annahmen, die für ΔU_{MS} und $\Delta U_{Sicherheit}$ getroffen wurden, dass für einen Spannungsanstieg $\Delta U_{PV} \leq 0,04$ pu keine Regelung notwendig ist. Mit ansteigendem ΔU_{PV} nimmt der mögliche Bereich für die Reglerpositionen ab, bis sich die Grenzen für die maximale und minimale Position schneiden. Dieser Punkt stellt das maximal zulässige ΔU_{PV} dar, oberhalb dessen die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes durch die Regelung nicht mehr möglich ist. Er ergibt sich aus Gleichsetzung der Gleichungen 3.13 und 3.14 und beträgt im betrachteten Fall $\Delta U_{PV} = 0,1275$ pu.

Des Weiteren gibt es einen Punkt, an dem die Grenze für die minimale Position die Abszisse schneidet. Er ergibt sich aus den Gleichungen 3.11 und 3.12 und für die Reglerposition $x_{Regler} = 0$ %.

$$\Delta U_{PV} \leq 0,1 \text{ pu} - \frac{BW_{Min}}{2} - \Delta U_{Sicherheit} \quad (3.17)$$

Dieser Punkt gibt ein ΔU_{PV} an, unterhalb dessen nur die Mittelspannung ausgeglichen wird. Aus Gleichung 3.17 ergibt sich im betrachteten Fall ein $\Delta U_{PV} = 0,0875$ pu. Für kleinere ΔU_{PV} wird nur die Spannungsanhebung aufgrund der Mittelspannung

ausgeregelt, für größere ΔU_{PV} werden auch Spannungsüberhöhungen, welche durch Einspeisungen im Niederspannungsnetz entstehen, kompensiert.

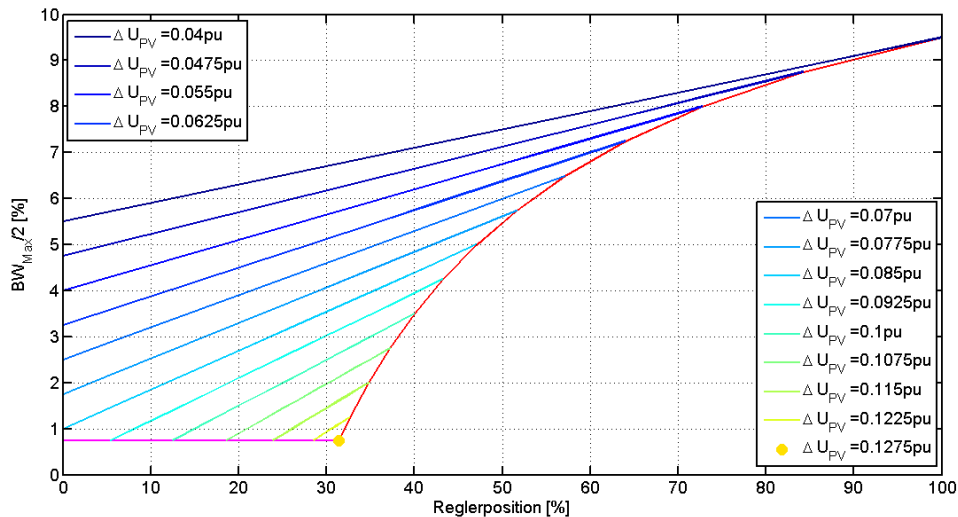


Abbildung 3.8: Maximale Bandweite in Abhängigkeit der Reglerposition für unterschiedliche Spannungsanstiege ΔU_{PV}

In Abbildung 3.8 ist die maximale mögliche Bandweite BW_{Max} aus Gleichung 3.15 für verschiedene ΔU_{PV} und Reglerpositionen dargestellt. Die Bandweite wird so groß wie möglich gewählt, um die Anzahl der Stufenwechsel zu minimieren. Für ein bestimmtes ΔU_{PV} steigt BW_{Max} mit Entfernung des Reglers vom MS/NS-Transformator. In Abbildung 3.7 wurde gezeigt, dass es für jedes ΔU_{PV} eine minimale und eine maximale Position für den Regler gibt. Da sich auf der maximalen Position eine größere maximale Bandweite ergibt, werden dort weniger Stufenwechsel erwartet. Für dieses Beispiel beträgt die größte Bandweite $BW_{Max} = 18 \%$ und ergibt sich für die Reglerposition direkt am Erzeuger (bei 100 %), für den Grenzfall, indem eigentlich keine Regelung mehr notwendig ist ($\Delta U_{PV} = 0,04 \text{ pu}$). Für ein $\Delta U_{PV} = 0,1275 \text{ pu}$ beträgt die geringste maximale Bandweite $BW_{Max} = 1,5 \%$.

3.5 Zusammenfassung und Diskussion

Der Einsatz eines Laststufenschalters zur Regelung der Spannung erfordert einen übergeordneten Regler. Dieser vergleicht kontinuierlich die Spannung im Netz mit einem Spannungssollwert. Verlässt die gemessene Spannung ein vorgegebenes Toleranzband, ändert der Regler die Position der Laststufe und sorgt so für einen zulässigen Spannungswert.

Für den Netzbetreiber stehen mit der Wahl eines Laststufenschalters verschiedene Regelparameter zur Verfügung. Teil der Regelung ist eine vorgegebene Verzögerungszeit, welche unnötige Stufenschaltungen verhindern soll, falls Abweichungen der Spannung vom Toleranzband nur von kurzer Dauer sind. Die Verzögerungszeit lässt sich anhand vier verschiedener Algorithmen (definite, definite2, inverse, linear) berechnen.

Ein weiter Bestandteil der Regelung ist eine vorgegebene Reset-Option. Die Reset-Option sorgt dafür, dass der Zeitnehmer nicht sofort auf Null zurückgesetzt wird, wenn die Spannung in das Toleranzband zurückkehrt. Wie bei der Verzögerungszeit stehen dem Netzbetreiber vier verschiedene Algorithmen (instantaneous reset, integrating reset, delay reset, delay freeze reset) zur Wahl.

Für den Netzbetreiber stellt sich die Frage, an welcher Position entlang des Stranges der Laststufenschalter angebracht werden sollte. Zudem wird von ihm die Bandweite des Reglers festgelegt. Es wird vermutet, dass eine möglichst große Bandweite zu weniger Stufenwechseln führt, was in Hinblick auf die Lebensdauer des Stufenschalters angestrebt wird. Deshalb wurden anhand eines Modellstranges eines Niederspannungsnetzes Formeln hergeleitet, um die möglichen bzw. zulässigen Reglerpositionen und die zu jeder Position zugehörige maximale Bandweite zu bestimmen. Die Reglerpositionen werden vom Spannungsanstieg ΔU_{PV} zwischen Ortsnetztransformator und Strangende begrenzt. Der Spannungsanstieg ΔU_{PV} selbst hängt von der eingespeisten PV-Leistung und somit von der Anlagengröße ab. Im vierten Kapitel wird gezeigt, wie ΔU_{PV} auf die Anlagengröße umgerechnet werden kann.

Anhand der Formeln zeigt sich, dass es eine obere Grenze für die integrierbare PV-Leistung gibt. Ist der Spannungsanstieg ΔU_{PV} größer 0,1275 pu, ist eine Rege-

lung der Spannung bzw. das Einhalten des $\pm 10\%$ Spannungsbandes nicht mehr möglich. Für die maximale Anlagengröße gibt es genau eine mögliche Reglerposition. Für kleinere PV-Anlagen ergibt sich ein Bereich für mögliche Positionen, welcher mit kleiner werdender Anlagengröße größer wird. Für diesem Bereich ergibt sich jeweils eine maximal mögliche Position, welche sich näher am Strangende befindet, und eine minimal mögliche Position, welche sich näher am Ortsnetztransformator befindet. Da für die maximal mögliche Position eine größere Bandweite zulässig ist, wird vermutet, dass es auf dieser zu weniger Stufenwechseln kommt. Diese Vermutung wird im vierten Kapitel durch Anwendung der Formeln auf einem repräsentativen Modellstrang bestätigt. Beträgt die Mittelspannungserhöhung $\Delta U_{MS} = 0,055$ pu und der Spannungsanstieg weniger als $\Delta U_{PV} < 0,04$ pu, befindet man sich in einem Bereich, für den eine Regelung der Spannung nicht notwendig ist, da es zu keinen Spannungsproblemen kommt. Es konnte zudem ein Bereich für die Anlagengröße bestimmt werden, indem eine Regelung notwendig ist, aber nur die Spannungsanhebung aufgrund der Mittelspannung ausgeregelt wird. Dieser Bereich ergibt sich für ein $\Delta U_{PV} < 0,0875$ pu. Für diesen Bereich kann der Spannungsregler direkt am Ortsnetztransformator (entspricht der Reglerposition 0 %) angebracht werden.

Für die Netzbetreiber ist es von Interesse, wie viel PV-Leistung in das Netz integriert werden kann, ohne dass teure Ausbaumaßnahmen notwendig sind. Wird die Aufnahmefähigkeit des Netzes für PV-Leistung mit und ohne Regelung verglichen, konnte in diesem Kapitel gezeigt werden, dass mit Regelung der ca. dreifache Spannungsanstieg ΔU_{PV} zulässig ist, bzw. die dreifache PV-Leistung in das Netz integriert werden kann.

Im folgenden Kapitel werden die beschriebenen Algorithmen zur Berechnung der Verzögerungszeit und die verschiedenen Reset-Optionen anhand von Simulationen an einem Modellstrang miteinander verglichen. Es wird untersucht, welche Algorithmen am besten zur Minimierung der Anzahl der Stufenwechsel geeignet ist. Zudem werden die hergeleiteten Formeln für Position und Bandweite des Reglers durch Simulationen an einem Modellstrang eines Niederspannungsnetzes verifiziert und analysiert.

Kapitel 4

Simulation am Modellnetz

In diesem Kapitel soll der Einfluss der Algorithmen zur Berechnung der Verzögerungszeit (Kapitel 3.2) und der Reset-Optionen (Kapitel 3.3) auf den Zeitpunkt des Stufenwechsels des Laststufenschalters untersucht werden. Zudem sollen die in Kapitel 3.4 hergeleiteten Zusammenhänge für Position und Bandweite nun durch Simulationen an einem repräsentativen Netzstrang verifiziert und analysiert werden. Zum Ende des Kapitels wird ermittelt, ob die gestufte Regelung der Spannung zu Problemen mit Flickern im Netz führen kann.

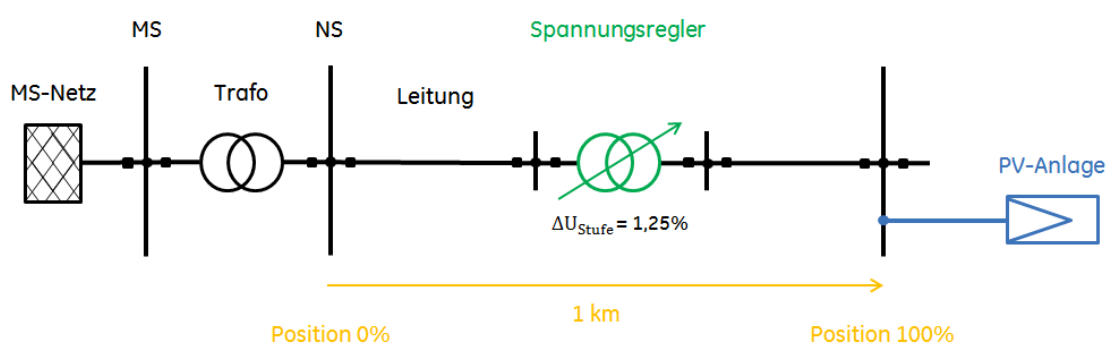
4.1 Modellnetz

Für die Simulation wird das Modell in Abbildung 4.1 verwendet. Es besteht aus einem starren Mittelspannungsnetz, welches über einen Ortsnetztransformator mit festen Übersetzungsverhältnis an einen Strang eines Niederspannungsnetzes mit der Länge 1 km gekoppelt ist. 1 km entspricht der mittleren Länge eines Landnetzstranges [21]. Am Ende der Leitung befindet sich eine PV-Einspeisung. Um den Worst-Case zu untersuchen, werden keine Lasten betrachtet. Verschiedene Positionen des stufenschaltbaren Spannungsreglers auf dem Netzstrang werden untersucht. Im Folgenden wird die Position des Längsreglers in % angegeben, wobei der Regler bei 0 % direkt am Ortsnetztransformator und bei Position 100 % am Ende der Leitung angeschlossen ist. Eine Stufe des Laststufenschalters beträgt 1,25 % der Nennspannung 400 V. Die Leitung wird mit zwei verschiedene R/X-Verhältnissen

Tabelle 4.1: Verwendete Leitungsparameter für den Modellstrang

	R/X	R [Ω/km]	L [mH/km]	C [$\mu\text{F}/\text{km}$]	G [S/km]
R/X_{\min}	2,6	0,206	0,255	0,83	0
R/X_{\max}	5,4	0,443	0,261	0,88	0

modelliert. In deutschen Verteilnetzen sind Leitungen mit einem R/X -Verhältnis von 2,6 weitverbreitet [17]. Um den Worst-Case zu simulieren, wird zudem ein R/X -Verhältnis von 5,4 betrachtet. Die Impedanzwerte der Leitung sind in Tabelle 4.1 dargestellt. Die Parameter der Transformatoren sind in Tabelle 4.2 gezeigt. Der Spannungsregler besitzt einen Regelbereich von $\pm 10\%$. Bei einer Stufengröße von 1,25 % sind somit jeweils acht Stufenschaltungen nach oben bzw. nach unten möglich. Die Mittelspannungsseite des Ortsnetztransformators wird als Bilanzknoten für die Lastflussberechnung definiert und in der Simulation auf 1,055 pu gesetzt. Dieser Wert stellt die Worst-Case-Spannung an der Primärseite des Ortsnetztransformators bei maximaler Einspeisung im Mittelspannungsnetz dar und ergibt sich aus Abbildung 2.3. Die Position des Reglers wird auf Basis der Ergebnisse von Abschnitt 3.4 gewählt. Gleiches gilt für die Größe der PV-Anlage und der Bandweite.

**Abbildung 4.1:** Verwendeter Modellstrang

Die Ergebnisse der Simulationen werden anhand verschiedener Metriken bewertet. Ein Ziel ist eine möglichst geringe Anzahl an Stufenwechseln des Laststufenschalters, welche bezüglich der Lebensdauer des Schalters für den Netzbetreiber eine wichtige Rolle spielt. Zum Vergleich der einzelnen Algorithmen werden die prozen-

Tabelle 4.2: Transformator-Daten für den Ortsnetztransformator und den Spannungsregler mit Laststufenschalter

Name	S_r [kVA]	U_{rTOS}	U_{rTUS}	u_x [%]	u_R [%]	Regelbereich
ONT	400	10	0,4	4,038	0,710	
Regler	400	0,4	0,4	0,394	0,068	$\pm 10\%$

tuale Zeit der Spannung außerhalb der Bandweite und die durchschnittliche Spannungsabweichung von der Bandweite (Gleichung 4.1) herangezogen. Für den Netzbetreiber sind diese zwei Metriken allerdings irrelevant, solange sich die Spannung innerhalb der $\pm 10\%$ -Toleranzgrenze befindet.

$$\sum_{|U_{\text{Mess}(n)} - U_{\text{Modell}}| > \frac{BW}{2}} \frac{|U_{\text{Mess}(n)} - U_{\text{Soll}}| - \frac{BW}{2}}{\text{Anzahl der Messwerte außerhalb der Bandweite}} \quad (4.1)$$

4.2 Auswirkungen verschiedener Einspeiseprofile auf die Spannungsregelung

Die Einspeisung von PV-Anlagen unterliegt witterungsbedingten Einflüssen. Im Folgenden wird der Einfluss verschiedener Einspeiseprofile auf die Spannungsregelung untersucht. Verwendet wird das Profil eines klaren Tages (08. Juli 2010) und eines wolkigen Tages (05. Juli 2010). In Abbildung 4.2 sind die Profile des klaren (a) und des wolkigen Tages (b) gezeigt. Der klare Tag zeigt die charakteristische Kurve mit dem Maximum um die Mittagszeit. Beim wolkigen Tag zeigen sich deutliche Fluktuationen in der eingespeisten Leistung. Beide Einspeiseprofile sind sich bezüglich der maximalen Einspeisung ähnlich. Beim wolkigen Tag beträgt die maximale Einspeisung 12,74 kW und ist etwas größer als beim klaren Tag mit einer maximalen Einspeisung von 11,24 kW. An wolkigen Tagen kann die zusätzliche Reflexion von Strahlung an Wolken zu einer Bestrahlungsstärke am Erdboden führen, die höher als an klaren Tagen ist. Dieser Effekt wird Wolken- oder Strahlungsüberhöhung genannt. Die eingespeiste Energie beträgt am wolkigen Tag 82 kWh und ist aufgrund der Fluktuationen geringer als am klaren Tag (94 kWh). Beide Profile sind für die

Simulationen auf ihr jeweiliges Maximum normiert und haben als größten Wert 1 pu.

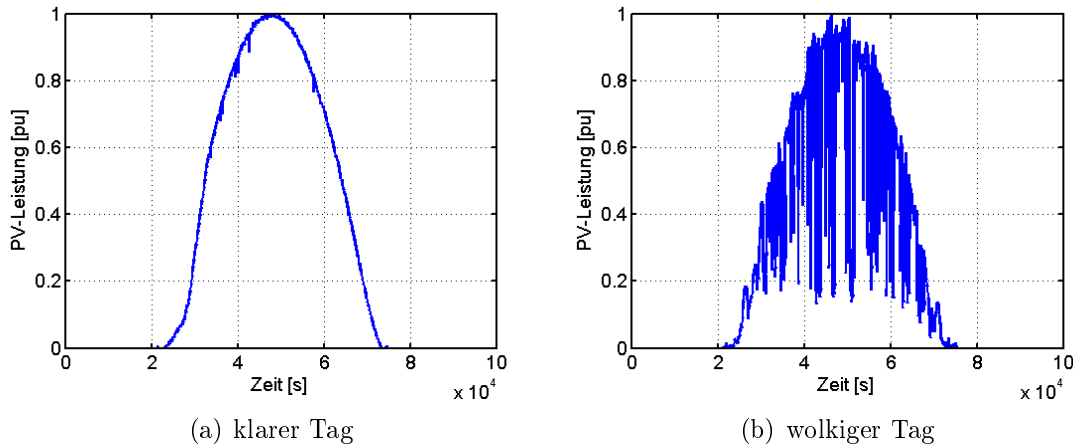


Abbildung 4.2: Verwendete PV-Einspeiseprofile für die Simulation

In Abbildung 4.3 wird anhand einer Simulation am Modellstrang aus Abbildung 4.1 der Verlauf der Spannung am Regler U_{Mess} und am Ende der Leitung U_{PV} für den Fall mit Spannungsregelung und den Fall ohne Spannungsregelung gezeigt. Der Regler befindet sich auf Position 25 % und die Bandweite beträgt 1,62 %. Als Anlagengröße wurde 90 kW und als PV-Einspeiseprofil das eines klaren Tages (siehe Abbildung 4.2 (a)) gewählt. Die Werte für Position, Bandweite und Anlagengröße ergeben sich aus den Zusammenhängen, die im folgenden Abschnitt 4.4 gezeigt werden. Es wurde mit einer Verzögerungszeit von 10 Sekunden, dem Algorithmus definite und der Reset-Option instantaneous simuliert. Im geregelten Fall muss der Regler bereits zu Beginn schalten, da die Spannungsanhebung, die für die Mittelspannung angenommen wurde (siehe Abschnitt 3.4), zu einer Verletzung des Reglertoleranzbandes führt. Im Laufe des Tages verlässt die Spannung am Regler U_{Mess} (grün) viermal das zulässige Band und es kommt jeweils zum Stufenwechsel. Aufgrund der Stufenwechsel wird die Spannung am Ende des Stranges U_{PV} (blau) so beeinflusst, dass sie das $\pm 9,5$ % Spannungsband, welches in Abschnitt 3.4 festgelegt wurde, einhält. Im ungereltem Fall zeigt sich, dass ohne Ausregelung der Mittelspannung und weiteren Regelungen über den Tag verteilt, die Spannung am Ende der Leitung U_{PV} (blau gepunktet) deutlich das zulässige $\pm 9,5$ % Spannungsband verlässt und die

geforderte Norm DIN EN 50160 nicht eingehalten wird. Deshalb ist eine Regelung der Spannung im Netz notwendig.

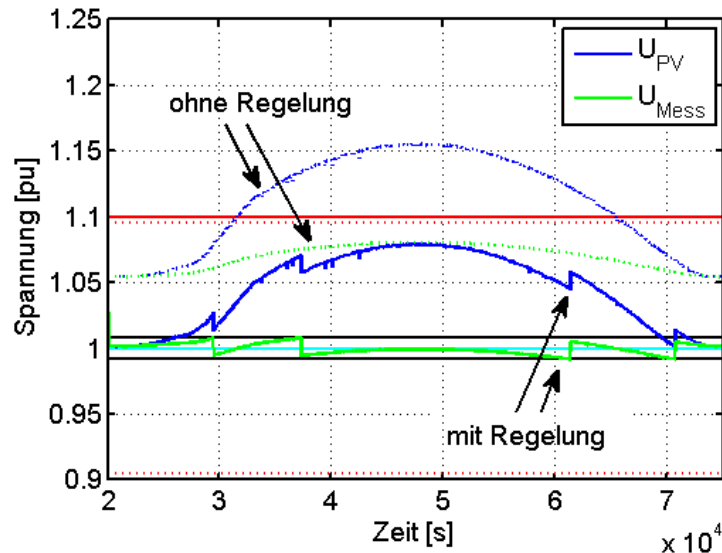


Abbildung 4.3: Vergleich des Spannungsverlaufes am Regler U_{Mess} und am Leitungsende U_{PV} mit und ohne Regelung an einem klaren Tag

Vergleich klarer und wolkiger Tag

In Abbildung 4.4 wird der Verlauf der Spannung am Regler U_{Mess} und am Ende der Leitung U_{PV} für eine Simulation mit dem PV-Profil eines klaren Tages (Abbildung 4.2 (a)) und dem PV-Profil eines wolkigen Tages (Abbildung 4.2 (b)) gezeigt. Abbildung 4.4 (a) entspricht dem Simulationsergebnis aus Abbildung 4.3 für den Fall mit Regelung. Position des Reglers, Bandweite und Anlagengröße ebenfalls. Ein Anstieg der PV-Einspeisung führt zu einem stetigen Anstieg der Spannung am Regler U_{Mess} und am Ende der Leitung U_{PV} . Es kommt in der Folge zweimal zu einer Verletzung der oberen Bandgrenze des Reglers. In beiden Fällen schaltet der Regler eine Laststufe nach unten und sorgt so dafür, dass die Spannung innerhalb der Bandweite, wie in Kapitel 3.4 bestimmt, gehalten wird. In weiterer Folge kommt es mit zurückgehender Einspeisung zweimal zu einer Verletzung der unteren Bandweite. Was in Abbildung 4.4 sowohl für den klaren als auch für den wolkigen Tag nicht erkennbar ist, ist dass der Regler schon zu Beginn viermal schalten muss, um die

Spannungsanhebung aufgrund der Mittelspannung auszuregeln. Dies wird in Abbildung 4.5 anhand der Stufenposition des Laststufenschalters deutlich. Die Stufenposition ist ebenfalls normiert und wird anfangs auf 1 pu gesetzt. Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, wartet der Regler zwischen diesen Stufenwechseln jeweils $t_{\text{Zwischenstufe}} = 2$ Sekunden. Nach Ausregelung der Mittelspannung entspricht der Verlauf der Stufenposition dem umgekehrten Verlauf des Einspeiseprofiles für einen klaren Tag. In Abbildung 4.4 (b) ist der Verlauf der Spannung für das wolkige Profil abgebildet. Aufgrund der fluktuierenden Einspeisung kommt es zu deutlich mehr Verletzungen des Reglerbandes und somit zu mehr Stufenwechseln, wie in Abbildung 4.5 (b) gezeigt. Da beide Einspeiseprofil aufgrund der Normierung den gleichen Maximalwert aufweisen und die Zusammenhänge für Position und Bandweite auf diesem basieren, kommt es sowohl beim klaren als auch beim wolkigen Tag zu keiner Verletzung des $\pm 10\%$ Spannungsbandes. Allgemein lässt sich sagen, dass wenn es beim wolkigen Tag zu keiner Verletzungen des $\pm 10\%$ Spannungsbandes kommt, dann auch nicht beim klaren Tag.

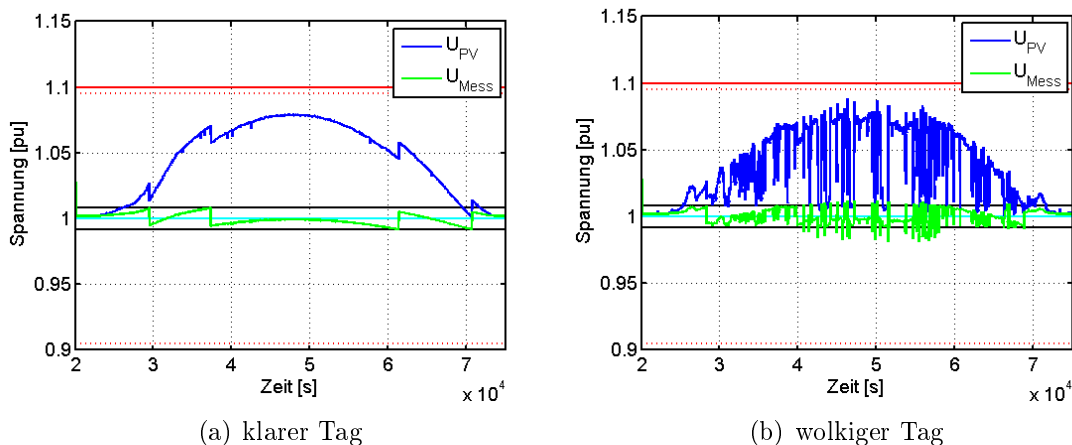


Abbildung 4.4: Vergleich des Spannungsverlaufs am Regler U_{Mess} und am Leitungsende U_{PV} an einem klaren und wolkigen Tag

Im Folgenden wird die Verzögerungszeit zwischen 10 und 90 Sekunden variiert. Dieser Zeitbereich entspricht in etwa den Werten, die in [7], [18], [16], [11] und [12]

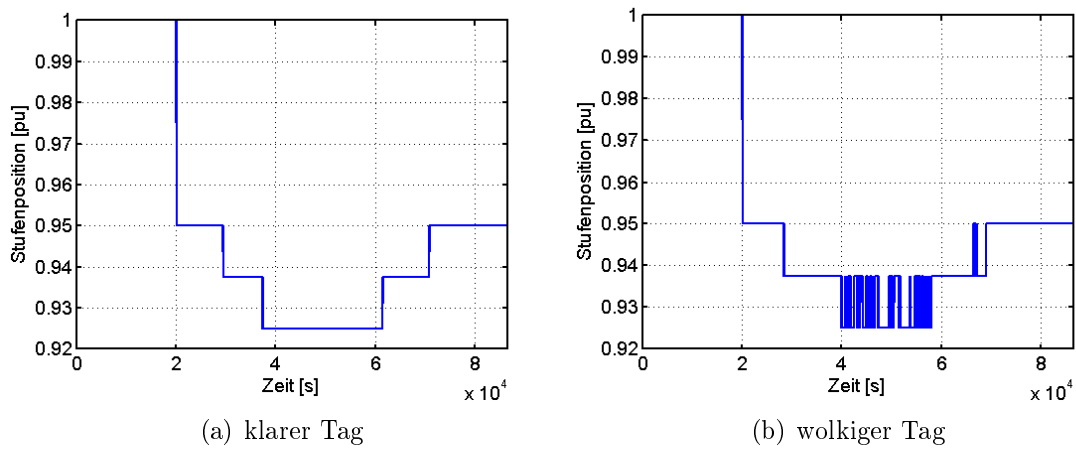


Abbildung 4.5: Vergleich der Stufenposition an einem klaren und wolkigen Tag

verwendet wurden. Für die Verzögerungszeit wird der Algorithmus definite verwendet und für die Reset-Option instantaneous reset. In Abbildung 4.6 ist das Ergebnis für einen klaren und einen wolkigen Tag dargestellt. Verwendet wurden die Profile aus Abbildung 4.2. Jeder Punkt entspricht einer Lastflussberechnung eines ganzen Tages und einer bestimmten Verzögerungszeit. Beim klaren Tag (Abbildung 4.6 (a)) ist die Anzahl der Stufenschaltungen unabhängig von der Verzögerungszeit. Der Regler benötigt immer die gleiche Anzahl an Stufenwechseln um die Spannung in das zulässige Band zu regeln. Die größte Zeit der Spannung außerhalb der Bandweite tritt bei der größten Verzögerungszeit auf. An einem wolkenlosen Tag macht deshalb die Wahl einer kleinen Verzögerungszeit Sinn, da so die Spannungsabweichungen minimiert werden können. An einem wolkenlosen Tag macht deshalb die Wahl einer kleinen Verzögerungszeit Sinn, da so die Spannungsabweichungen minimiert werden können. An einem wolkigen Tag unterscheiden sich die Ergebnisse von denen eines klaren Tages. In Abbildung 4.6 (b) zeigt sich ein „Trade-Off“ zwischen der minimalen Anzahl an Stufenwechsel und der minimalen Zeit der Spannung außerhalb der Bandweite. Für eine Verzögerungszeit von 10 Sekunden beträgt die Zeit der Spannung außerhalb der Bandweite weniger als 2 %, es werden jedoch mehr als 60 Stufenwechsel an einem Tag benötigt. Für eine Verzögerungszeit von 90 Sekunden kann die Anzahl der Stufenwechsel mehr als halbiert werden, was eine Bandabweichung von mehr als 6 % zur Folge hat. Da ein klarer Tag weniger Fluktuationen in der eingespeisten Leistung aufzeigt, kommt es an einem solchen zu weniger Bandverletzungen und somit auch zu weniger Stufenwechseln als an einem wolkigen Tag. Für den Vergleich der Algorithmen aus Kapitel 3, welcher im folgen-

den Abschnitt erfolgt, eignet sich das Profil eines klaren Tages deshalb nicht und im Weiteren wird nur das Profil eines wolkgigen Tages betrachtet.

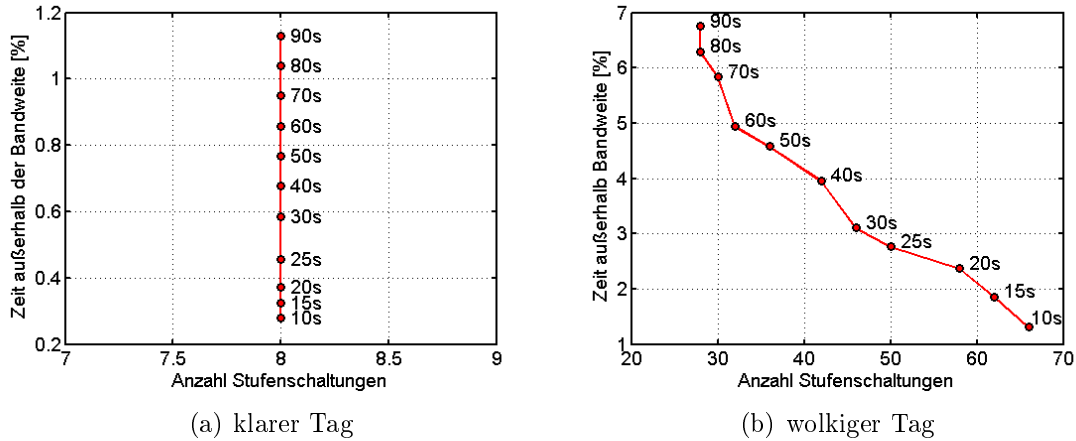


Abbildung 4.6: Anzahl der Stufenschaltungen zur Zeit außerhalb Bandweite für verschiedene Verzögerungszeiten an einem klaren und einem wolkgigen Tag

Vergleich verschiedene wolkgige Tage

Um zu untersuchen, ob es größere Unterschiede zwischen verschiedenen wolkgigen Tagen gibt, werden zwei weitere Einspeisepprofile wolkgiger Tage (siehe Abbildung 4.7) betrachtet.

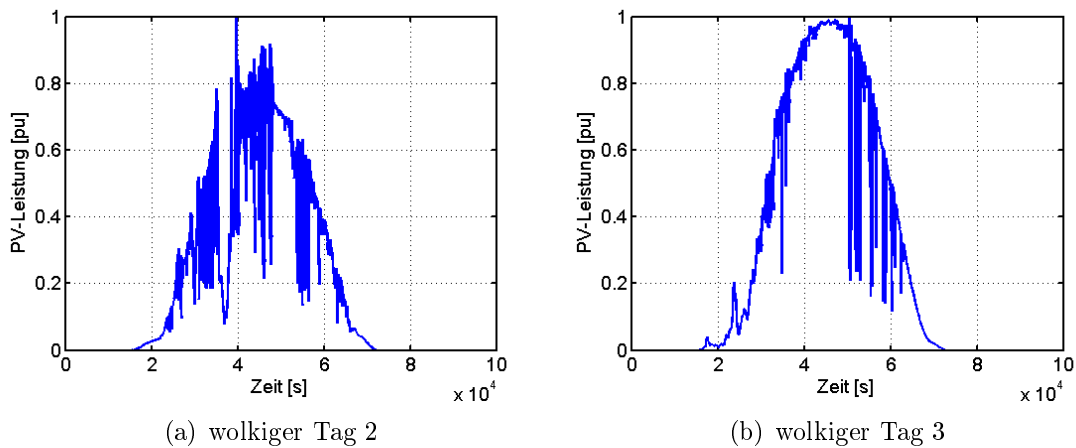


Abbildung 4.7: Weitere verwendete PV-Einspeisepprofile von wolkgigen Tagen

In Abbildung 4.8 ist für die beiden weiteren wolkigen Tage ebenfalls ein „Trade-Off“ zwischen der minimalen Anzahl an Stufenwechseln und der minimalen Zeit außerhalb der Bandweite zu sehen. Das dritte wolkige PV-Profil (Abbildung 4.7 (b)) zeigt in bestimmten Stunden die Charakteristik eines klaren Tag ohne Fluktuationen. Deshalb kommt es zu weniger Stufenwechseln als bei den anderen beiden Profilen von wolkigen Tagen.

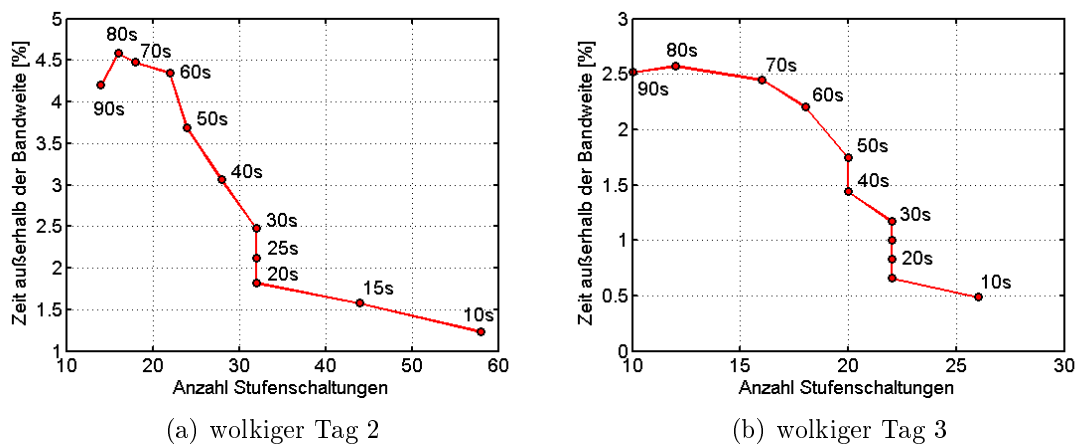


Abbildung 4.8: Anzahl der Stufenschaltungen zur Zeit außerhalb Bandweite für verschiedene Verzögerungszeiten an zwei weiteren wolkigen Tage

Bei allen Profilen für wolkige Tage zeigen sich qualitativ gleiche Ergebnisse. Es kommt zu einem „Trade-Off“ zwischen der minimalen Anzahl an Stufenwechseln und der minimalen Zeit außerhalb der Bandweite. Da das Profil aus Abbildung 4.2 rechts die meisten Fluktuationen aller wolkigen Tage aufweist, wird im Folgenden nur dieses Profil betrachtet.

4.3 Vergleich der Algorithmen

In den Abschnitten 3.2 und 3.3 wurden verschiedene Algorithmen für die Verzögerungszeit und die Reset-Option gezeigt, die den Zeitpunkt des Stufenwechsels beeinflussen. Im Folgenden werden die Algorithmen anhand verschiedener Metriken (Anzahl Stufenwechsel, Durchschnittliche Spannungsbandabweichung, Zeit der

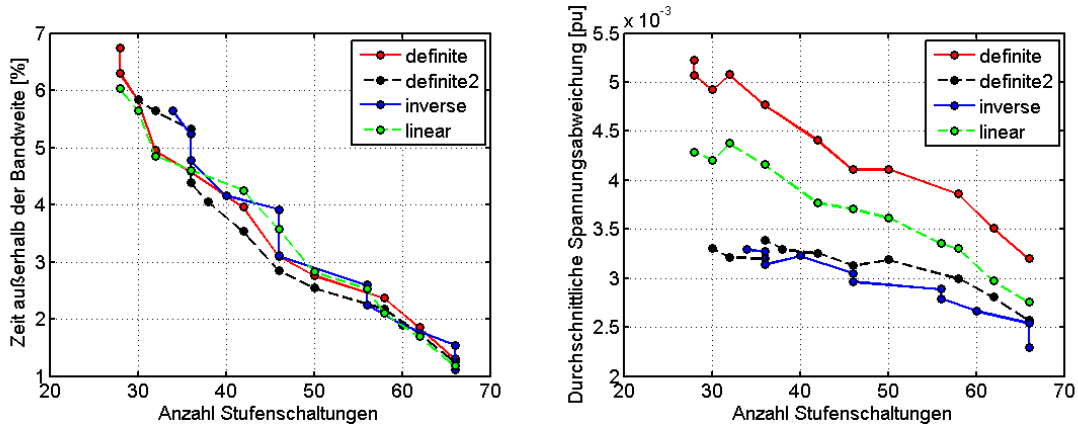
Spannung außerhalb der Bandweite) miteinander verglichen. Für die Simulationen befindet sich der Regler auf Position 25 % und die Bandweite beträgt 1,62 %. Als Anlagengröße wird 90 kW gewählt. Die Werte für Position, Bandweite und Anlagengröße ergeben sich aus den Zusammenhängen, die im folgenden Abschnitt 4.4 gezeigt werden.

4.3.1 Einfluss der Verzögerungszeit $t_{\text{Verzögerung}}$ auf den Zeitpunkt des Stufenwechsels

In den Abbildungen 4.9 und 4.10 sind die „Trade-Off“-Kurven für die verschiedenen Typen (definite, definite2, linear, inverse) der Verzögerungszeit $t_{\text{Verzögerung}}$ gezeigt. Jeder Punkt entspricht einer Lastflussberechnung über einen Tag mit einer bestimmten Verzögerungszeit. Als Reset-Option wird instantaneous reset gewählt. Der Zeitnehmer wird also augenblicklich zurückgesetzt, sobald die Spannung in das zulässige Band zurückkehrt. Somit kann ein Einfluss der Reset-Option auf die Verzögerungszeit ausgeschlossen werden. Die Verzögerungszeit wird zwischen 10 und 90 Sekunden variiert. In Abbildung 4.6 wurde jeder Punkt mit der jeweiligen Verzögerungszeit beschriftet. Aus Gründen der Übersicht wurde diese Beschriftung in den folgenden Abbildungen entfernt. Die Kurve für definite in Abbildung 4.9 (a) entspricht der Kurve aus Abbildung 4.6 rechts. Die Algorithmen definite2, linear und inverse regeln große Abweichungen schneller aus als der Algorithmus definite. Deshalb ist die durchschnittliche Spannungsabweichung bei definite am größten (siehe Abbildung 4.9 (b)). Die geringsten Abweichungen ergeben sich bei inverse, gefolgt von definite2. Bei Betrachtung der Zeit der Spannung außerhalb der Bandweite (siehe Abbildung 4.9 (a)) können innerhalb des Rauschens der Ergebnisse keine Unterschiede zwischen den Algorithmen festgestellt werden.

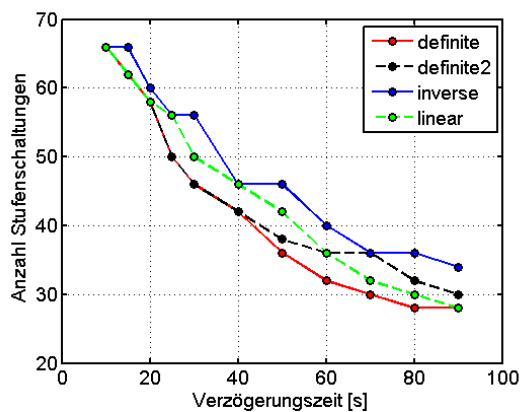
In Abbildung 4.10 ist die Anzahl der Stufenwechsel über $t_{\text{Verzögerung}}$ aufgetragen. Es zeigt sich, dass der Algorithmus definite durchwegs die geringste Anzahl an Stufenwechsel aufweist. Da sich die Spannung im Netz bei allen Algorithmen jederzeit innerhalb der zulässigen $\pm 10\%$ befindet, spielen die Abweichungen vom Reglertoleranzband eine untergeordnete Rolle und das Hauptaugenmerk liegt auf der Anzahl

der Stufenwechsel. Deshalb wird im Folgenden nur noch der Algorithmus definite betrachtet.



(a) Zeit der Spannung außerhalb der Bandbreite (b) Durchschnittliche Spannungsabweichung

Abbildung 4.9: Vergleich der Algorithmen definite, definite2, inverse und linear für verschiedene Verzögerungszeiten anhand der Zeit der Spannung außerhalb der Bandbreite und der durchschnittlichen Spannungsabweichung



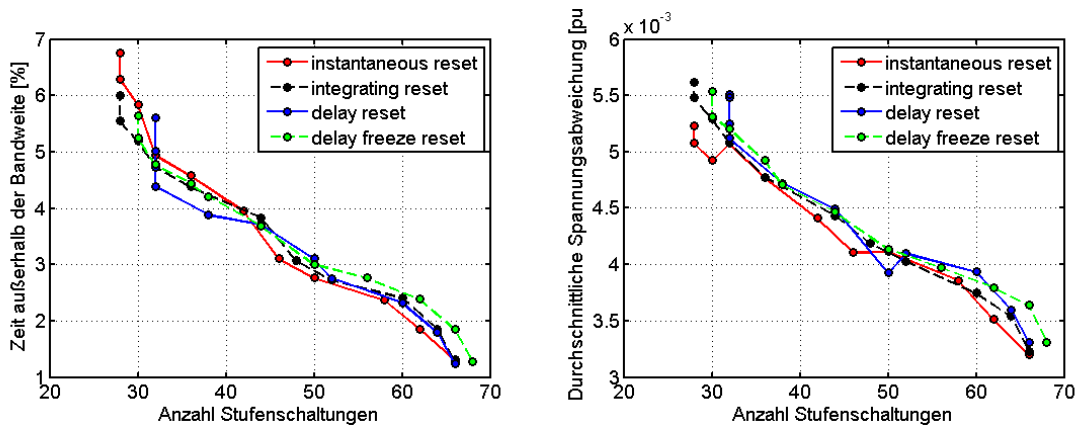
(a) Anzahl der Stufenschaltungen

Abbildung 4.10: Vergleich der Algorithmen definite, definite2, inverse und linear für verschiedene Verzögerungszeiten anhand der Anzahl der Stufenschaltungen

4.3.2 Einfluss der Reset-Optionen auf den Zeitpunkt des Stufenwechsels

In den Abbildungen 4.11 und 4.12 werden die „Trade-Off“-Kurven der verschiedenen Reset-Optionen (instantaneous reset, integrating reset, delay reset, delay freeze reset) aus Kapitel 3.3 miteinander verglichen. Für die Verzögerungszeit wird der Algorithmus definite verwendet, um den Einfluss der Verzögerungszeit auf die Reset-Option auszuschließen. Die verschiedenen Reset-Optionen werden mit Verzögerungszeiten zwischen 10 und 90 Sekunden simuliert.

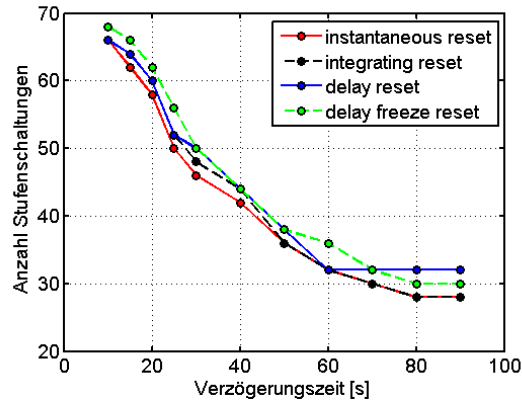
In Abbildungen 4.11 (a) wird die Zeit der Spannung außerhalb der Bandweite und in (b) die durchschnittliche Spannungsabweichung jeweils über die Anzahl der Stufenwechsel betrachtet. Es lässt sich kein signifikanter Unterschied zwischen den verschiedenen Reset-Optionen feststellen. In Abbildung 4.12 ist die Anzahl der Stufenwechsel über die Verzögerungszeit aufgetragen. Der Algorithmus instantaneous reset weist durchgehend die geringste Anzahl an Stufenwechseln auf und in der weiteren Arbeit wird ausschließlich dieser verwendet.



(a) Zeit der Spannung außerhalb Bandweite

(b) Durchschnittliche Spannungsabweichung

Abbildung 4.11: Vergleich der verschiedenen Reset-Optionen instantaneous reset, integrating reset, delay reset und delay freeze reset für verschiedene Verzögerungszeiten anhand der Zeit der Spannung außerhalb der Bandweite und der durchschnittlichen Spannungsabweichung



(a) Anzahl der Stufenschaltungen

Abbildung 4.12: Vergleich der verschiedenen Reset-Optionen instantaneous reset, integrating reset, delay reset und delay freeze reset für verschiedene Verzögerungszeiten anhand der Anzahl der Stufenwechsel

4.4 Auswirkungen von Position und Bandweite

Die in 3.4 hergeleiteten Formeln sollen durch Simulationen am Modellstrang (Abbildung 4.1) verifiziert und analysiert werden. Da meistens die installierte PV-Leistung bekannt ist, wird Gleichung 2.7 verwendet, um den Spannungsanstieg ΔU_{PV} auf die PV-Leistung S_{PV} umzurechnen. Da der Querspannungsfall δU (Gleichung 2.4) im Vergleich zum Längsspannungsfall ΔU (Gleichung 2.3) gering ist, kann er vernachlässigt werden. Zudem wird angenommen, dass die Spannung am Leitungsende U_2 etwa der Nennspannung U_{Nenn} entspricht. Dies macht Gleichung 4.5 zu einer Worst-Case-Abschätzung.

$$U_{Nenn} \approx U_2 \quad (4.2)$$

Um die Spannungsdifferenz in der Einheit pu zu erhalten, wird durch die Nennspannung geteilt

$$\Delta U_{PV} = \frac{|\Delta U_L|}{U_{Nenn}} \quad (4.3)$$

und es ergibt sich

$$\Delta U_{\text{PV}} = \frac{P_{\text{PV}} (R \cos\varphi + X \sin\varphi)}{U_{\text{Nenn}}^2} \quad (4.4)$$

Zudem wird die Einspeisung reiner Wirkleistung ($\cos\varphi = 1$, damit $\sin\varphi = 0$ und $S_{\text{PV}} = P_{\text{PV}}$) angenommen. Für die Spannungsdifferenz zwischen Leitungsanfang und -ende ergibt sich somit aus Gleichung 2.7 vereinfacht [24]

$$\Delta U_{\text{PV}} = \frac{P_{\text{PV}} \cdot R}{U_{\text{Nenn}}^2} \quad (4.5)$$

Damit kann unter Berücksichtigung der verschiedenen R/X-Verhältnisse der Leitung (siehe Tabelle 4.1) der in Abbildung 4.13 abgebildete Zusammenhang zwischen installierter PV-Leistung und Spannungsanstieg ΔU_{PV} hergestellt werden. Für das minimale R/X-Verhältnis von 2,6 (schwarze Linie) ist nach Gleichung 4.5 eine Regelung ab ca. 30 kW nötig, und eine maximale Einspeisung von ca. 98 kW möglich. Das maximale R/X-Verhältnis von 5,4 sorgt für eine steilere Steigung der Geraden (rote Linie) und grenzt die maximal regelbare Anlagengröße auf ca. 46 kW ein. Unterhalb ca. 15 kW ist keine Regelung notwendig (Gleichung 4.5). Zudem ergibt sich aus Gleichung 3.17, dass bis zu einem $\Delta U_{\text{PV}} = 0,0875$ pu nur die Spannungsanhebung aufgrund der Mittelspannung ausgeregelt wird. Dieser Spannungsanstieg wird mit Gleichung 4.5 für die verschiedenen R/X-Verhältnisse umgerechnet. Für das minimale R/X-Verhältnis ergibt sich eine Anlagengröße von etwa 68 kW. Für das maximale R/X-Verhältnis wird bis zu 32 kW nur die Mittelspannung ausgeregelt. In Tabelle 4.3 sind die umgerechneten PV-Leistungen für die beiden R/X-Verhältnisse nochmals zusammengefasst.

In Abbildung 3.7 ist der Zusammenhang zwischen Spannungsanstieg ΔU_{PV} und Reglerposition abgebildet und in Abbildung 3.8 der Zusammenhang zwischen Reglerposition, ΔU_{PV} und der maximalen Bandweite. Mit Gleichung 4.5 kann der Spannungsanstieg ΔU_{PV} in beiden Abbildungen durch die installierte PV-Leistung ersetzt werden. Dies wird im Folgenden für das minimale und das maximale R/X-Verhältnis gemacht.

Tabelle 4.3: ΔU_{PV} umgerechnet nach Gleichung 4.5 mit minimalem und maximalem R/X-Verhältnis

	$R/X = 2,6$	$R/X = 5,4$
minimale Anlagengröße [kW]	30	15
maximale Anlagengröße [kW]	98	45
Nur MS-Ausregelung [kW]	68	32

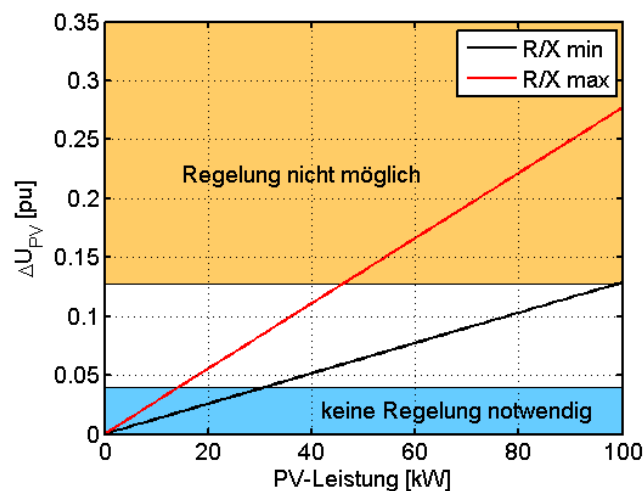


Abbildung 4.13: ΔU_{PV} in Abhängigkeit der PV-Leistung für das minimale und maximale R/X-Verhältnis

4.4.1 Minimales R/X-Verhältnis der Leitung

Wird in Abbildung 3.7 der Spannungsanstieg ΔU_{PV} mithilfe von Gleichung 4.5 durch die installierte Leistung ersetzt, ergibt sich für das minimale R/X-Verhältnis Abbildung 4.14. Dort können die möglichen Positionen des Reglers bei unterschiedlichen Anlagengrößen abgelesen werden.

Abbildung 4.15 ergibt sich, wenn in Abbildung 3.8 der Spannungsanstieg ΔU_{PV} mithilfe von Gleichung 4.5 durch die installierte Leistung ersetzt wird. Aus Abbildung 4.15 kann die jeweilige maximale Bandweite für eine bestimmte Position und Anlagengröße ermittelt werden.

Simuliert wird ein Fall, bei dem sich der Regler direkt am Ortsnetztransformator (Position 0 %) befindet. Dort soll gezeigt werden, dass lediglich die Mittelspannung ausgeregelt wird. Zudem wird die maximale Anlagengröße 98 kW untersucht. Des weiteren soll für eine 90 kW-Anlage gezeigt werden, dass es auf der maximalen Reg-

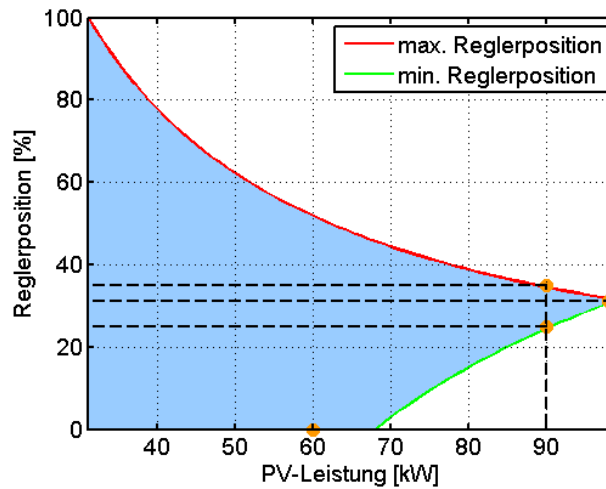


Abbildung 4.14: Zulässige Reglerpositionen in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung für das minimale R/X-Verhältnis von 2,6

lerposition aufgrund der breiteren Bandweite zu weniger Stufenwechselln im Vergleich zur minimalen Reglerposition kommt.

- Anlagengröße 60kW, Position 0 %, Bandweite 3,55 %
- Anlagengröße 98kW, Position 31 %, Bandweite 1,50 %
- Anlagengröße 90kW, Position 25 %, Bandweite 1,62 %
- Anlagengröße 90kW, Position 35 %, Bandweite 3,94 %

Reglerposition am ONT und Anlagengröße 60 kW

An diesem Beispiel wird die Position 0 % untersucht. Diese entspricht der Reglerposition direkt am Ortsnetztransformator. Gewählt wird eine 60 kW-Anlage (siehe Abbildung 4.14 oranger Punkt auf der Abszisse). Die dazugehörige maximale Bandweite ergibt sich, wenn in Abbildung 4.15 bei Position 0 % vertikal nach oben gegangen wird, bis die Gerade, die einer 60 kW-Anlage entspricht, erreicht wird. Für diesen Punkt kann auf der Ordinate die halbe maximale Bandweite abgelesen werden, welche anschließend noch mit zwei multipliziert werden muss. Somit lässt sich eine maximale Bandweite von 3,55 % bestimmen. Nach Tabelle 4.3 sollte für den gewählten Fall nur die Mittelspannung ausgeregelt werden, da die Anlagengröße kleiner als 68 kW ist. In Abbildung 4.16 (a) ist der Verlauf der Spannung am Regler

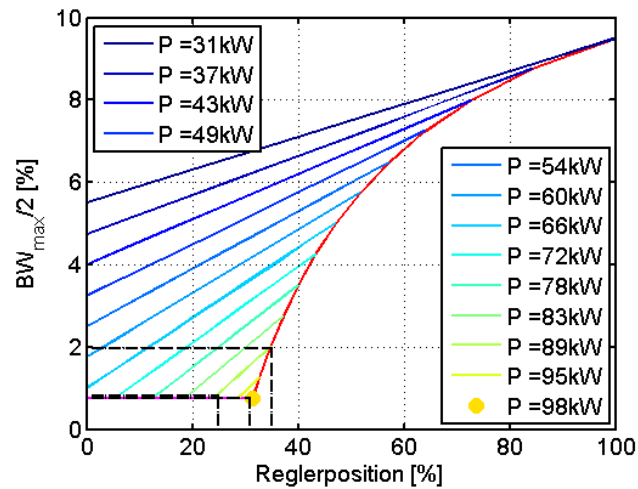
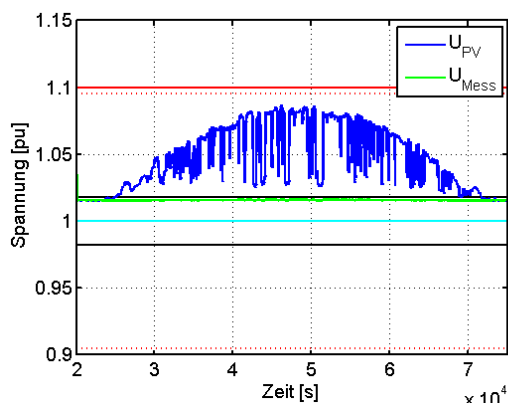
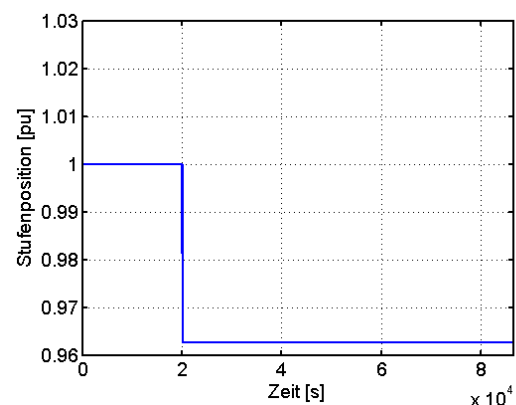


Abbildung 4.15: maximale Bandweite in Abhängigkeit der Reglerposition für unterschiedliche Anlagengrößen (R/X -Verhältnis = 2,6)

U_{Mess} und am Ende der Leitung U_{PV} dargestellt. Das Spannungsband von $\pm 9,5\%$ wird eingehalten. In Abbildung 4.16 (b) ist die Stufenposition des Laststufenschalters dargestellt. Wie erwartet zeigt sich, dass ausschließlich die Spannungserhöhung der Mittelspannung ausgeregelt wird. Dafür sind drei Stufenwechsel notwendig. Anschließend befindet sich die Spannung im zulässigen Band und es bedarf keiner weiteren Regelung.



(a) Verlauf der Spannung am Regler U_{Mess} und am Leitungsende U_{PV}

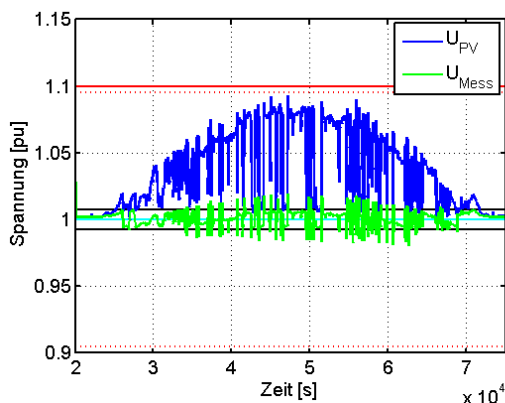


(b) Verlauf der Stufenposition

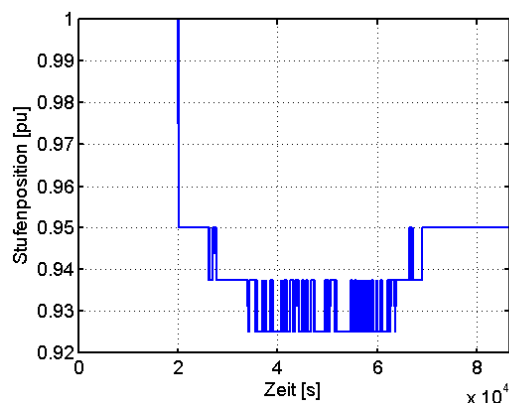
Abbildung 4.16: Regler auf Position 0 % und Anlagengröße 60 kW bei einer Bandweite von 3,55 %

Maximale Anlagengröße: Reglerposition 31 % und Anlagengröße 98 kW

An diesem Beispiel wird die maximale Anlagengröße simuliert. Diese beträgt 98 kW (siehe auch Tabelle 4.3). Für die einzig mögliche Position des Reglers ergibt sich nach Abbildung 4.14 31 % und für die minimale Bandweite nach Abbildung 4.15 1,50 %. Wie in Abbildung 4.17 (a) gezeigt, kommt es aufgrund der kleineren Bandweite und der größeren PV-Anlage zu deutlich mehr Verletzungen des Regler-toleranzbandes. Deshalb kommt es wie in Abbildung 4.17 (b) anhand der Stufenposition gezeigt, zu deutlich mehr Stufenwechseln als bei minimaler Reglerposition (Abbildung 4.16 (b)). Bei der maximalen Anlagengröße nicht nur die Mittelspannungsanhebung ausgeregelt, sondern es werden auch Spannungsfuktuationen durch die PV-Anlage ausgeregelt. Das Ziel, das zulässige Spannungsband von $\pm 9,5 \%$ einzuhalten, wird allerdings erreicht.



(a) Verlauf der Spannung am Regler U_{Mess} und am Leitungsende U_{PV}



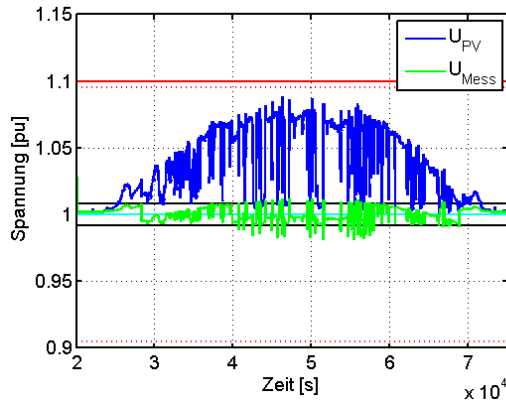
(b) Verlauf der Stufenposition

Abbildung 4.17: Regler auf Position 31 % bei der maximalen Anlagengröße 98 kW und Bandweite 1,50 %

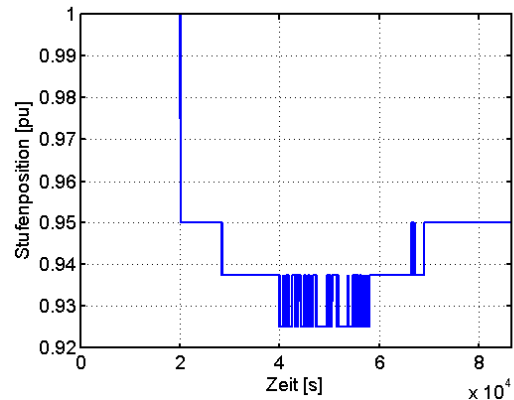
Minimalen und maximalen Reglerposition bei Anlagengröße 90 kW

Bei dieser Simulation wird der Unterschied zwischen minimaler und maximaler Position untersucht. Gewählt wird eine 90 kW Anlage. Es ergeben sich die minimalen und maximalen Positionen 25 % und 35 %. Nach Abbildung 4.15 sind die dazugehörige Bandweiten 1,62 % und 3,94 %. Es wird erwartet, dass es auf der maximalen Position aufgrund der größeren Bandweite zu weniger Stufenwechseln

kommt. Die dazugehörigen Simulationsergebnisse sind in den Abbildungen 4.18 und 4.19 dargestellt.

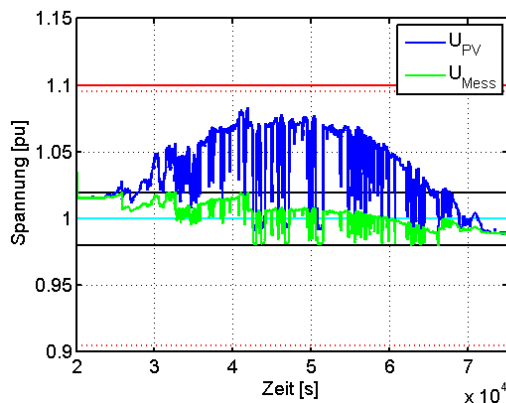


(a) Verlauf der Spannung am Regler U_{Mess} und am Leitungsende U_{PV}

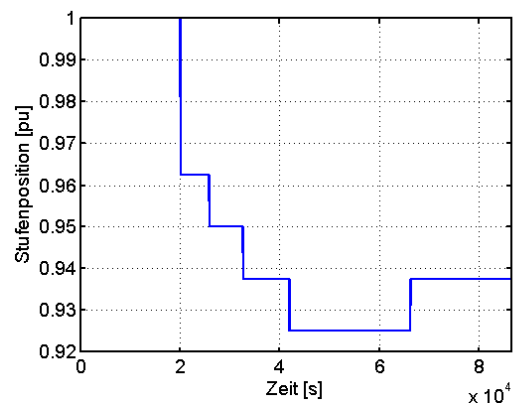


(b) Verlauf der Stufenposition

Abbildung 4.18: Regler auf minimaler Position 25 % bei der Anlagengröße 90 kW und Bandweite 1,62 %



(a) Verlauf der Spannung am Regler U_{Mess} und am Leitungsende U_{PV}



(b) Verlauf der Stufenposition

Abbildung 4.19: Regler auf maximaler Position 35 % bei der Anlagengröße 90 kW und Bandweite 3,94 %

Auf der minimalen Position kommt es wie erwartet aufgrund der schmalen Bandweite zu einer deutlich größeren Anzahl an Stufenwechseln. Deshalb wird die maximale Position für den Regler bevorzugt. Die Spannung befindet sich während der gesamten Zeit im zulässigen Band.

4.4.2 Maximales R/X-Verhältnis der Leitung

Im Folgenden wird das maximale R/X-Verhältnis von 5,4 betrachtet. In Abbildung 4.20 ist der Zusammenhang zwischen der installierten Leistung und den zulässigen Reglerpositionen dargestellt. Aufgrund des größeren R/X-Verhältnisses verringert sich die maximal mögliche Anlagengröße auf ca. 45 kW. In Abbildung 4.21 ist der Zusammenhang zwischen Reglerposition, Anlagengröße und Bandweite gezeigt.

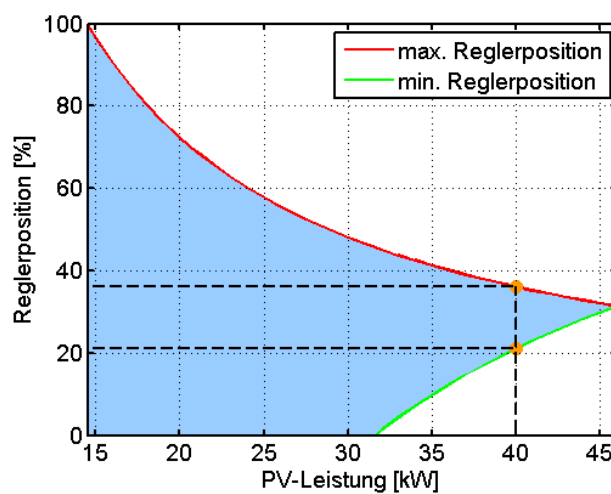


Abbildung 4.20: Zulässige Reglerpositionen in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung für das maximale R/X-Verhältnis von 5,4

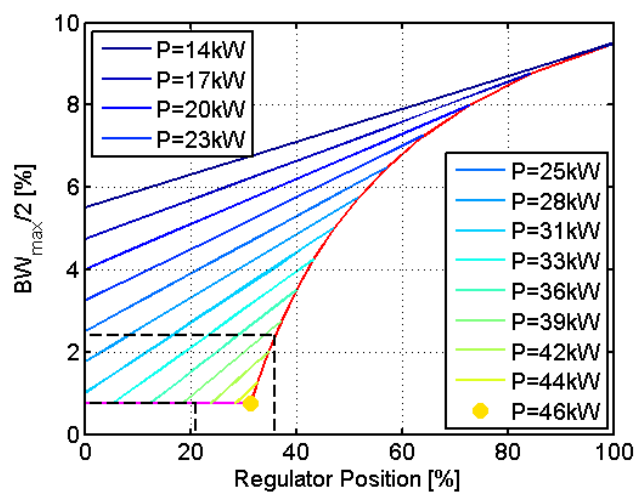


Abbildung 4.21: Maximale Bandweite in Abhängigkeit der Reglerposition für unterschiedliche Anlagengrößen (R/X-Verhältnis = 5,4)

Für eine 40 kW Anlage ergeben sich als minimale und maximale Position 21 % und 36 % (siehe Abbildung 4.20). Die zugehörigen Bandweiten betragen 1,50 % und

4,82 % (siehe Abbildung 4.21). In Abbildung 4.22 (a) ist der Verlauf der Spannungen am Regler U_{Mess} und am Ende der Leitung U_{PV} für die minimale Position gezeigt. In Abbildung 4.22 (b) ist die Position der Stufe dargestellt. Es zeigt sich, dass zunächst die Mittelspannung ausgeregelt wird, und anschließend aufgrund des schmalen Reglerbandes viele Schalthandlungen notwendig sind, um die Spannung im zulässigen $\pm 9,5$ % Band zu halten.

In Abbildung 4.23 sind zum Vergleich in (a) die Spannungen und in (b) die Stufenposition für die maximale Position dargestellt. Die ersten vier Stufenschaltungen bis auf die Stufenposition 0,95 pu dienen dazu, die 5,5 % Anhebung aus der Mittelspannung auszuregeln. Der letzte Schaltvorgang regelt anschließend die Spannungsüberhöhung aus dem Niederspannungsnetz aus. Wie beim minimalen R/X-Verhältnis kommt es auf der maximalen Reglerposition zu weniger Stufenwechseln und die Ergebnisse von minimalen und maximalen R/X-Verhältnis sind qualitativ gleich.

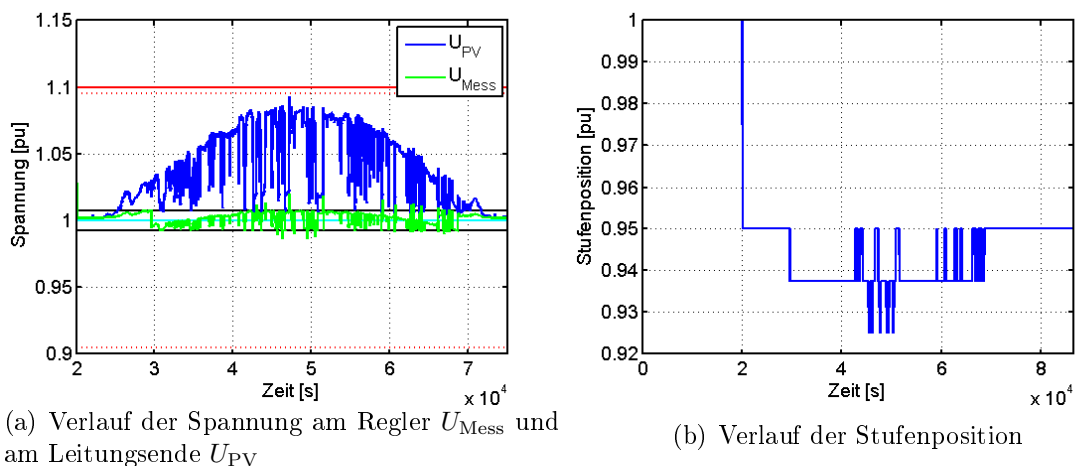


Abbildung 4.22: Regler auf Position 21 % bei einer Anlagengröße von 40 kW und einer Bandweite von 1,50 %

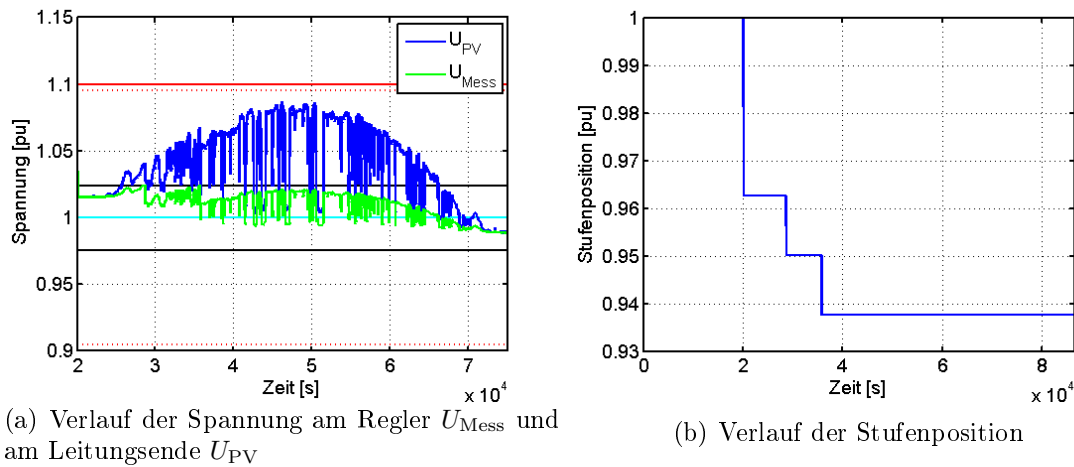


Abbildung 4.23: Regler auf Position 36 % bei einer Anlagengröße von 40 kW und einer Bandweite von 4,82 %

4.5 Flicker

Unter Flicker versteht man Schwankungen der Leuchtdichte elektrisch betriebener Beleuchtungseinrichtungen [5]. Dabei wird nicht jede Leuchtdichte-Änderung als Flicker wahrgenommen. Beim Sonnenauf- oder -untergang zum Beispiel ändert sich die Leuchtdichte sehr langsam, was nicht als störend empfunden wird. Die Wahrnehmbarkeitsschwelle für Leuchtdichte-Änderungen variiert von Person zu Person und hängt selbst bei einzelnen Personen von der Tagesverfassung ab. Sie gibt an, ab welcher relativen Leuchtdichte-Änderung bei einer gegebenen Frequenz diese wahrgenommen wird.

Der Momentanwert der gemessenen Flicker wird in Wahrnehmbarkeits-Einheiten (engl: perceptibility units) angegeben. Es wird zwischen der Langzeitflickern P_{lt} (lt: long term = Langzeit) und Kurzzeitflickern P_{st} (st: short term = Kurzzeit) unterschieden. Berechnen lassen sich Kurzzeitflicker durch Gleichung 4.6. Laut EN 50160 werden diese in 10-Minuten-Intervallen gemessen. Der Zusammenhang zwischen Kurz- und Langzeitflickern ist in Gleichung 4.7 dargestellt. Der Wert von Langzeitflickern ist eine kubische Mittelung aus zwölf aufeinander folgenden Kurzzeitflickern, was einer Dauer von zwei Stunden entspricht. Die Parameter der Formeln sind in Tabelle 4.4 nachzulesen [6].

Tabelle 4.4: Variablenbedeutungen zur Berechnung der Kurzzeitflicker P_{st}

n	Anzahl der Laständerungen in der betrachteten Zeitperiode (= Anzahl Stufenwechsel)
T_p	betrachtete Zeitperiode [s]
F	Formfaktor (= 1 für rechteckige Spannungsänderungen)
d	relative Spannungsänderung dU/U (= 1,25 % pro Stufe)

$$P_{st} = \left(\frac{2,3 \cdot n}{T_p} \right)^{\frac{1}{3,2}} \cdot F \cdot d \quad (4.6)$$

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st,i}^3}{12}} \quad (4.7)$$

Die Grenzwerte, die nicht überschritten werden dürfen, betragen laut [5]:

- $P_{st} \leq 1$
- $P_{lt} \leq 0,65$

In Kapitel 2.3 wurde erläutert, dass ein Laststufenschalter die Spannung stufenweise ändert und in Folge dieser Schalthandlungen Flicker entstehen können. Im Folgenden wird untersucht, ob die Spannungsänderungen durch Laststufenschalter die geforderte Norm für Flicker einhalten.

Gewählt wurde das Beispiel aus Abbildung 4.18, da es dort zu besonders vielen Stufenwechseln kommt. In Abbildung 4.24 ist der Zeitbereich, in dem die meisten Stufenwechsel stattfinden, vergrößert dargestellt. Für die Berechnung der Kurz- und Langzeitflickerstärke wird der Bereich in zwölf 10-Minuten-Abschnitte eingeteilt.

In Tabelle 4.5 ist das Ergebnis für die berechneten Kurzzeitflicker zu sehen. Alle Werte liegen unterhalb der zulässigen Grenze. Für die Langzeitflicker ergibt sich mit $P_{lt} = 0,30$ ein ebenfalls zulässiger Wert. Es sind somit keine Normverletzungen durch eine Spannungsregelung mit Laststufenschaltern zu erwarten.

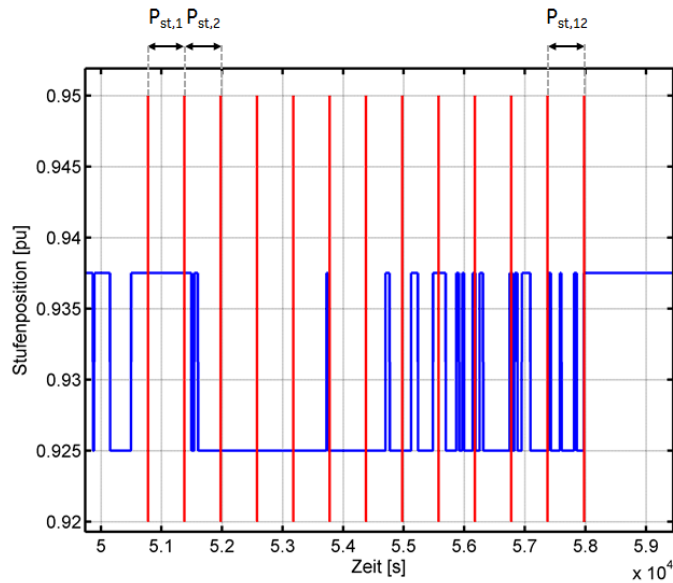


Abbildung 4.24: Einteilung der zwölf Bereiche zur Bestimmung der Werte für Kurzzeitflicker P_{st} und Langzeitflicker P_{lt}

Tabelle 4.5: Werte der Kurzzeitflicker P_{st} für die zwölf Bereiche in Abbildung 4.24

# T_p	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
n	0	3	0	0	2	0	2	3	6	4	5	7
P_{st}	0	0,31	0	0	0,27	0	0,27	0,31	0,39	0,34	0,36	0,49

4.6 Zusammenfassung und Diskussion

In diesem Kapitel wurden anhand eines Modellstranges zunächst die Auswirkungen verschiedener Einspeiseprofile auf die Spannungsregelung untersucht. Aufgrund der Fluktuationen in der Einspeisung verlässt die Spannung an einem wolkigen Tag deutlich häufiger das zulässige Toleranzband. Deshalb kommt es zu deutlich mehr Stufenwechseln als an einem klaren Tag. An einem wolkigen Tag wurde ein „Trade-Off“ zwischen der Anzahl an Stufenwechseln und der Zeit der Spannung außerhalb der Bandweite des Reglers festgestellt. Eine große Verzögerungszeit führt zu weniger Stufenwechseln, jedoch auch zu größeren Abweichungen der Spannung vom Toleranzband des Reglers. Bei einer kleinen Verzögerungszeit kommt es zu mehr Stufenwechseln und geringeren Toleranzbandabweichungen. An einem klaren Tag ergibt sich dieser „Trade-Off“ nicht. Die Anzahl der Stufenwechsel ist an einem sol-

chen konstant.

Im Weiteren wurden die verschiedenen Regelalgorithmen, welche dem Netzbetreiber beim Betrieb eines Laststufenschalters zur Verfügung stehen, miteinander verglichen. Es hat sich gezeigt, dass die einfachsten Algorithmen für Verzögerungszeit (definite) und Reset-Option (instantaneous reset) am besten geeignet sind, die Anzahl der Stufenwechsel zu minimieren.

Auf Basis der Zusammenhänge aus Kapitel 3 wurde die Auswirkung von Position und Bandweite auf die Regelung durch Simulationen an einem repräsentativen Netzstrang analysiert. Wie im dritten Kapitel gezeigt, gibt es eine obere Grenze für die integrierbare PV-Leistung. Für die maximal integrierbare PV-Leistung ergibt sich genau eine Reglerposition auf dem Netzstrang und es konnte gezeigt werden, dass eine Regelung möglich ist und keine Spannungsbandverletzungen auftreten. Für geringere Anlagengrößen gibt es einen Bereich für die zulässigen Positionen. Der Regler wurde für eine bestimmte Anlagengröße sowohl auf der maximal als auch auf der minimal möglichen Position angebracht und es hat sich gezeigt, dass die maximale Position die optimale Position ist, da es dort zu deutlich weniger Stufenwechseln kommt. Gemäß Kapitel 3 wird in allen Fällen, in denen der Spannungsregler direkt am Ortsnetztransformator angebracht ist, nur die Mittelspannung ausgeregelt. Dies konnte durch die Simulationen bestätigt werden.

Bei allen Simulationen hat sich gezeigt, dass die Spannung das zulässige Spannungsband nicht verletzt. Werden Position und Bandweite anhand der Formeln bestimmt, sind keine Spannungsprobleme zu erwarten. Im nächsten Kapitel werden die Formeln am realen Netz von Garmisch-Partenkirchen verifiziert und analysiert.

Ein Laststufenschalter regelt die Spannung stufenweise und kann zu Problemen mit Flickern im Netz führen. An einem Beispiel mit vielen Stufenwechseln wurde die Kurz- und Langzeitflickerstärke berechnet und nachgewiesen, dass Spannungsschwankungen aufgrund von Stufenwechseln des Laststufenschalters die geforderten Grenzwerte für Flicker einhalten und somit keine Normverletzungen zu erwarten sind.

Kapitel 5

Simulation am Niederspannungsnetz von Garmisch-Partenkirchen

Im Rahmen des Forschungsprojektes Elektromobilität Garmisch-Partenkirchen (e-GAP) werden Spannungsstützungsmethoden zur Integration von Photovoltaik und Elektromobilität im Niederspannungsnetz untersucht. Die in Kapitel 3 hergeleiteten Zusammenhänge sollen im nächsten Schritt auf das reale Netz angewendet werden.

Garmisch-Partenkirchen liegt im Süden des Regierungsbezirkes Oberbayern am Rande der Alpen und hat 27.890 Einwohner. Die geographische Fläche des Netzgebietes beträgt $200,55 \text{ km}^2$ und die Jahreshöchstlast 26.611 kW_p [1]. Weitere netzrelevante Daten sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst [1]. Das maximal mögliche PV-Potential von Garmisch-Partenkirchen wurde in [13] ermittelt. Dort wurden alle Dächer der Modellkommune analysiert und unter Berücksichtigung von Dachart, Verschattung und Jahreszeit eine nutzbare Dachfläche von 47,16 ha und ein gesamtes erschließbares PV-Potential von ca. 70 MW bestimmt.

Tabelle 5.1: Daten des Mittel-und Niederspannungsnetzes von Garmisch-Partenkirchen [1]

	Niederspannung 0,4 kV	Mittelspannung 10 kV
Freileitungen [km]	0	6835
Kabel [km]	233,459	182,338
Gelieferte Energie 2013 [kWh]	98.804.418	21.972.373
Anzahl Einspeisepunkte	22.391	10

5.1 Auswahl der Netze

Auswahl der Niederspannungsnetze

Um die Ergebnisse aus Kapitel 3 am realen Niederspannungsnetz von Garmisch-Partenkirchen testen zu können, werden mittels Lastflussberechnung passende Netze ermittelt. 16 digitalisierte Niederspannungsnetze stehen zur Verfügung. Alle Dächer eines Netzes werden mit einer PV-Anlage ausgestattet und das jeweils maximal mögliche Potential [13] eingespeist. Für jeden Haushalt wird eine minimale Last von 555 W (Leistungsfaktor = 0,95) angenommen [23]. Um den Wert zu ermitteln, wird in [23] das Standardlastprofil vom 19. Juli 2011 von Garmisch-Partenkirchen verwendet. In einem Standardlastprofil wird der Energieverbrauch in 15 Minuten-Intervallen angegeben und 14 Uhr entspricht einem Zeitpunkt, an dem die Last niedrig und die PV-Einspeisung hoch ist. Der Energieverbrauch um 14 Uhr beträgt $W = 34,66$ kWh. Der Wert ist auf einen jährlichen Energieverbrauch von 1 GWh normiert. Der jährliche Energieverbrauch eines durchschnittlichen Haushaltes in Deutschland beträgt 4000 kWh. Damit lässt sich eine durchschnittliche minimale Last von 555 W ermitteln. Die MS-Seite des Ortsnetztransformators ist als Bilanzknoten definiert und wird gemäß Kapitel 2.2 auf 1,055 pu gesetzt. Mithilfe der Netzberechnungs-Software „OpenDSS“ wird eine Lastflussberechnung durchgeführt und die maximalen Spannungen aller Knoten verglichen. Von Interesse sind schwache Netze, bei welchen es zu Verletzungen des zulässigen ± 10 % Spannungsbandes kommen kann und eine Regelung mittels Längsregler notwendig ist.

In Tabelle 5.2 sind die jeweils drei höchsten Spannungen für jedes Niederspan-

Tabelle 5.2: Ergebnis der Lastflussberechnung zur Ermittlung der höchsten Spannungen aller Niederspannungsnetze von Garmisch-Partenkirchen

Netzname	Netztyp	$U_{\text{Größte}}$ [pu]	$U_{\text{Zweitgrößte}}$ [pu]	$U_{\text{Drittgrößte}}$ [pu]
ONT 84	Stadtnetz	1,1556	1,1553	1,1552
ONT 3	Stadtnetz	1,1505	1,1491	1,1479
ONT 23	Stadtnetz	1,1365	1,1337	1,1326
ONT 92	Stadtnetz	1,1339	1,1328	1,1280
ONT 75	Stadtnetz	1,1212	1,1207	1,1204
ONT 88	Stadtnetz	1,1141	1,1140	1,1136
ONT 56	Stadtnetz	1,1118	1,1112	1,1107
ONT 100	Stadtnetz	1,1009	1,1001	1,1000
ONT 60	Stadtnetz	1,0924	1,0909	1,0899
ONT 63	Stadtnetz	1,0915	1,0900	1,0895
ONT 66	Stadtnetz	1,0853	1,0848	1,0843
ONT 65	Stadtnetz	1,0797	1,0781	1,0777
ONT 85	Landnetz	1,1065	1,1055	1,1053
ONT 147	Landnetz	1,0815	1,0814	1,0814
ONT 44	Landnetz	1,0791	1,0760	1,0756
ONT 57	Landnetz	1,0703	1,0701	1,0700

nungsnetz angegeben. Die Netze sind nach dem dazugehörigen Ortsnetztransformator (ONT) bezeichnet und werden in Stadt- oder Landnetz unterschieden. Um unterschiedliche Netzstrukturen zu untersuchen, wird für die folgenden Simulationen jeweils ein Stadt- und ein Landnetz ausgewählt. Charakteristisch für ein Stadtnetz sind viele Haushalte und damit Lasten, die über ein kleines Gebiet zusammenhängen. Bei einem Landnetz finden sich dagegen lange Leitungen mit wenig Lasten und große Dachflächen mit mehr PV-Potential wieder. Als passende Netze werden ONT 3 (Stadtnetz) und ONT 85 (Landnetz) ermittelt. ONT 84 wurde trotz höherer Spannungen nicht ausgewählt, da die georeferenzierten Daten dieses Netzes nicht vorhanden waren.

In den Abbildungen 5.1 und 5.2 ist das Ergebnis der Lastflussberechnung für ONT 3 und ONT 85 abgebildet. Die errechneten Spannungen für jeden Knoten sind der Größe nach sortiert. Bei ONT 3 kommt es bei etwa der Hälfte aller Knoten zur Überschreitung des zulässigen $\pm 10\%$ -Spannungsbandes, bei ONT 85 treten diese Bandverletzungen bei etwa einem Viertel aller Knoten auf.

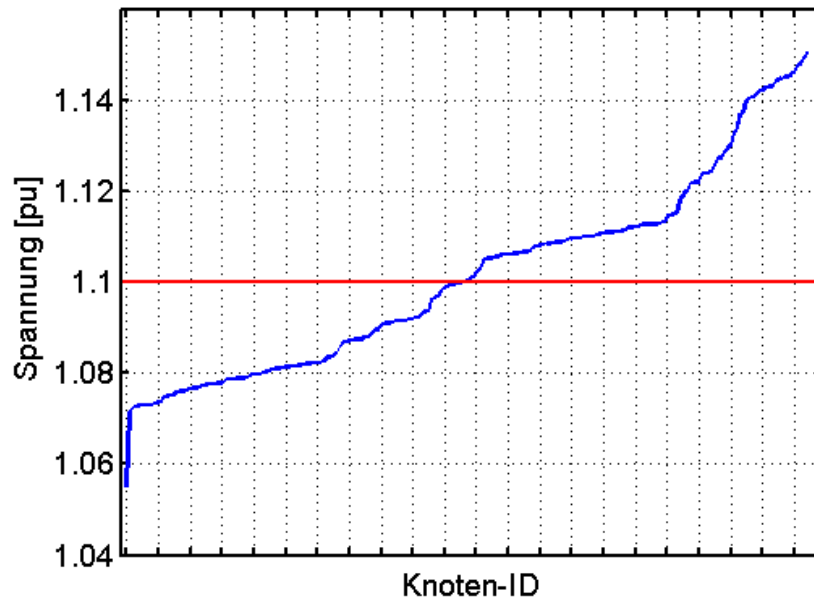


Abbildung 5.1: Ergebnis der Lastflussberechnung für das Stadtnetz „ONT3“

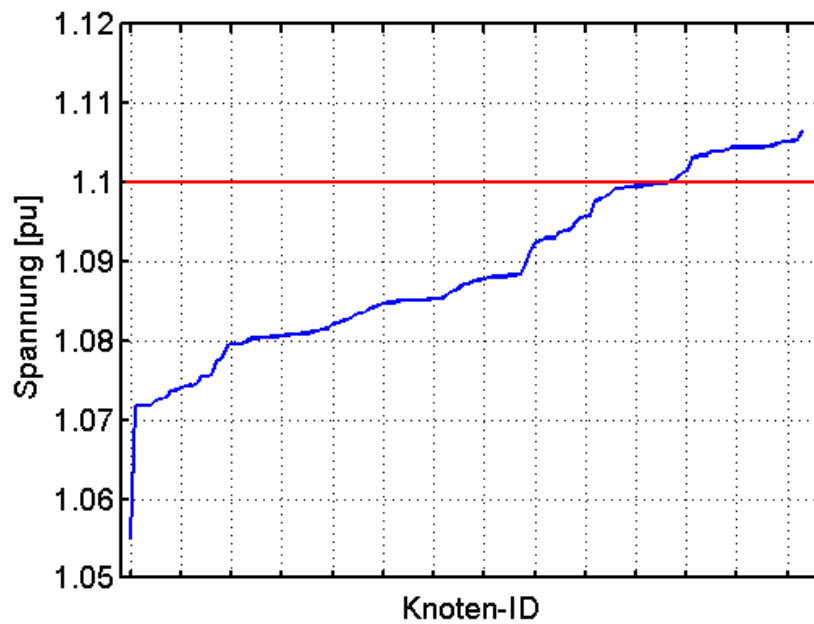


Abbildung 5.2: Ergebnis der Lastflussberechnung für das Landnetzes „ONT85“

Auswahl des Stranges

Für die Simulation wird nur ein Strang eines Niederspannungsnetzes verwendet. Dieser wird vom jeweils schwächsten Knoten des Netzes bis zum Ortsnetztransformator gewählt (siehe Abbildung 5.3). Der schwächste Knoten wird unabhängig vom maximal möglichen PV-Potential ermittelt. Deshalb werden keine Einspeisungen berücksichtigt. Um den schwächsten Knoten zu finden, wird eine Sensitivitätsanalyse angewendet. Zunächst werden alle Lasten im Netz auf 0 kW gesetzt. Die MS-Seite des Ortsnetztransformators wird als Bilanzknoten definiert. Die Spannung am MS-Knoten bleibt, im Gegensatz zu den bisherigen Simulationen, auf 1 pu. Jede Last im Netz wird der Reihe nach auf 100 kW gesetzt und jeweils eine Lastflussberechnung durchgeführt. Der Knoten, der nach allen Lastflussberechnungen den größten Spannungsabfall vorweist, wird als schwächster Knoten identifiziert. In den Tabellen 5.3 und 5.4 sind die drei geringsten Spannungen und die Bezeichnungen der schwächsten Knoten gezeigt. Für das Stadtnetz wird der zweitschwächste Knoten gewählt, da der hohe Spannungsabfall am schwächsten Knoten hauptsächlich von einer sehr langen, dünnen Hausanschlussleitung und nicht aufgrund der hohen Last von 100 kW verursacht wird.

Der Strang des Stadtnetzes besitzt eine Länge von ca. 450 m bei einem R/X-Verhältnis von 3,2. Das maximal mögliche PV-Potential des Stranges beträgt 270 kW. Die Länge des Landnetzstranges beträgt 360 m bei einem R/X-Verhältnis von 3,7 und einem maximal möglichem PV-Potential von 330 kW. Die Daten für Stadt- und Landnetz sind in Tabelle 5.5 zusammengefasst. Der Modellstrang in Kapitel 4.1 hat zum Vergleich eine Länge von 1 km und ist damit mehr als doppelt so lang. Für den Modellstrang wurde ein minimales R/X-Verhältnis von 2,6 und ein maximales R/X-Verhältnis von 5,4 verwendet. Die R/X-Verhältnisse von Stadt- und Landnetzstrang liegen somit dazwischen. Im Modellstrang betrug die maximale Anlagengröße für das minimale R/X-Verhältnis 98 kW und für das maximale R/X-Verhältnis 46 kW. In den Strängen des Land- bzw. Stadtnetzes wird deutlich mehr PV-Leistung eingespeist, jedoch entlang der Stränge verteilt und nicht wie im Modell nur am Strangende.

Tabelle 5.3: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse zur Ermittlung des schwächsten Knotens für das Städtetz

Knoten	Schwächster	Zweitschwächster	Drittschwächster
Spannung [pu]	0,7743	0,8958	0,9158
Knotenbezeichnung	n3789	n5133	n5131

Tabelle 5.4: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse zur Ermittlung des schwächsten Knotens für das Landnetz

Knoten	Schwächster	Zweitschwächster	Drittschwächster
Spannung [pu]	0,9038	0,9400	0,9481
Knotenname	b-3212	b-3152	b-3125

Tabelle 5.5: Daten der verwendeten Stränge für das Stadt- und Landnetz

	Städtetz	Landnetz
Länge des Stranges [m]	450	360
R/X-Verhältnis	3,2	3,7
PV-Potential [kW]	270	330

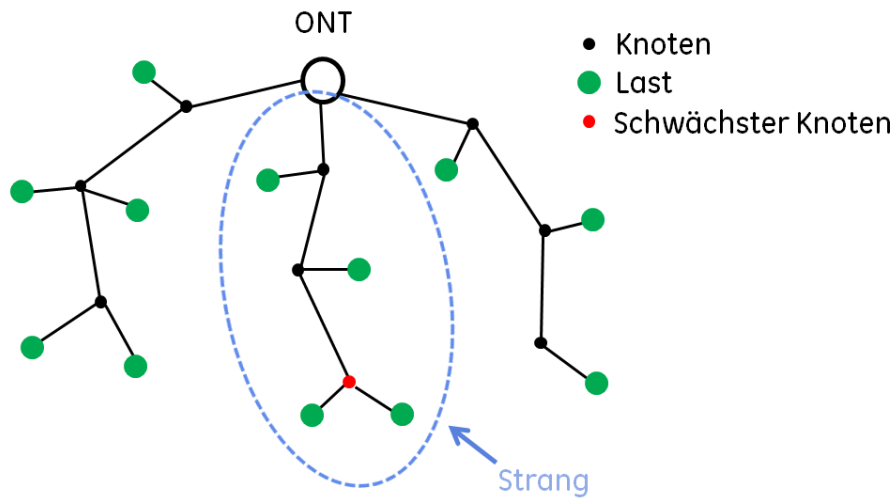


Abbildung 5.3: Auswahl des Stranges im Niederspannungsnetz mithilfe einer Sensitivitätsanalyse

5.2 Bestimmung von Position und Bandweite im realen Netz

In Abschnitt 3.4 wurden Formeln für Position und Bandweite des Reglers am Modellstrang hergeleitet. Der Strang besteht aus einer Leitung. Die Position des Reglers ist dabei bezogen auf die Länge der Leitung in % angegeben. In der Realität besteht ein Strang aus mehreren Leitungen, die unterschiedlichem R/X-Verhältnisse und Längen aufweisen. Da die Spannung deswegen nicht linear entlang des Feeders ansteigt, sind die Gleichungen für die maximale und minimale Reglerposition (Gleichungen 3.10 und 3.11) nicht wie in Abschnitt 3.4 nach der Reglerposition x_{Reg} auflösbar und werden deshalb verallgemeinert:

$$U_{\text{Regler},1} < 1,1\text{pu} - \Delta U_{\text{Sicherheit}} \quad (5.1)$$

$$U_{\text{PV-Anlage}} = 1\text{pu} + \frac{BW_{\text{Min}}}{2} + \Delta U_{\text{PV-Regler},2} < 1,1\text{pu} - \Delta U_{\text{Sicherheit}} \quad (5.2)$$

$\Delta U_{\text{PV-Regler},2}$ ist der Spannungsanstieg zwischen der Spannung an der Reglersekundärseite $U_{\text{Regler},2}$ und am Ende der Leitung U_{PV} . Der Zusammenhang zwischen

Spannung und Position wird mittels Lastflussberechnung ermittelt. Für die Spannung an der maximalen Reglerposition („MaxRegPos“) ergibt sich aus Gleichung 5.1

$$U_{\text{Regler},1,\text{MaxRegPos}} = 1,1 \text{ pu} - \Delta U_{\text{Sicherheit}} \quad (5.3)$$

und für die Spannung an der minimalen Reglerposition („MinRegPos“) aus Gleichung 5.2

$$\Delta U_{\text{PV-Regler},2,\text{MinRegPos}} = 0,1 \text{ pu} - \Delta U_{\text{Sicherheit}} - \frac{BW_{\text{Min}}}{2} \quad (5.4)$$

Als maximale Bandweite bei einer beliebigen Reglerposition ergibt sich aus Gleichung 5.2

$$BW_{\text{Max}} = 2 \cdot (0,1 \text{ pu} - \Delta U_{\text{PV-Regler},2} - \Delta U_{\text{Sicherheit}}) \quad (5.5)$$

Die Spannung an der maximalen Reglerposition $U_{\text{Regler},1,\text{MaxRegPos}}$ (Gleichung 5.3) ist nur von der Spannung an Primärseite des Reglers abhängig und somit unabhängig von der Stufenposition des Laststufenschalters. Für die Spannung an der minimalen Position des Reglers ergibt sich mit den Annahmen aus Kapitel 3.4 ein minimaler Spannungsanstieg $\Delta U_{\text{PV-Regler},2,\text{MinRegPos}} = 0,0875 \text{ pu}$ (Gleichung 5.4). Die maximale Bandweite BW_{Max} (Gleichung 5.5) ist von der Spannungsdifferenz $\Delta U_{\text{PV-Regler},2}$ abhängig. $\Delta U_{\text{PV-Regler},2}$ wiederum ändert sich mit der Stufenposition. In Abbildung 5.4 sind die Spannungen an allen Knoten im ausgewählten Strang des Stadtnetzes (ONT 3) für die Stufenpositionen 0,9 pu und 1 pu dargestellt. Stufenposition 1 pu stellt den unregulierten Fall dar und bei 0,9 pu handelt es sich um die minimale Position. Dabei wird das maximal mögliche PV-Potential eingespeist und eine minimale Last von 555 W (Leistungsfaktor = 0,95) angenommen. Die MS-Seite des Ortsnetztransformators wurde als Bilanzknoten definiert und die Mittelspannung auf 1,055 pu gesetzt. Der Regler ist an einer zulässigen Position angebracht. Auf den ersten Blick könnte man annehmen, $\Delta U_{\text{PV-Regler},2}$ ist bei beiden Stufenpositionen gleich. In Abbildung 5.5 ist $\Delta U_{\text{PV-Regler},2}$ in Abhängigkeit der Stufenposition dargestellt. Befindet sich der Stufenschalter auf der minimalen Position

0,9 pu ist $\Delta U_{PV-Regler,2}$ am größten und nimmt mit steigender Stufenposition ab. Der Grund liegt im gewählten Lastmodell. Bei Lastflussberechnungen gibt es verschiedene Möglichkeiten, die Lasten zu modellieren. Ein Lastmodell beschreibt, wie sich die Last mit der Spannung ändert. In dieser Arbeit wurde das Modell „konstant P und Q“ gewählt, was einer konstanten Wirk- und Blindleistung entspricht [7]. Wird, wie in Abbildung 5.4 gezeigt, der Stufenschalter auf Position 0,9 pu gesetzt, sinkt die Spannung auf der Sekundärseite des Reglers. Da die Leistung aufgrund des gewählten Lastmodells konstant bleibt, steigt der eingespeiste Strom. Mit steigendem Strom werden die Leitungsverluste $P_{Verluste} = R \cdot I^2$ größer und die Spannungsdifferenz $\Delta U_{PV-Regler,2}$ nimmt zu. Mit der minimalen Stufenposition 0,9 wird somit der maximale Spannungsanstieg ermittelt. Laut Gleichung 5.5 ergibt sich für diesen Worst-Case die kleinste maximale Bandweite BW_{Max} . Falls die Stufenposition nur in einem schmalen Bereich um 1 pu geändert wird, ist die Berechnung der maximalen Bandweite mit Stufenposition 1 pu eine gute Näherung. Wird das Lastmodell „konstant I“ anstatt „konstant P und Q“ gewählt, bleibt $\Delta U_{PV-Regler,2}$ für unterschiedliche Stufenpositionen konstant, da die Leitungsverluste konstant bleiben.

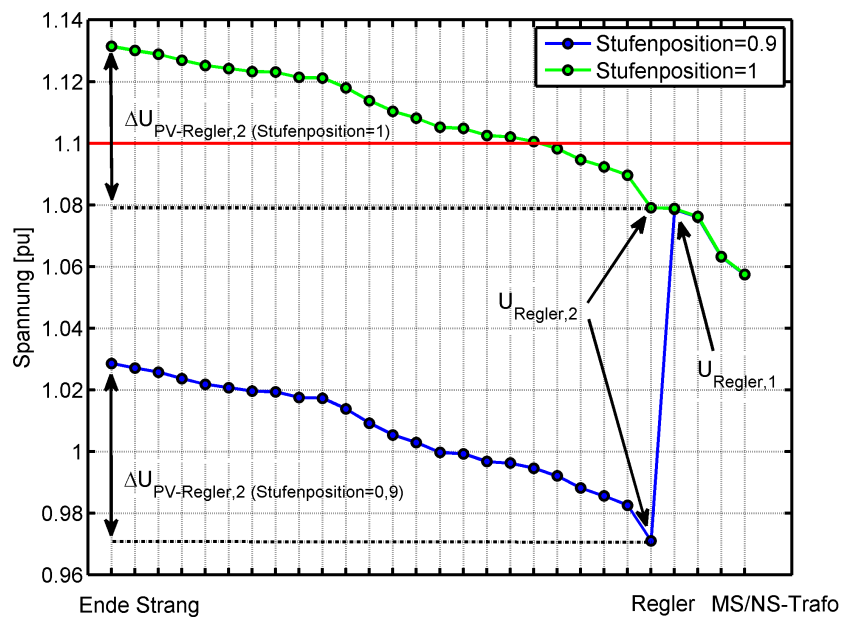


Abbildung 5.4: Verlauf der Knotenspannungen entlang des ausgewählten Stranges für das Städtetz für Stufenposition 1 pu (grün) und Stufenposition 0,9 pu (blau)

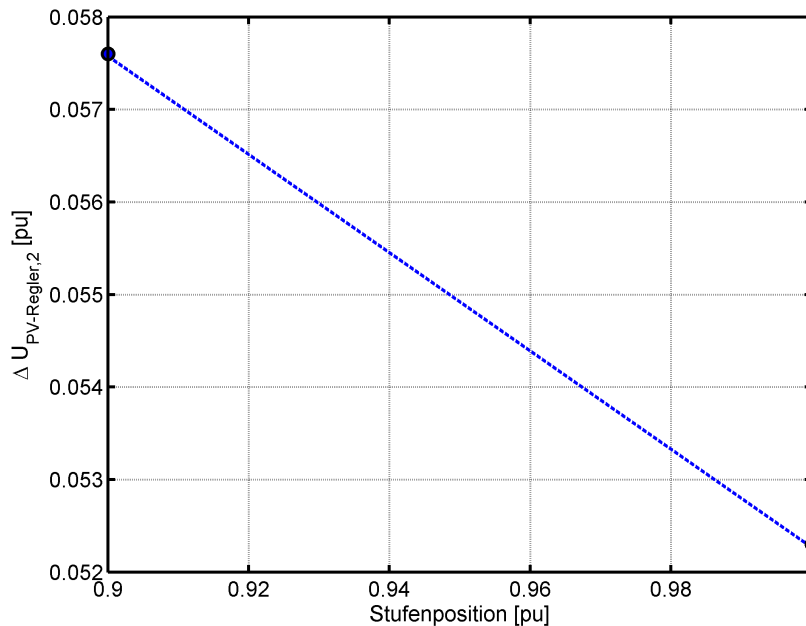


Abbildung 5.5: $\Delta U_{PV-Regler,2}$ in Abhängigkeit der Stufenposition

5.3 Auswirkungen von Position und Bandweite

5.3.1 Stadtnetz

In Abbildung 5.6 sind die Spannungen entlang des ausgewählten Stranges für das Stadtnetzes dargestellt. Jeder Punkt stellt einen Knoten des Stranges dar. Der Strang führt, wie anhand der Sensitivitätsanalyse im vorherigen Abschnitt bestimmt, vom MS/NS-Transformator bis zum schwächsten Knoten „n5133“ (siehe Tabelle 5.3). Die Spannungen an allen Knoten wurden mithilfe einer Lastflussberechnung ermittelt. Die MS-Seite des Ortsnetztransformators wurde als Bilanzknoten definiert und die Spannung auf 1,055 pu gesetzt. Für jeden Haushalt wurde eine minimale Last von 555 W (Leistungsfaktor = 0,95) angenommen [23]. Es wurden nur Lasten entlang des betrachteten Stranges berücksichtigt. Die grün gestrichelte Linie stellt die Spannungsobergrenze für die maximale Reglerposition dar, die sich aus Gleichung 5.3 ergibt. Da die untere Spannungsgrenze für die minimale Reglerposition nach Gleichung 5.4 unterhalb der Spannung an der NS-Seite des Ortsnetztransformators liegt, darf der Regler überall zwischen MS/NS-Trafo und der Obergrenze angebracht werden. Für die Simulation werden die in Abbildung 5.6 eingezeichneten

Positionen untersucht. Der Regler wird jeweils zwischen den grün markierten Knoten angebracht. Es wird die minimale Position direkt am MS/NS-Transformator und die maximal zulässige Position simuliert. Zudem wird eine Position dazwischen (mittlere Position) untersucht. Die maximale Bandweite für jede Position wird nach Gleichung 5.5 mit der Stufenposition 1 pu ermittelt (Tabelle 5.6) und später mit den Werten für Stufenposition 0,9 pu verglichen (Tabelle 5.7). Der Spannungsanstieg ΔU_{PV} wird jeweils mittels Lastflussberechnung bestimmt. Der Spannungsanstieg vom MS/NS-Transformator bis zum Strangende beträgt für den Stadtnetzstrang in Abbildung 5.6 $\Delta U_{PV} = 0,0736$ pu. Aus den Zusammenhängen aus Kapitel 3.4 ging hervor, dass bis zu einem $\Delta U_{PV} = 0,0875$ pu nur die Spannungsanhebung aufgrund der Mittelspannung ausgeregelt wird. Deshalb wird in den folgenden Simulationen erwartet, dass auf den drei gewählten Positionen lediglich die Mittelspannung ausgeregelt wird. Da somit keine Spannungsprobleme durch die PV-Einspeisungen im Niederspannungsnetz erwartet werden, ist die Wahl der Verzögerungszeit irrelevant, um eine möglichst geringe Anzahl an Stufenwechsel zu erreichen. Für die folgenden Simulationen wird eine Verzögerungszeit $t_{\text{Verzögerung}} = 10$ Sekunden gewählt.

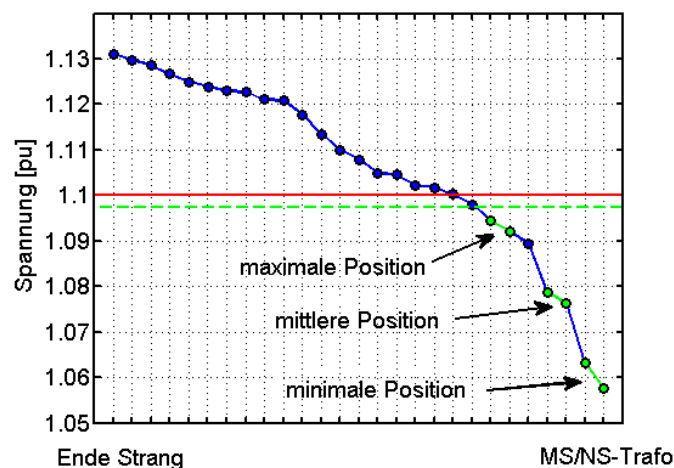
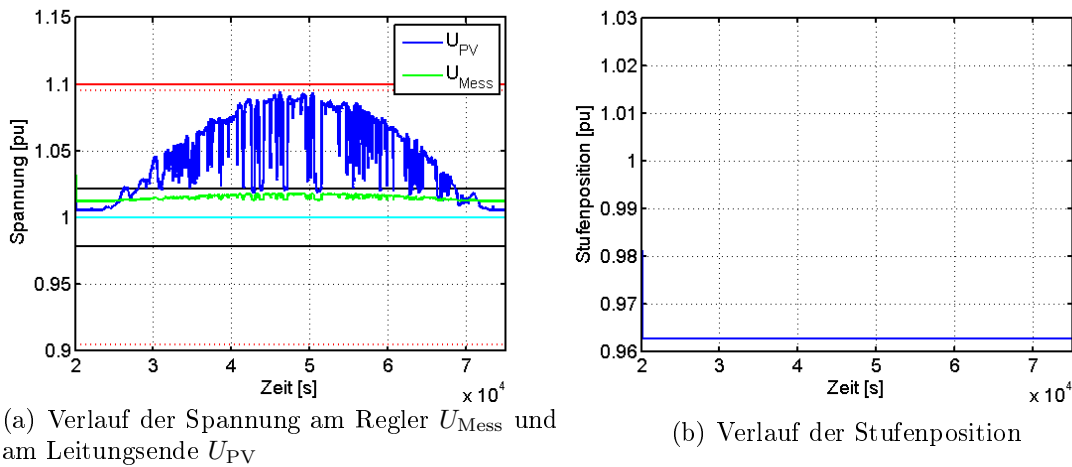


Abbildung 5.6: Verlauf der Knotenspannungen entlang des ausgewählten Stranges im Stadtnetz und gewählte Positionen für den Spannungsregler



(a) Verlauf der Spannung am Regler U_{Mess} und am Leitungsende U_{PV}

(b) Verlauf der Stufenposition

Abbildung 5.7: Regler auf der minimalen Position im Städtetz mit der Bandweite 4,28 %.

Minimale Position: (Berechnung der BW bei Stufenposition 1 pu)

Für die minimale Position wird der Regler direkt am MS/NS-Transformator angebracht. Nach Tabelle 5.6 ergibt sich als Bandweite 4,28 %. In Abbildung 5.7 (a) ist der Verlauf der Spannung an der Reglersekundärseite U_{Mess} und am Leitungsende U_{PV} dargestellt. Das Spannungsmaximum befindet sich innerhalb der $\pm 9,5$ %-Grenze, welche in Abschnitt 3.4 festgelegt wurde. Der Verlauf der Stufenposition ist in Abbildung 5.7 (b) zu sehen. Es zeigt sich, dass sich die Stufe auf der Position 0,9625 pu befindet. Zu Beginn waren somit drei Stufenwechsel (Stufengröße 1,25 %) nach unten notwendig, um die Mittelspannung auszuregeln. Anschließend ist kein weiterer Stufenwechsel nötig, da die Spannung das Toleranzband des Reglers nicht mehr verlässt. Die Erwartung, dass nur die Mittelspannung ausgeregelt wird, wurde somit bestätigt. Die Simulation wurde mit einer Verzögerungszeit $t_{Verzögerung} = 90$ Sekunden wiederholt und es waren ebenfalls drei Stufenwechsel notwendig, die Mittelspannung auszuregeln. Wie erwartet, hat die Verzögerungszeit $t_{Verzögerung}$ in diesem Fall keinen Einfluss auf die Anzahl der Stufenwechsel.

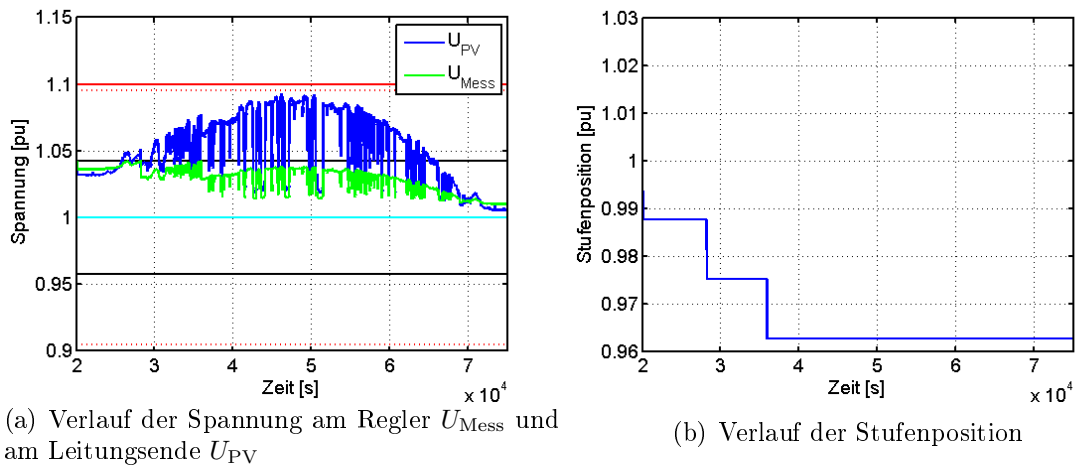


Abbildung 5.8: Regler auf einer mittleren Position im Städtetz mit der Bandweite 8,54 %.

Mittlere Position: (Berechnung der BW bei Stufenposition 1 pu)

Die mittlere Position wird zwischen der minimal und maximal zulässigen Position gewählt. Als Bandweite ergibt sich 8,54 % (Gleichung 5.6). In Abbildung 5.8 (a) zeigt der Verlauf der Spannung am Leitungsende U_{PV} , dass es zu keiner Bandverletzung kommt. Zudem zeigt sich anhand der Stufenposition (Abbildung 5.8 (b)), dass zu Beginn zunächst ein Stufenwechsel notwendig ist, um die Spannung in das Toleranzband zu bringen. Anschließend verlässt die Spannung am Regler U_{Mess} zwei weitere male die obere Bandgrenze. Auch die beiden folgenden Stufenwechsel dienen dazu, die 5,5 % Spannungsanhebung durch die Mittelspannung auszuregeln. Wie bei der minimalen Position kommt es somit zu drei Stufenwechseln und es wird lediglich die Mittelspannung ausgeregelt.

Maximale Position: (Berechnung der BW bei Stufenposition 1 pu)

Als maximale Position wird jene gewählt, die nach Gleichung 5.3 gerade noch zulässig ist. Als Bandweite ergibt sich 11,66 % (Gleichung 5.6). In Abbildung 5.9 (a) zeigt sich anhand des Spannungsverlaufes, dass es auf der maximalen Position auch zu keiner Verletzung des $\pm 9,5$ % Bandes kommt. Zu Beginn der Simulation befindet

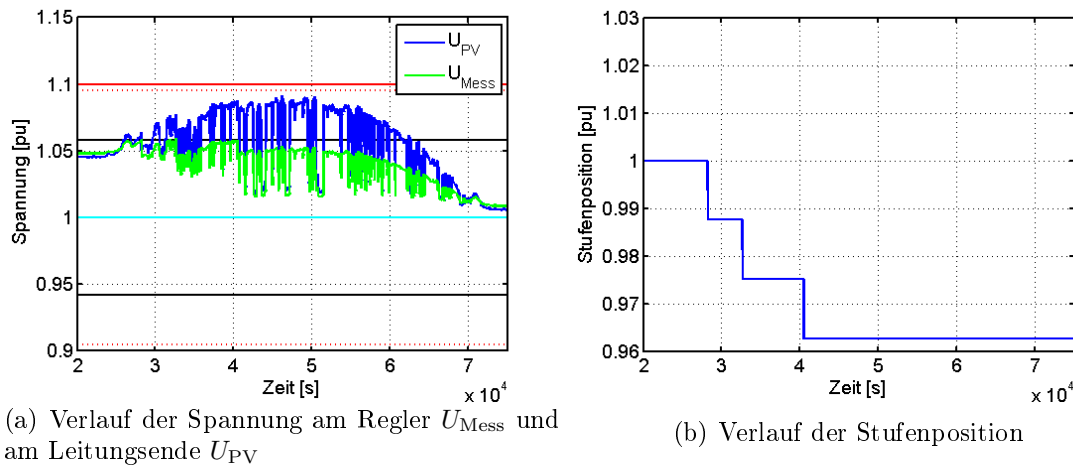


Abbildung 5.9: Regler auf der maximalen Position im Städtetz mit der Bandweite 11,66 %.

sich die gemessene Spannung U_{Mess} aufgrund der großen Bandweite bereits im Toleranzband des Reglers. Im weiteren Verlauf kommt es dreimal zu einer Verletzung des Toleranzbandes und jeweils zu einem Stufenwechsel nach unten, wie in Abbildung 5.9 (b) anhand der Stufenposition deutlich wird. Diese Stufenwechsel regeln die Spannungsanhebung auf der Mittelspannungsseite aus. Wie auf der minimalen und der mittleren Position wird nur die Mittelspannung mit jeweils drei Stufenwechseln ausgeregelt.

Maximale Position: (Berechnung der BW mit Stufenposition 0,9 pu)

Wie zuvor beschrieben, hängt die maximale Bandweite (Gleichung 5.5) von der Stufenposition des Laststufenschalters ab, auf der sich der Laststufenschalter bei Ermittlung von $U_{\text{PV-Regler},2}$ durch die Lastflussberechnung befindet. In Abbildung 5.10 wird der Regler auf die maximal zulässige Position (wie zuvor in Abbildung 5.6) gesetzt. Die Bandweite wird in diesem Fall mit Stufenposition 0,9 pu bestimmt. Aufgrund der größeren Spannungsdifferenz $\Delta U_{\text{PV-Regler},2}$ (siehe Abbildung 5.5) ist die Bandweite BW_{Max} geringer und beträgt 10,86 % (siehe Tabelle 5.6). Verglichen mit Abbildung 5.9 (a) zeigt sich, dass der Abstand zwischen Spannungsmaximum und zulässigem Band geringfügig größer geworden ist. Im Vergleich zu Abbildung 5.9 (b)

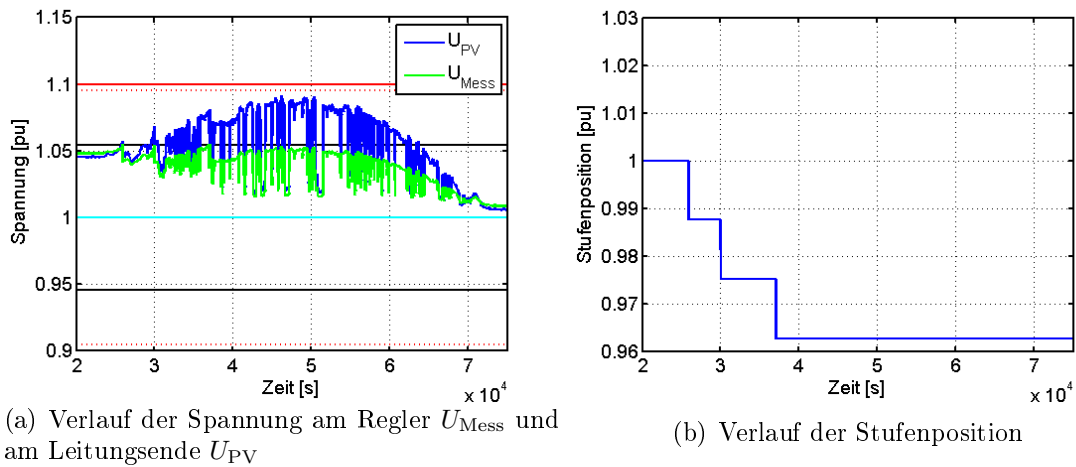


Abbildung 5.10: Regler auf der maximalen Position im Städtetz mit der Bandweite 10,86 % mit Stufenposition 0,9 pu

Tabelle 5.6: Spannungen an der Reglersekundärseite $U_{\text{Regler},2}$ und am Leitungsende U_{PV} und maximale Bandweite (Gleichung 5.5) bei Stufenposition 1 pu

Position Regler	Stufe	$U_{\text{Regler},2}$ [pu]	U_{PV} [pu]	BW_{Max} [%]
Minimal	1	1,0575	1,1311	4,28
Mitte	1	1,0788	1,1311	8,54
Maximal	1	1,0944	1,1311	11,66

wird ebenfalls nur die Mittelspannungsanhebung ausgeregelt und trotz einer geringeren Bandweite sind drei Stufenwechsel notwendig.

In den Tabellen 5.6 und 5.7 sind für die drei gewählten Reglerpositionen (minimale Position, mittlere Position, maximale Position) die Werte für die Spannung an der Reglersekundärseite $U_{\text{Regler},2}$, am Ende der Leitung U_{PV} und die maximale Bandweite BW_{Max} dargestellt. In Tabelle 5.6 für die Stufenpositionen 1 pu und in Tabelle 5.7 für die Stufenposition 0,9 pu.

5.3.2 Landnetz

In Abbildung 5.11 sind die Knotenspannungen des ausgewählten Stranges für das Landnetz gezeigt. Die Parameter für den Bilanzknoten, die Spannung an der Mittelspannungsseite und die minimale Last wurden für die Lastflussberechnung identisch

Tabelle 5.7: Spannungen an der Reglersekundärseite $U_{\text{Regler},2}$ und am Leitungsende U_{PV} und maximale Bandweite (Gleichung 5.5) bei Stufenposition 0,9 pu

Position Regler	Stufe	$U_{\text{Regler},2}$ [pu]	U_{PV} [pu]	BW_{Max} [%]
Minimal	0,9	0,9535	1,0347	2,76
Mitte	0,9	0,9727	1,0306	7,42
Maximal	0,9	0,9868	1,0275	10,86

wie beim Städtnetz gewählt. Der Strang führt, wie anhand der Sensitivitätsanalyse im vorherigen Abschnitt bestimmt, vom MS/NS-Transformator bis zum schwächsten Knoten „b-3212“ (siehe Tabelle 5.4). Die Spannungsobergrenze für die maximale Reglerposition, welche sich aus Gleichung 5.3 ergibt, ist anhand der grün gestrichelten Linie eingezeichnet. Wie beim Städtnetz liegt die Spannungsuntergrenze, aus der sich die minimale Reglerposition ergibt, nach Gleichung 5.4 unterhalb der Spannung an der NS-Seite des Ortsnetztransformators. Der Regler darf somit überall zwischen MS/NS-Trafo und der Obergrenze angebracht werden. In Abbildung 5.12 ist der Regler in einer mittleren Position zwischen minimal und maximal zulässiger Position angebracht. Die Bandweite beträgt 15,68 % (Gleichung 5.5). Da der Spannungsanstieg vom MS/NS-Transformator bis zum Strangende $\Delta U_{\text{PV}} = 0,0317$ pu beträgt, ist wie beim Städtnetz zu erwarten, dass nur die Mittelspannung ausgeregelt wird. Die Simulation fand mit einer Verzögerungszeit $t_{\text{Verzögerung}} = 10$ Sekunden statt.

Wie in Abbildung 5.12 (a) anhand des Spannungsverlaufes gezeigt, kommt es zu keiner Bandverletzung. Der Regler muss einmal schalten, um die Spannungserhöhung auf der Mittelspannungsseite auszuregeln (siehe Abbildung 5.12 (b)). Auch auf anderen Positionen wurde festgestellt, dass nur die Mittelspannung mit einem Stufenwechsel ausgeregelt wird. Für das Landnetz wurden somit qualitativ gleiche Ergebnisse wie für das Städtnetz festgestellt.

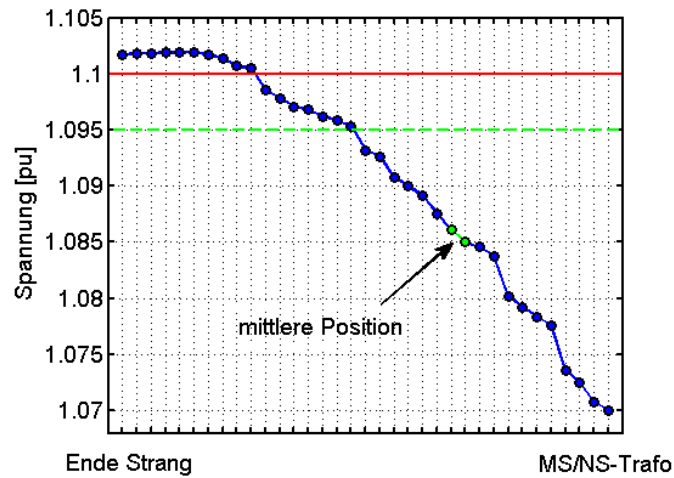


Abbildung 5.11: Verlauf der Knotenspannungen entlang des ausgewählten Stranges im Landnetz und gewählte Position für den Spannungsregler

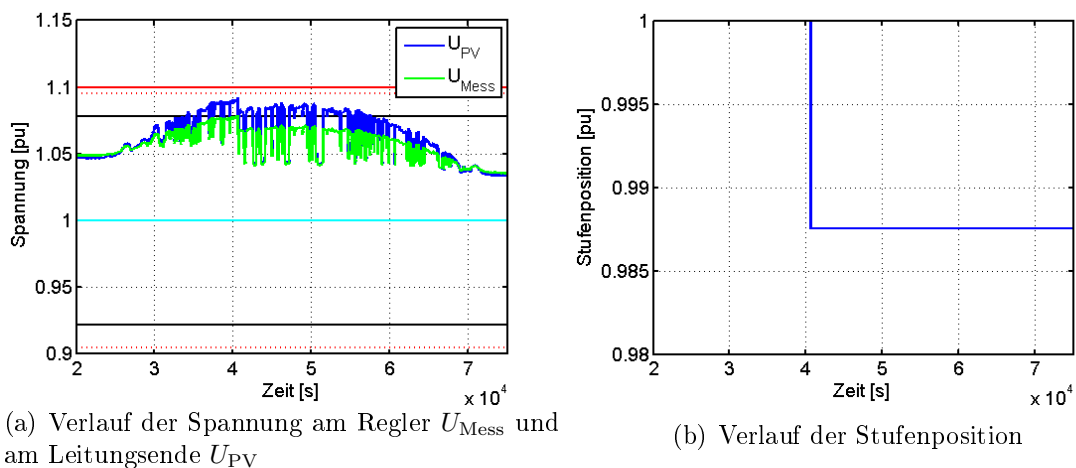


Abbildung 5.12: Regler auf der mittleren Position im Landnetz mit der Bandweite 15,68 %

5.4 Zusammenfassung und Diskussion

In diesem Kapitel wurden die in Kapitel 3 hergeleiteten Zusammenhänge für Position und Bandweite des Reglers auf das reale Netz von Garmisch-Partenkirchen angewendet. Dafür wurden alle Dächer mit einer PV-Anlage ausgestattet und das jeweils theoretisch mögliche PV-Potential eingespeist. Aus den 16 digitalisierten Teilnetzen, die vom Niederspannungsnetz Garmisch-Partenkirchens zur Verfügung standen, wurden zunächst Netze ermittelt, bei denen aufgrund der hohen Einspeisung Spannungsprobleme auftraten. Um unterschiedliche Netzstrukturen zu untersuchen,

wurde ein jeweils geeignetes Stadt- und Landnetz ausgewählt.

Für den Strang des Stadtnetzes wurde der Regler auf drei zulässige Positionen (Minimal, Mitte, Maximal) gesetzt und jeweils eine Simulationen durchgeführt. Bei allen Positionen wurde die Spannung so geregelt, dass es zu keinen Verletzungen des $\pm 10\%$ Bandes kommt. Zudem wurde bei allen drei Positionen wie erwartet aufgrund des niedrigen Spannungsabfalls vom Strangende bis zum Ortsnetztransformator lediglich die Mittelspannung ausgeregelt. Der Wert der Verzögerungszeit, der bei allen Simulationen $t_{\text{Verzögerung}} = 10$ Sekunden betrug, ist deshalb irrelevant für die Spannungsregelung. Beim Strang des Landnetzes wurde der Spannungsregler auf eine mittlere zulässige Position gesetzt und die Ergebnisse des Stadtnetzes konnten qualitativ bestätigt werden.

Es hat so somit gezeigt, dass die Zusammenhänge für die Reglerposition und Bandweite aus Kapitel 3 auf das reale Netz von Garmisch-Partenkirchen anwendbar sind und eine Spannungsregelung mit Laststufenschaltern unter Einhaltung der Norm EN 50160 möglich ist.

Kapitel 6

Zusammenfassung und Ausblick

Das Erneuerbaren-Energie-Gesetzes hat zu einem stetigen Anstieg an regenerativer Stromerzeugungsanlagen in Deutschland geführt [3]. In Niederspannungsnetzen handelt es sich dabei meistens um dezentrale Anlagen, wie z.B. Photovoltaik-Anlagen, die an das Netz angeschlossen sind. Dadurch kann es zu Spannungsschwankungen und Überspannungen im Netz kommen und eine Regelung der Spannung ist unvermeidbar.

Entscheidet sich der Netzbetreiber zur Verwendung eines Laststufenschalters, stellen sich für ihn zwangsläufig mehrere Fragen. Wird der Laststufenschalter als Längsregler eingesetzt, interessiert es den Netzbetreiber, an welcher Position auf dem Netzstrang der Laststufenschalter angebracht werden sollte. Teil der Regelung ist ein Toleranzband um den Spannungssollwert, in welchem sich die Spannung befinden darf und in der Regler nicht aktiv wird. Da diese Bandweite vom Netzbetreiber vorgegeben wird, bleibt zu klären, wie diese gewählt werden sollte. Dem Netzbetreiber stehen zudem verschiedene Regelalgorithmen zur Wahl. Das Ziel des Netzbetreibers ist es, die Position des Laststufenschalters und die verschiedenen Regelparameter so zu wählen, dass die Lebensdauer des Laststufenschalters maximiert wird. Dies wird wiederum erreicht, wenn die Anzahl der Stufenwechsel auf ein Minimum reduziert wird. Mithilfe eines Laststufenschalters lässt sich die Aufnahmefähigkeit der Netze für PV-Anlagen erhöhen. Aufgrund des steigenden Anteils an PV-Anlagen im Niederspannungsnetz stellt sich für den Netzbetreiber die Frage, wie groß die maximal in das Netz integrierbare PV-Leistung ist, ohne dass teure Netzausbaumaßnahmen

notwendig werden.

Diese Arbeit gibt Antworten auf die sich dem Netzbetreiber stellenden Fragen. Es wurden Formeln hergeleitet, um zu bestimmen, auf welchen Positionen der Regler auf dem Netzausläufer angebracht werden kann und wie die größtmögliche Bandweite für jede Position beträgt. Für die maximal zulässige PV-Anlagengröße ergibt sich genau eine mögliche Position. Wird weniger PV-Leistung eingespeist, ergibt sich ein Bereich für die möglichen Reglerpositionen. Die maximal mögliche Position des Bereiches befindet sich näher am Strangende, während sich die minimal mögliche Position näher am Ortsnetztransformator befindet. Als optimale Reglerposition wurde die maximal möglichen Position identifiziert. Für diese ergibt sich eine größere zulässige Bandweite und es kommt dadurch zu deutlich weniger Stufenwechseln. Zudem wurden die verschiedenen Regelalgorithmen zur Berechnung der Verzögerungszeit und der Reset-Option miteinander verglichen. Es hat sich gezeigt dass die einfachsten Algorithmen (definite für die Verzögerungszeit und instantaneous reset für die Reset-Option) am geeignetsten sind, die Anzahl der Stufenwechsel zu minimieren.

Nachdem die Formeln an einem Modellstrang eines Niederspannungsnetzes angewendet wurden, konnten die Ergebnisse auch am realen Netz von Garmisch-Partenkirchen bestätigt werden. Wird die Aufnahmefähigkeit des Niederspannungsnetzes mit und ohne Spannungsregelung verglichen, so hat sich gezeigt, dass sich die integrierbare PV-Leistung unter optimaler Verwendung eines Laststufenschalters auf das dreifache steigern lässt. Im speziellen Fall von Garmisch-Partenkirchen wurde gezeigt, dass das theoretisch maximal mögliche PV-Potential (d.h. auf jedem Haus ist eine PV-Anlage installiert) integriert und die Spannung innerhalb der Grenzen gehalten werden kann.

In Zukunft wird der Anteil regenerativer Stromerzeugung weiter steigen. Gleiches gilt für die Nutzung von Elektrofahrzeugen. Im Rahmen des Forschungsprojektes e-Gap wurde die Marktgemeinde Garmisch-Partenkirchen als bayrische Modellkommune für Elektromobilität ausgewählt. Elektrofahrzeuge stellen eine neue Last mit hoher Gleichzeitigkeit dar, für welche Verteilnetze ursprünglich nicht konzipiert wurden. Deshalb soll im nächsten Schritt der Einfluss von Elektrofahrzeugen auf den

Betrieb eines Laststufenschalters im Verteilnetz untersucht werden. In dieser Arbeit wurde der Spannungssollwert konstant auf dem Wert 1 pu gewählt. Durch variable Sollwertanpassung kann die Aufnahmefähigkeit von dezentralen Erzeugern durch die Verteilnetze noch weiter erhöht werden. Dies ist neben Elektromobilität ein weiterer Aspekt, welcher in zukünftigen Arbeiten untersucht werden soll.

Literaturverzeichnis

- [1] http://www.gemeindewerke-garmisch-partenkirchen.de/cms/index.php?option=com_content&task=view&id=17&Itemid=112. Zugriff: September 2014.
- [2] [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/457DB8232C0C2096C1257B5C0050FA5B/\\$file/EEG-Strommengen%20und%20EEG-Auszahlungen.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/457DB8232C0C2096C1257B5C0050FA5B/$file/EEG-Strommengen%20und%20EEG-Auszahlungen.pdf). Zugriff: September 2014.
- [3] <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html>. Zugriff: September 2014.
- [4] http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bsw_hintergr_netzausbau.pdf. Zugriff: September 2014.
- [5] <http://haag-messgeraete.de/cms/upload/pdf/flicker.pdf>. Zugriff: September 2014.
- [6] https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/kompendium_2007.pdf. Zugriff: September 2014.
- [7] *The Open Distribution System Simulator (OpenDSS), Reference Guide*. EPRI 3420 Hillview Avenue, Palo Alto, California 94304, 2013.
- [8] Eva-Maria Baerthlein. Development and Simulation of a Novel Concept for Reactive Power Compensation of Self-Induced Voltage Variations, 2012. Masterthesis.

- [9] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Technical report, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2008.
- [10] Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Februar 2011. DIN EN 50160:2008-04.
- [11] Beckwith Electric. Basic Considerations for the Application of LTC Transformers and Associated Controls. TAPCHANGER CONTROLS, 1998. Application Note #17.
- [12] GE Digital Energy. The Multilin DGCV Voltage Regulator Controller. Instruction Manual, 2011.
- [13] Christine Gerdiken. Analyse der Spannungsqualität für den Ausbau und die Netzintegration von Photovoltaikanlagen, 2013. Masterthesis.
- [14] Marianne Hartung, Eva-Maria Baerthlein, and Ara Panosyan. Comparative study of tap changer control algorithms for distribution networks with high penetration of renewables. In *CIREN workshop Rome 2014*, volume Paper 0376, 2014.
- [15] Klaus-Dieter Heuck, Klaus und Dettmann. *Elektrische Energieversorgung, 2. Auflage*. Verlag Vieweg, 1991.
- [16] E.T. Jauch. Advanced Tap Changer Control Features and When to Use Them! (Part One). Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES, 2006. 421-426.
- [17] Georg Kerber. *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*. PhD thesis, Technische Universität München, 2011.
- [18] A. Eberle GmbH & Co. KG. *Spannungsregler REG-D - Bedienungsanleitung*. A. Eberle GmbH & Co. KG, Frankenstraße 160, D-90461 Nürnberg, Februar 2009.

-
- [19] J Kindersberger. Energieübertragungstechnik. Skript zur Vorlesung, 2009.
- [20] Brückl O. Einführung. *Proc. 2013 OTTI Seminar Regelbare Ortsnetztransformatoren*, pp. 1-10, 2013.
- [21] A.o. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Manfred Sakulin and Dipl.-Ing. Walter Hipp. Berechnungen zum Thema Netzaspekte von dezentralen Erzeugungseinheiten, November 2004. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/DEA_NETZASPEKTE_TUGRAZ_IFEA2004.PDF.
- [22] Phillip Straub. Vergleich verschiedener Spannungsstabilisierungsmaßnahmen in Niederspannungsnetzen und Aufbau eines Simulationsmodells, 2013.
- [23] Cecilie Sundsbo Arnemo. Future Solar Photovoltaic and Electro Mobility Scenarios for Garmisch-Partenkirchen, 2014. Masterthesis.
- [24] Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, August 2011. VDE-AR-N 4105:2011-08.
- [25] Amany von Oehsen, Yves-Marie Saint-Drenan, and Thomas Stetz. Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung. In *Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.* Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2011. Ergänzte Fassung vom 29.05.2012.
- [26] Rolf Witzmann, Peter Esslinger, Norbert Grass, Sebastian Girstl, Reinhold Keck, Anita Adelman, Hermann Hampel, and Markus Sebeck. Netzstützung in Niederspannungsverteilsnetzen durch intelligente Wechselrichter bei dezentraler Einspeisung. In *VDE-Kongress 2010*, volume Paper IVN 4.4.1, 2010.

Nomenklatur

I	Strom
R'	Widerstandsbelag
L'	Induktivitätsbelag
C'	Kapazitätsbelag
G'	Ableitungsbelag
U_1	Spannung am Leitungsanfang
U_2	Spannung am Leitungsende
ΔU	Längsspannungsfall
δU	Querspannungsfall
ΔU_L	Spannungsdifferenz zwischen Leitungsanfang und -ende
ω	Kreisfrequenz
I_W	Wirkstrom
I_B	Blindstrom
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
S	Scheinleistung
$\cos\varphi$	Leistungsfaktor
w_1	Windungszahl auf der Primärseite
w_2	Windungszahl auf der Sekundärseite
\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis Transformator

U_S/U_{Stufe}	Spannung einer Stufe des Laststufenschalters
U_{Mess}	Gemessene Spannung an der Regler-Sekundärseite
U_{Soll}	Spannungssollwert für den Spannungsregler
$t_{\text{Verzögerung}}$	Verzögerungszeit
$t_{\text{Verzögerung},2}$	Zweite Verzögerungszeit für den Algorithmus definite2
BW	Bandweite
I_{Stufe}	Wert des diskreten Integrals zur Berechnung der Zeit t_{Var}
t_{Var}	Variable Zeit für die Algorithmen inverse, linear und definite2
t_{FV}	Festgelegte Verzögerung für delay und delay freeze
$t_{\text{Zwischenstufe}}$	Festgelegte Zeit zwischen mehreren Stufenwechseln
ΔU_{PV}	Spannungsdifferenz zwischen ONT und Leitungsende
$\Delta U_{\text{Sicherheit}}$	Sicherheitstoleranz
ΔU_{MS}	Spannungsanhebung aufgrund Mittelspannungseinspeisung
x_{Trafo}	Position des Transformators
x_{Reg}	Position des Reglers
x_{PV}	Position der Photovoltaik-Einspeisung
$U_{\text{Regler},1}$	Spannung an der Regler-Primärseite
$U_{\text{Regler},2}$	Spannung an der Regler-Sekundärseite
$U_{\text{PV-Anlage}}$	Spannung am Leitungsende
P_{st}	Kurzzeitflickerstärke
P_{lt}	Langzeitflickerstärke
F	Formfaktor
d	relative Spannungsänderung dU/U
n	Anzahl Stufenwechsel
T_p	Zeitperiode

Abkürzungsverzeichnis

EEG	Erneuerbare-Energie-Gesetz
PV	Photovoltaik
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
BW	Bandweite
Min/min	Minimum
pu	Per Unit
Max	Maximum
P	engl. perceptibility unit = Wahrnehmbarkeits-Einheit
lt	engl. long term = Langzeit
st	engl. short term = Kurzzeit
km	Kilometer
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
W	Watt
ha	Hektar
ONT	Ortsnetztransformator
reg	Regler