

Konzeption eines Spannungs- und Wirkleistungsreglers für vermaschte Niederspannungsnetze

vom

Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik
der Technischen Universität Kaiserslautern
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)
genehmigte Dissertation

von

Dipl.-Ing. Stefan Lang
geb. in Idar-Oberstein

Tag der mündlichen Prüfung: 05. April 2019

Dekan des Fachbereichs: Prof. Dr.-Ing. Ralph Urbansky

Prüfungskommission:

Vorsitzender: Jun.-Prof. Dr.-Ing. Daniel Görges

1. Berichterstatter: Prof. Dr.-Ing. Wolfram H. Wellßow

2. Berichterstatter: Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson

D386

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement (ESEM) an der Technischen Universität Kaiserslautern und wurde im Rahmen meiner anschließenden Beschäftigung bei der Pfalzwerke Aktiengesellschaft zu Ende geführt.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater, Herrn Prof. Dr.-Ing. Wolfram H. Wellßow, für die Betreuung der Arbeit, die damit verbundenen hilfreichen Diskussionen, Anregungen und Hinweise. Frau Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson danke ich für die bereitwillige Übernahme des Koreferats sowie Herrn Jun.-Prof. Dr.-Ing. Daniel Görges für die Wahrnehmung des Vorsitzes der Prüfungskommission. Weiterhin danke ich meinen Kollegen am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement für die gute Zusammenarbeit, die regen und manchmal auch heiteren Diskussionen, welche die Arbeit in jeglicher Hinsicht erleichterten.

Sowohl die Idee als auch Teile des Inhalts dieser Arbeit basieren auf dem im Zeitraum Oktober 2014 bis September 2017 durchgeführten Forschungsprojekt *Flexibler Ortsnetz Spannungs- und Wirkleistungsregler (FLOW-R)*, welches am Lehrstuhl ESEM mit den Beteiligten der Firmen Pfalzwerke Netz AG, Pfalzwerke Aktiengesellschaft, Power Plus Communications AG und Walcher GmbH & Co. KG erfolgreich umgesetzt wurde. Die bemerkenswerten Ergebnisse des Projekts, die zum Gelingen dieser Arbeit beitrugen, wären ohne das großartige Engagement der Projektpartner, aber auch vieler Studierender im Rahmen ihrer Forschungs- und Abschlussarbeiten, nicht möglich gewesen. Somit gilt mein besonderer Dank für die hervorragende und vertrauensvolle Zusammenarbeit all denen, die mit ihrem Einsatz den FLOW-R verwirklicht haben.

Meinen Eltern danke ich, dass sie mich stets gefördert und viele Wege geebnet haben, egal in welchen Lebenslagen. Nur dadurch konnte ich meine Ausbildung absolvieren und meinen Lebensweg, bis hin zu dieser Dissertation, beschreiten.

Zu guter Letzt bedanke ich mich von ganzem Herzen bei meiner liebevollen Frau Claudia und unserer kleinen Tochter Marlene für das aufgebrachte Verständnis und den stets freigehaltenen Rücken während dieser arbeitsintensiven Zeit. Nur dadurch war es möglich, zusätzlich zu einer neuen Arbeitsstelle und der unbeschreiblich schönen Aufgabe als "Paapaaa", die Promotion erfolgreich zu Ende zu bringen.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Herausforderungen für zukünftige Niederspannungsnetze	1
1.2	Ziele und Aufbau der Arbeit	4
2	Grundlagen Niederspannungsnetze	5
2.1	Aufbau und Betriebsmittel von Niederspannungsnetzen	5
2.1.1	Netztopologien	5
2.1.2	Betriebsmittel	7
2.1.2.1	Ortsnetzstation mit Transformator	7
2.1.2.2	Kabel und Freileitung	7
2.1.2.3	Kabelverteilerschränke	10
2.1.2.4	Schutz	10
2.1.3	Haushaltslasten	12
2.1.4	Elektrofahrzeuge	14
2.1.4.1	Bestand an Fahrzeugen	14
2.1.4.2	Ladeinfrastruktur im Privatbereich	14
2.1.5	Dezentrale Erzeugungsanlagen	15
2.2	Grenzwerte für Niederspannungsnetze	17
2.2.1	Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen	17
2.2.2	Thermische Belastung von Leitungen und Kabeln	19
2.2.2.1	Grenzen der zulässigen thermischen Belastbarkeit . . .	19
2.2.2.2	Bestimmung des thermischen Zeitverhaltens	20
2.3	Maßnahmen zur Einhaltung der Grenzwerte	22
2.3.1	Etablierte Maßnahmen	22
2.3.2	Topologieänderung zur Einhaltung der Grenzwerte	23
2.3.2.1	Topologieänderung zu Ringnetz oder vermaschtem Netz	23
2.3.2.2	Inhomogene Netzauslastung	24
3	Entwurf eines Reglers zur Spannungs- und Wirkleistungsregelung	25
3.1	Konzept	25

3.2	Optimale Steuerspannung zur Wirkleistungsregelung	26
3.2.1	Ringnetz mit einer Last	26
3.2.2	Ringnetz mit mehreren Lasten	28
3.2.3	Ringnetze mit beliebiger Anzahl an Lasten	30
3.2.4	Strombetragsregelung mittels Steuerspannung	32
3.2.5	Netze mit vermaschter Topologie	34
3.2.6	Spannungsregelung	35
3.2.7	Leistungsregelung	39
3.3	Automatische Bestimmung der Maschenimpedanz	40
3.4	Schaltungsdesign des Reglers	42
3.4.1	Grundlagen der Steuerspannungserzeugung	42
3.4.2	Stufenweite und -anzahl	45
3.4.3	Realisierung der Steuerspannungsbetragsstufen	46
3.4.4	Realisierung der Steuerspannungswinkel	48
3.4.5	Abweichung durch Winkel-Diskretisierung	49
3.5	Verlustleistung bei Regler-Einsatz	52
3.5.1	Verlustleistung des Reglers	52
3.5.2	Netzverluste bei Regler-Einsatz	53
4	Regelkonzepte mittels Kennlinienverfahren	55
4.1	Analytisch bestimmbare Regelziele zur Strombetragsregelung in Ringnetzen	55
4.2	Kennlinienverfahren für vermaschte Topologien	57
4.2.1	Konzept	57
4.2.2	Erzeugung von Kennlinien	58
4.2.3	Kontinuierliche Anpassung der Kennlinie	61
4.2.4	Regelkonzept zur Sollwertregelung	62
4.2.5	Regelkonzept zur Grenzwertregelung an einem Messpunkt . . .	63
4.2.6	Regelkonzept zur Grenzwertregelung an mehreren Messpunkten	64
4.2.7	Regelkonzept für kombinierte Soll- und Grenzwertregelung . . .	66
4.3	Implementierung der Regelkonzepte	67
4.4	Messdatenerfassung und -übertragung	69
4.4.1	Messdatenerfassung	69
4.4.2	Messdatenübertragung	70
4.5	Platzierungsstrategie für einen Spannungs- und Wirkleistungsregler . .	71
4.5.1	Platzierungsvarianten	71

4.5.2	Bauliche Anforderungen	73
4.5.3	Platzierung der Messtechnik	74
4.6	Dimensionierung und Parametrierung des Reglers	74
4.6.1	Dimensionierung des Reglers	74
4.6.2	Parametrierung der Regelkonzepte	75
4.6.2.1	Sollwertregelung	75
4.6.2.2	Grenzwertregelung an einem Messpunkt	76
4.6.2.3	Grenzwertregelung an mehreren Messpunkten	77
4.6.2.4	Kombinierte Soll- und Grenzwertregelung	77
4.6.2.5	Kombinierte Spannungs- und Strom-Regelung	77
4.7	Topologiefehlererkennung	77
4.7.1	Grundlagen Topologiefehler	77
4.7.2	Detektion mittels Maschenimpedanz-Auswertung	78
4.7.2.1	Topologiefehlerindikator	78
4.7.2.2	Simulation zur Topologiefehlererkennung	78
4.7.3	Detektion mittels Messtechnik	81
4.8	Rückfallebene für Kommunikationsunterbrechungen	82
4.8.1	Auswirkungen fehlender Messdaten	82
4.8.2	Konventionelle Rückfallebene	82
5	Simulative Verifikation der Regelkonzepte	85
5.1	Grundlagen der simulativen Verifikation	85
5.1.1	Simulationsprozess	85
5.1.2	Struktur des synthetischen Testnetzes	86
5.1.3	Struktur des realen Testnetzes	86
5.1.4	Lastzeitreihen	89
5.1.4.1	Haushalte und Photovoltaik	89
5.1.4.2	Elektrofahrzeuge	89
5.2	Verifikation des Steuerspannungsansatzes	89
5.3	Verifikation der analytischen Regelziele	90
5.3.1	Optimale Steuerspannung	90
5.3.2	Diskrete Steuerspannung	92
5.4	Verifikation des Kennlinien-Konzepts	92
5.5	Verifikation der Regelkonzepte mittels Kennlinienverfahren	95
5.5.1	Referenzwert-Simulation	95

5.5.2	Sollwertregelung	96
5.5.2.1	Stromsollwert	96
5.5.2.2	Spannungssollwert	97
5.5.3	Grenzwertregelung an einem Messpunkt	97
5.5.3.1	Stromgrenzwert	97
5.5.3.2	Spannungsgrenzwert	98
5.5.4	Grenzwertregelung an mehreren Messpunkten	100
5.5.5	Kombinierte Soll- und Grenzwertregelung	100
5.5.5.1	Strom Soll- und Grenzwert	100
5.5.5.2	Strom- und Spannungsgrenzwert	101
5.6	Bewertung der Simulationsergebnisse	102
6	Verifikation im Labor- und Feldtest	105
6.1	FLOW-R-Prototyp	105
6.2	Labortest	106
6.2.1	Grundlagen des Labortests	106
6.2.1.1	Testprozess	106
6.2.1.2	Struktur des Labornetzmodells	106
6.3	Verifikation der Regelkonzepte im Labortest	108
6.3.1	Regelkonzepte zur Stromregelung	108
6.3.1.1	Soll- und Grenzwertregelung	108
6.3.1.2	Regler-Zeitverhalten	109
6.3.1.3	Regelung asymmetrischer Ströme	110
6.3.1.4	Grenzwertverletzung an mehreren Messpunkten	111
6.3.1.5	Kombinierte Sollwert- und Grenzwertregelung	112
6.3.2	Regelkonzepte zur Spannungsregelung	113
6.3.2.1	Grenzwertregelung	113
6.4	Feldtest	115
6.4.1	Grundlagen des Feldtests	115
6.4.2	Struktur des Testnetzes	115
6.5	Verifikation der Regelkonzepte im Feldtest	116
6.5.1	Referenzmessung	116
6.5.2	Sollwertregelung	117
6.5.3	Grenzwertregelung an einem Messpunkt	118
6.5.4	Grenzwertregelung an mehreren Messpunkten	118

6.5.5	Kombinierte Soll- und Grenzwertregelung	119
6.5.5.1	Stromregelung	119
6.5.5.2	Spannungsregelung	120
6.5.6	Regelung mit reduzierter Transformator-Stufenanzahl	121
6.6	Bewertung der Labor- und Feldtestergebnisse	122
7	Betrieblicher Nutzen	125
7.1	Gesichtspunkte zur Entscheidungsfindung	125
7.2	Wirtschaftliche Bewertung	126
7.2.1	Regulatorische Bewertung	126
7.2.2	Finanzmathematische Bestimmung der Wirtschaftlichkeit	126
7.2.3	Vergleich eines SWRs mit konventionellem Netzausbau	127
7.3	Technische Bewertung	129
8	Zusammenfassung	133
9	Literaturverzeichnis	137
10	Abbildungsverzeichnis	147
11	Tabellenverzeichnis	149
12	Abkürzungsverzeichnis	150
13	Verzeichnis der Variablen, Indizes und Symbole	153
14	English Summary	157
15	Anhang	161
15.1	Prüfstand	161
15.1.1	Topologie der Netznachbildung	161
15.1.2	Leitungsnachbildung	161
15.1.3	Integration in Schaltschränke	163
15.1.4	Lastnachbildung	163
15.1.5	PV-Nachbildung	165
15.1.6	Mess- und Kommunikationstechnik	167
15.2	Schaltkreise des Reglers	168
15.3	Zeigerdiagramm	170
15.4	Simulations- und Testnetze	171

15.5 Kabeltypen	174
15.6 Kosten Netzausbau	175

1 Einleitung

1.1 Herausforderungen für zukünftige Niederspannungsnetze

Mit dem Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung [1] hat die Deutsche Bundesregierung im Jahr 2010 ein Konzept beschlossen, das erneuerbare Energien als eine tragende Säule der zukünftigen Energieversorgung sieht. Dabei wird die Sicherstellung einer zuverlässigen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Bereitstellung elektrischer Energie als eine der größten Herausforderungen für das 21. Jahrhundert angesehen. Als Ziel für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien soll bis 2020 der Anteil am Bruttostromverbrauch 35 % betragen. Bis zum Jahr 2050 sollen 80 % der Leistung aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt werden.

Nicht nur durch das im Jahr 2010 verabschiedete Konzept, sondern bereits durch die Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) [2] im Jahr 2000 wurden kleine, regenerative Erzeugungseinheiten gefördert und ergänzen die zumeist mit fossilen Energieträgern betriebenen Großkraftwerke. Rund 25 % der installierten Erzeugungsleistung sind in den Niederspannungs (NS)-Netzen, welche etwa 65 % des 1,78 Mio. km langen deutschen Stromnetzes ausmachen, angeschlossen [3]. Dabei wird die in dieser Netzebene erzeugte Leistung zu 96 % von Photovoltaikanlagen bereitgestellt [4].

Die einst für einen unidirektionalen Stromfluss vom Großkraftwerk zum Verbraucher konzipierten Verteilnetze speisen fortan vermehrt dezentral erzeugte, erneuerbare Energie in die übergeordneten Netzebenen zurück. Stark von Wettereinflüssen geprägt, entsteht ein bidirektionaler und extrem volatiler Leistungsfluss. Dieser macht sich insbesondere in ländlichen Netzen vermehrt durch eine Anhebung der Netzspannungen bemerkbar. Die Einhaltung des geforderten Spannungsbandes nach DIN EN 50160 [5] ist vielerorts nur noch mittels kostenintensivem Netzausbau oder dem Einsatz innovativer Betriebsmittel zu erreichen.

Zur Erreichung der Ziele des Energiekonzepts soll nicht nur die Integration von erneuerbaren Erzeugungs (EE)-Anlagen vorangetrieben, sondern auch die verstärkte Nutzung elektrischer Energie als Alternative zu fossilen Ressourcen forciert werden. Hierzu trägt die Forderung nach einem hohen Anteil von 1 Mio. Elektrofahrzeugen

bis zum Jahr 2020 und 6 Mio. im Jahr 2030 bei [6]. Obgleich die Zielzahlen der Bundesregierung zum Anteil der elektrisch betriebenen Fahrzeuge bis zum Jahr 2020 selbst bei äußerst optimistischer Betrachtung kaum zu erfüllen sind, ist unter optimalen Rahmenbedingungen den Prognosen nach [7] zufolge ein Anteil von einer halben Mio. Elektrofahrzeugen möglich. Weitere Studien zur zukünftigen Entwicklung sagen für das Jahr 2050 Fahrzeugbestände zwischen 4 und 20 Millionen Fahrzeugen vorher, sind jedoch aufgrund der hohen Unsicherheiten nur bedingt aussagekräftig [8].

Sowohl der stetig steigende Anteil an EE-Anlagen, wie auch die zukünftige Anzahl an Elektrofahrzeugen, werden daher die Verteilnetze in Planung, Struktur und Betriebsführung verändern. Neben den Herausforderungen zur Einhaltung der vorgeschriebenen Spannungsbänder muss vermehrt die thermische Belastung der Betriebsmittel berücksichtigt werden [9]. Durch die weitere Integration von EE-Anlagen, dem zukünftig zu erwartenden Ausbau der Netze mit Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sowie der steigenden Anzahl an Wärmepumpen, ist mit starken Auslastungen der Betriebsmittel zu rechnen [10] [11].

Die politischen Vorgaben führen folglich zu neuen Herausforderungen für die Verteilnetze. Die Integration der Erzeuger, aber auch der neuen Lasten, führt insbesondere in NS-Netzen zu Problemen bei der Spannungshaltung und der thermischen Belastung der Betriebsmittel. Abbildung 1.1 stellt hierzu einen Überblick zu den bevorstehenden Herausforderungen und den bisherigen Lösungsansätzen dar [12].

Der konventionelle Netzausbau galt dabei lange Zeit als einzige Option. Dieser ist jedoch häufig mit hohen Kosten und aufwendigen Maßnahmen zur Realisierung verbunden. Da gerade in den Verteilnetzen die örtliche, zeitliche und leistungsmäßige Entwicklung der Last- und Einspeiseverhältnisse unter den aktuellen Entwicklungen für langfristige Netzdimensionierungen nur schwer zu prognostizieren ist, müssen neue Ansätze und Maßnahmen entwickelt werden [14] [15].

Zur Einhaltung des Spannungsbandes stehen mehrere innovative Maßnahmen zur Verfügung. Durch den Einsatz spannungsregelnder Betriebsmittel, wie z.B. regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT), Spannungsregler (SR) oder der Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter, können die Netzspannungen innerhalb des erlaubten Bandes gehalten werden [16]. Ein Einwirken auf die thermische Belastung ist damit aber nicht möglich. Durch ein Absenken der Netzspannung oder der Bereitstellung von Blindleistung macht sich dies teilweise sogar in einer leichten Erhöhung der Betriebsströme bemerkbar.

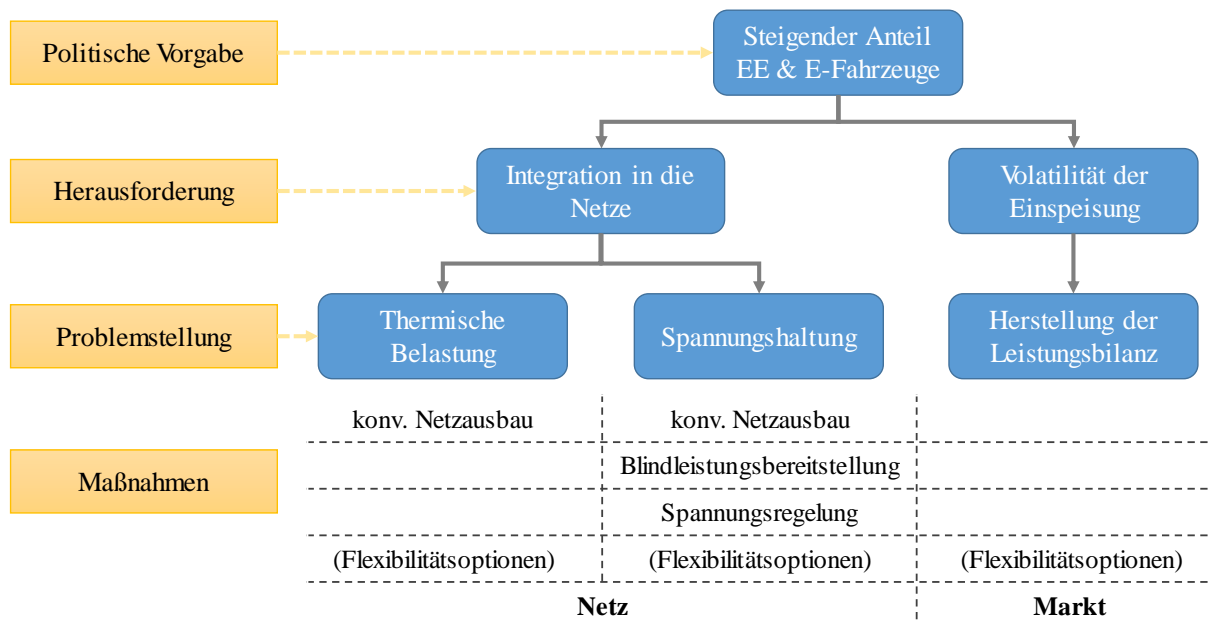


Abbildung 1.1: Herausforderungen für den Verteilnetzbetrieb und mögliche Maßnahmen (in Anlehnung an [13])

Die Anwendung von Flexibilitätsoptionen zur Einhaltung des Spannungsbandes oder der Reduzierung der thermischen Belastung ist bisweilen noch nicht umsetzbar. Hierbei stellt sich sowohl die notwendige Erschließung der Netze mit adäquater Kommunikationstechnik als auch die Generierung von Flexibilitäten, z.B. durch den Einsatz von Speichern oder Demand Side Management-Lösungen, aus technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Sicht als nur schwer umsetzbar dar [17] [18].

Innovative Maßnahmen zur Begrenzung der thermischen Belastung der Netze, die durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) ohne technische oder wirtschaftliche Auswirkungen auf die Kundenanlagen eingesetzt werden können, waren bisweilen nicht am Markt verfügbar.

Vor diesem Hintergrund kann folgende Fragestellung formuliert werden:

Wie kann eine flexibel einsetzbare Maßnahme zur Begrenzung der thermischen Belastung in NS-Netzen realisiert werden?

1.2 Ziele und Aufbau der Arbeit

Die Vermaschung von NS-Netzen durch Schließen von Trennstellen stellt einen ersten, kostengünstigen und einfach zu realisierenden Ansatz zur Steigerung der Aufnahme-fähigkeit für Lasten und Erzeuger dar. Aufgrund der verringerten Netzimpedanzen zeichnen sich diese Topologien durch eine verbesserte Spannungshaltung und ge-steigerte Fähigkeiten zur Leistungsübertragung aus. Da der Leistungsfluss sowohl in unvermascht als auch vermascht betriebenen Netzen unkontrolliert ist, sind auch in dieser Netztopologie Ströme über den zulässigen Betriebsmittelgrenzen möglich.

Das Ziel ist die Entwicklung eines Konzepts zur Spannungs- und Wirkleistungsregelung, welches in einem neuartigen Netzregler für vermascht betriebene NS-Netze zum Einsatz kommt. Mit Hilfe eines Spannungs- und Wirkleistungsreglers (SWR) soll die Regelung von Leistungsflüssen und infolgedessen von Strombeträgen ermöglicht werden. Das flexibel einsetzbare Betriebsmittel stellt einen innovativen Ansatz zur Begrenzung der thermischen Belastung in NS-Netzen dar. Dadurch kann die weitere Integration von EE-Anlagen und neuen Lasten in die unterste Netzebene gewährleistet werden.

Die zugrunde liegende Arbeit gliedert sich dazu in folgende Teile:

Kapitel 2 stellt einen Überblick zum Aufbau und den Betriebsmitteln in NS-Verteilnetzen dar. Weiterhin werden die Grundlagen zur thermischen Belastung der Betriebsmittel erläutert sowie die Maßnahmen zum Schutz aufgezeigt. In Kapitel 3 werden die theoretischen Grundlagen zur Spannungs- und Leistungsflussregelung erläutert. Darauf aufbauend wird das Design für einen SWR, realisiert mittels kon-ventioneller Transformator- und Schaltungstechnik, vorgestellt. Basierend auf der dargestellten Hardware, wird in Kapitel 4 das Konzept zur Spannungs- und Stromrege-lung, insbesondere zur Sollwert-Regelung und Grenzwertüberwachung erläutert. Des Weiteren werden die zusätzlichen Funktionen des Reglers erläutert. Die Darstellung der Simulations- und Verifikationsergebnisse des Hardware-Designs und der Regel-konzepte erfolgt in Kapitel 5. Weiterhin wird der Test eines realisierten Prototypen im Rahmen von Labor- und Feldtests sowie deren Umsetzung und Ergebnisse in Kapi-tel 6 beschrieben. In Kapitel 7 findet eine technisch-wirtschaftliche Gegenüberstellung des Einsatzes eines SWR gegenüber einem konventionellen Netzausbau statt. Den Abschluss der Arbeit bildet eine Zusammenfassung der Ergebnisse in Kapitel 8.

2 Grundlagen Niederspannungsnetze

2.1 Aufbau und Betriebsmittel von Niederspannungsnetzen

2.1.1 Netztopologien

Der Begriff Topologie bezeichnet bei einem elektrischen Energieversorgungsnetz die Struktur der Verbindungen der Betriebsmittel untereinander. Sie hat entscheidenden Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit. Nur wenn alternative Verbindungen zwischen Knoten existieren, bleibt bei einem Ausfall einer dieser Verbindungen die Versorgung der Lasten, respektive der Kunden, aufrecht erhalten. Liegt eine ungewollte, nicht dokumentierte Änderung der Topologie vor, wird dies als Topologiefehler bezeichnet. In NS-Netzen sind im Wesentlichen die vier nachfolgenden Topologien und die darauf basierenden Betriebsweisen anzutreffen:

Strahlennetz

In Gebieten mit niedrigen Lastdichten werden NS-Netze häufig als Strahlennetze aufgebaut (Abbildung 2.1). Dabei verlaufen die Hauptleitungen strahlenförmig ausgehend von der Ortsnetzstation (ONS) und werden danach häufig verzweigt. Sie dienen zumeist zur Versorgung einzelner Straßenzüge oder dem Anschluss eines einzelnen Teilnehmers. Für einen nicht weiter verzweigten Netzstrahl wird auch die Bezeichnung *Stichleitung* gewählt.

Vorteile liegen u.a. in der einfachen, übersichtlichen Planbarkeit, den niedrigen Investitions- und Betriebskosten sowie den geringen Anforderungen an das Schutzkonzept. Nachteilig an dieser Netzform ist, dass der Betrieb großer Lasten oder Einspeiser, insbesondere am Strangende, zu einer starken Absenkung oder Anhebung der Netzspannung führen kann. Unterbrechungen der Versorgungsleitungen gehen stets mit einer Versorgungsunterbrechung der nachfolgenden Anschlüsse einher. [19]

Ringnetz

In Ringnetzen werden zwei von einer gemeinsamen ONS gespeiste Leitungen über eine Trennstelle miteinander verbunden (Abbildung 2.1). Bei geschlossener Trennstelle wird das Netz als Ringnetz, mit geöffneter Trennstelle als Strahlennetz,

betrieben. Diese Netzform bietet einen übersichtlichen Aufbau und einfache Planbarkeit. Darüber hinaus werden oftmals weitere mögliche Trennstellen, zumeist in Kabelverteilerschränken (KV) vorgesehen. Dadurch ist es möglich, fehlerbehaftete Netzabschnitte freizuschalten und eine Versorgung bis zum freigeschalteten Streckenabschnitt zu gewährleisten. Diese Netzform weist im Vergleich zum reinen Strahlennetz eine höhere Versorgungszuverlässigkeit auf. [19]

Maschennetz

Von einer einzelnen ONS gespeiste Netze mit maschenförmigen Strukturen werden als *einfach gespeiste Maschennetze* bezeichnet (Abbildung 2.1). Teilweise werden diese mit offenen Trennstellen betrieben, um so die Maschen in strahlenförmige Netzstrukturen aufzuteilen. In Ring- und Maschennetzen muss somit zwischen der Topologie und der Betriebsweise unterschieden werden. Ein vermascht gebautes Netz kann folglich auch als Strahlen- oder Ringnetz betrieben werden.

Wird ein vermascht betriebenes Netz durch mehrere ONS gespeist, handelt es sich um ein *mehrfach gespeistes Maschennetz* (Abbildung 2.1). Diese Netzform bietet Vorteile hinsichtlich der Versorgungsunterbrechungsdauer sowie der Netzverluste. Die hohe Versorgungszuverlässigkeit geht mit einem erhöhten Aufwand für Planung und Betrieb einher. Da bei Fehlern im übergeordneten Mittelspannungs (MS)-Netz die Fehlerstelle durch das unterlagerte NS-Netz gespeist werden könnte, müssen in allen ONS am NS-Abgang der Transformatoren Leistungsschalter und Rückleistungsrelais (Maschennetzrelais) eingesetzt werden. Eine Wiederinbetriebnahme des Netzes nach einer mittelspannungsseitigen Versorgungsunterbrechung ist folglich mit einem wesentlich höherem Aufwand im Vergleich zu anderen Netzformen verbunden. In NS-Netzen ist diese Topologie daher nur selten, zumeist in dicht besiedelten innerstädtischen Ballungsräumen, vorzufinden [19] [20].

Ring- und Maschennetze zeichnen sich gegenüber Strahlennetzen durch eine erhöhte Versorgungszuverlässigkeit aus, da aufgrund der mehrseitigen Speisung eines Kunden Störungen nicht zwangsläufig zur Versorgungsunterbrechung führen. Ein damit einhergehender Nachteil ist das unerkannte Auslösen von Schutzorganen, was nicht zwangsläufig zur Versorgungsunterbrechung der Kunden führt. Eine Störungsmeldung an den Netzbetreiber bleibt somit aus. Abhilfe könnte hierbei eine Topologiefehlererkennung, basierend auf mittels Smart-Metern gemessenen Spannungsdaten, schaffen [21] [22]. Die Unterbrechungsdauer bei Versorgungsunterbrechungen ist deutlich geringer als

bei Strahlennetzen, da durch Umschalten der Trennstellen Kunden oftmals direkt wiederversorgt werden können [19].

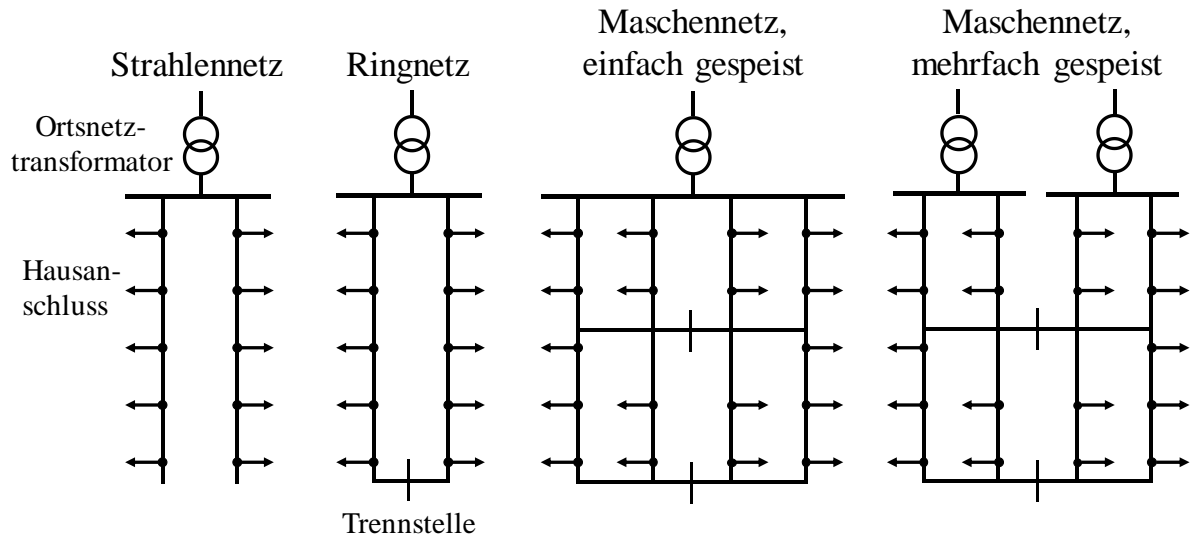


Abbildung 2.1: Topologien

2.1.2 Betriebsmittel

2.1.2.1 Ortsnetzstation mit Transformator

Ortsnetzstationen stellen den Übergabepunkt zwischen einem übergeordneten MS-Netz und dem NS-Netz dar. Der in einer ONS befindliche Transformator wird aus dem MS-Netz gespeist und transformiert diese Spannung auf die für das deutsche NS-Netz festgelegte Nennspannung $U_n = 400 \text{ V}$, gemessen zwischen zwei Außenleitern, L1-L2, L2-L3 oder L1-L3. Zwischen einem Außenleiter L1, L2 oder L3 und dem Neutralleiter N entspricht die Spannung $U_n/\sqrt{3} = 230 \text{ V}$ [23]. Aufgrund des unsymmetrischen NS-Netzbetriebs wird der NS-seitige Sternpunkt eines Transformators niederohmig geerdet und als kombinierter Erd- und Neutralleiter (PEN) bis zu jedem Hausanschluss geführt. Der Schutz der angeschlossenen NS-Stromkreise erfolgt mittels Niederspannung-Hochleistungs (NH)-Sicherungen.

2.1.2.2 Kabel und Freileitung

In NS-Netzen sind die Hauptleitungen als Drei- bzw. Vierleiter-Erdkabel oder Freileitung mit blanken oder isolierten Leitern ausgeführt. Teilweise sind innerhalb eines

Ortsnetzes auch beide Leitungstypen vorzufinden. Moderne NS-Netze werden ausschließlich als Kabelnetze gebaut. Freileitungen sind zumeist in alten, traditionellen Ortskernen zu finden. Die unisolierten Leitungen werden vermehrt durch isolierte Luftkabel ersetzt. Als Leiterwerkstoffe werden Kupfer (Cu) und Aluminium (Al) verwendet, wobei aus wirtschaftlichen Überlegungen zumeist NS-Kabel mit Al-Leiter zum Einsatz kommen. Aufgrund der geringeren Leitfähigkeit liegt die Grenze der thermischen Belastbarkeit eines Aluminiumleiters unter der eines Kupferleiters. Als Werkstoffe für die Isolierung der Leiter und den Kabelmantel werden heute vornehmlich PVC und VPE verwendet. Die typischerweise eingesetzten Erdkabel sind gemäß DIN VDE 0276-603 [24] genormt und werden mit Kurzzeichen entsprechend der verwendeten Materialien und Eigenschaften gekennzeichnet. Die in NS-Netzen bevorzugt eingesetzten Kabeltypen mit Al-Leiter tragen die Bezeichnung NAYY oder NAYCWW, gefolgt von der Anzahl der Leiter sowie deren Querschnitt.

Eine Untersuchung der Leitungstypen in 22 Ortsnetzen eines rheinland-pfälzischen Verteilnetzbetreibers ergab insgesamt 59 verschiedene Typen und Querschnitte und zeigt die Vielfalt der in realen Netzen anzutreffenden Leitungstypen. Abbildung 2.2 stellt die am häufigsten auftretenden Typen dar. Aufgrund der unternehmenseigenen Planungsgrundlagen und gewählten Topologien wurde in der Vergangenheit für Hauptleitungen verstärkt auf den Kabeltyp NAYY 4x95 gesetzt. Die Hausanschlussleitungen wurden zumeist als NAYY 4x50 ausgeführt. Die Untersuchung steht stellvertretend für eine Vielzahl deutscher Ortsnetze.

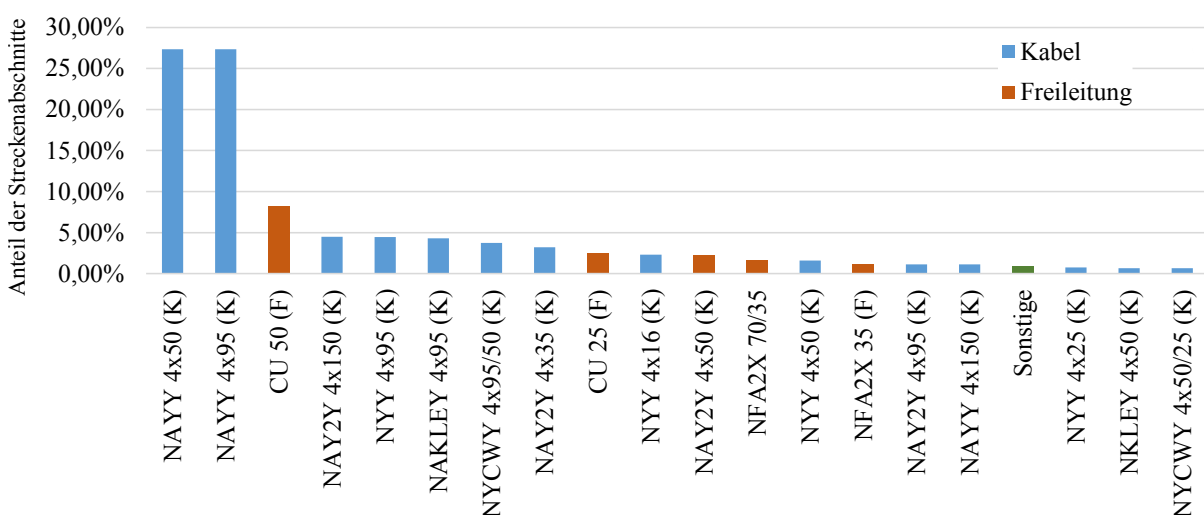


Abbildung 2.2: Anteil der verwendeten Kabel-/Freileitungstypen in 22 Ortsnetzen

Die verschiedenen Leitungstypen weisen unterschiedliche Betriebsimpedanzen \underline{Z}' in Ω/km auf. Für allgemein häufig verwendete Kabel und Freileitungen ist ein Auszug von Parametern in Tabelle 2.1 aufgeführt. Diese werden entsprechend der Definition in den Gleichungen 2.1 auf die Länge l der Leitung bezogen. Eine erweiterte Auflistung befindet sich im Anhang 15.5, Tabelle 15.5.

$$\underline{Z} = \underline{Z}' \cdot l = (R' + jX') \cdot l \quad (2.1)$$

mit $\underline{Z} = Z \cdot e^{j\psi}$

Insbesondere die Leitungsimpedanzwinkel ψ sind im weiteren Verlauf der Arbeit von besonderer Bedeutung. Für Kabel liegen die Werte zwischen $12^\circ \lesssim \psi_{Ka} \lesssim 39^\circ$ und bei Freileitungen zwischen $31^\circ \lesssim \psi_{Fl} \lesssim 61^\circ$.

Tabelle 2.1: Parameter von Kabel- und Freileitungstypen (Auszug)

	Typ	R' in Ω/km	X' in Ω/km	Z' in Ω/km	ψ in $^\circ$	X'/R'
Erdkabel	NAYCWY 3(4)x70	0,443	0,075	0,449	10,68	0,17
	NAYCWY 3(4)x185	0,164	0,075	0,180	27,31	0,46
	NAYY 4x70	0,443	0,082	0,451	11,65	0,19
	NAYY 4x185	0,164	0,080	0,182	26,03	0,49
Freileitung	NA2XY 4x70	0,443	0,091	0,452	12,90	0,21
	NA2XY 4x185	0,164	0,087	0,186	31,05	0,53
	F-AL 4x95	0,326	0,356	0,483	47,52	1,09
	F-CU 4x95	0,200	0,356	0,408	60,67	1,78

Das vereinfachte Mitsystem-Ersatzschaltbild von NS-Leitungen kann lediglich durch eine Resistanz R und eine Reaktanz X dargestellt werden (Abbildung 2.3). Querkapazitäten und -widerstände von NS-Leitungen haben geringe, in den meisten Fällen vernachlässigbare Querströme zur Folge. Kabel und Freileitung unterscheiden sich dabei durch ein unterschiedliches $\frac{X}{R}$ -Verhältnis:

$$\frac{X_{Fl}}{R_{Fl}} > \frac{X_{Ka}}{R_{Ka}} \quad (2.2)$$

Der Spannungsfall $\Delta U_{(1),ij}$ über der Impedanz $\underline{Z}_{(1),ij} = R_{(1),ij} + jX_{(1),ij}$ wird aus der Differenz der Spannungen am Leitungsanfang $\underline{U}_{(1),i}$ und dem Leitungsende $\underline{U}_{(1),j}$ gebildet. Der durch die Leitung fließende Strom wird als $\underline{I}_{(1),ij}$ bezeichnet. $\underline{I}_{(1),ij}$ kann in einen Wirk- und einen Blind-Anteil ($\underline{I}_{(1),ij,wirk}$, $\underline{I}_{(1),ij,blind}$) zerlegt werden

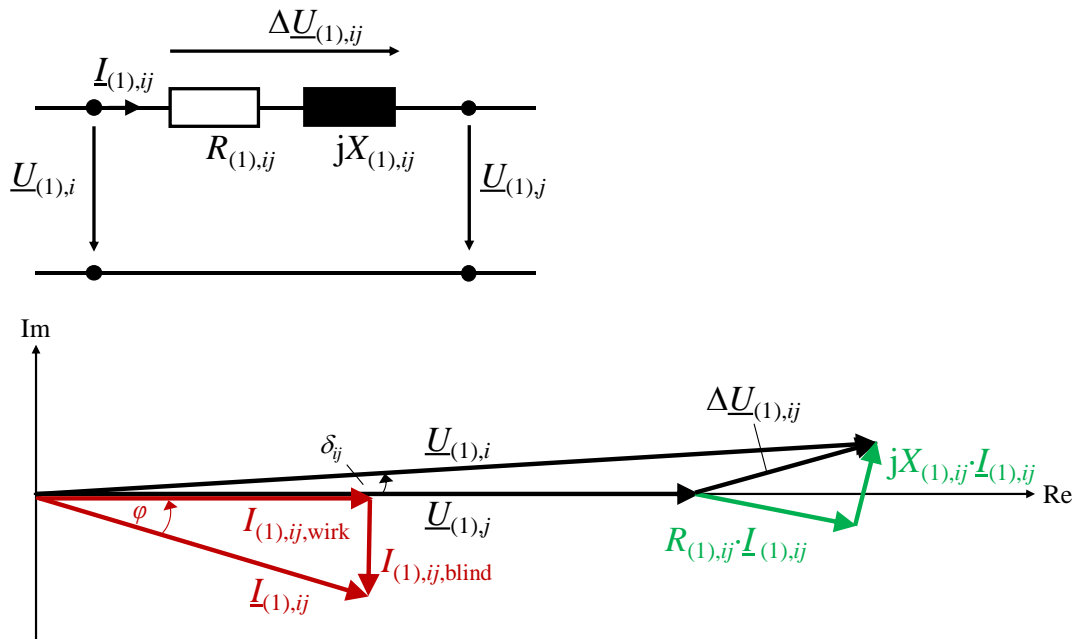


Abbildung 2.3: Vereinfachtes Mitsystem-Ersatzschaltbild für Leitungen

(Abbildung 2.3). $I_{(1),ij}$ sowie $Z_{(1),ij}$ beeinflussen den Betrag von $\underline{U}_{(1),i}$ sowie den zugehörigen Winkel $\delta_{(1),ij}$ zwischen $\underline{U}_{(1),i}$ und $\underline{U}_{(1),j}$. Die Phasenverschiebung des Stroms $\varphi = \varphi_U - \varphi_I$ wird zwischen den Zeigern von Strom und Spannung gemessen.

2.1.2.3 Kabelverteilerschränke

In Kabelverteilerschränken können mehrere Kabel mittels Sicherungslastschaltleisten an ein oder mehrere Sammelschienensysteme angeschlossen werden. Somit gelten die Verteiler als Netzknoten, in denen Stromkreise verzweigt oder zusammengeführt werden. Die Sicherungslastschaltleisten sind mit NH-Sicherungen zum Schutz der angeschlossenen Kabel ausgestattet.

2.1.2.4 Schutz

Ein Überlast- und Kurzschlusschutz von Leitungen wird in NS-Netzen durch den Einsatz von NH-Schmelzsicherungen gewährleistet. Diese lösen entsprechend ihrer Zeit-Strom-Kennlinie in Abhängigkeit des Fehlerstroms I_F und der Zeitdauer t_A aus (siehe Beispiel in Abbildung 2.4, links). NH-Sicherungen werden zur Absicherung der Stromkreise gegen Kurzschlussströme in der ONS sowie in KVs und Hausanschlusskästen eingesetzt. Nach VDE 0100-430 [25] darf der Sicherungsnennstrom I_n bis zur

zulässigen Strombelastbarkeit der Leitungen gewählt werden. Die Strombelastbarkeit aller anderen Betriebsmittel (Sammelschienen, Muffen, usw.) muss mindestens auf die Strombelastbarkeit der angeschlossenen Leitungen ausgelegt sein. Durch entsprechende Wahl des Sicherungsnennstroms kann eine selektive Auslösung gewährleistet werden. Dadurch wird erreicht, dass im Fehlerfall nur der fehlerbehaftete Stromkreis ausgeschaltet wird und alle der Sicherung vorgelagerten Stromkreise in Betrieb bleiben. Gilt dies für alle Fehlerströme, wird dies als vollständige Selektivität bezeichnet. Teilselektivität besteht, wenn nur bis zu einem bestimmten Fehlerstrom selektiv ausgelöst wird.

Abbildung 2.4 (links) stellt die Strom-Zeitkennlinie für drei in NS-Netzen häufig verwendete Sicherungsnennströme I_n dar. Die rechte Abbildung zeigt, dass eine schnelle Auslösung des Sicherungsschutzes erst bei einem um ein Vielfaches höheren Fehlerstrom I_F als dem gewählten Nennstrom I_n erfolgt. Bis zur Auslösung können über mehrere Stunden Ströme weit oberhalb des Sicherungsnennstroms fließen.

Eine in diesem Zeitraum starke thermische Belastung der Betriebsmittel ist die Folge und muss somit bei der Auswahl der einzusetzenden Sicherungen berücksichtigt werden.

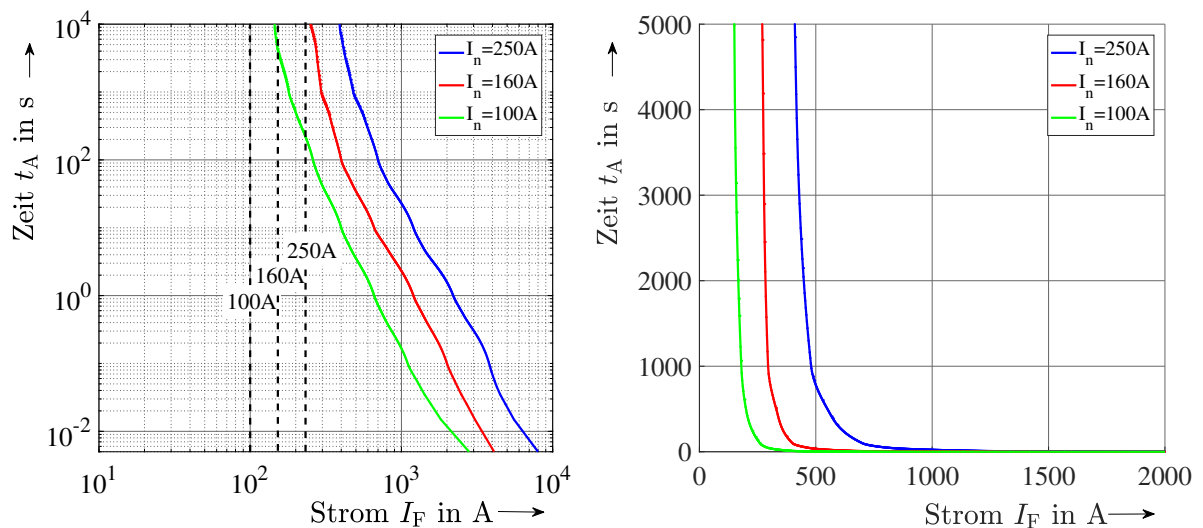


Abbildung 2.4: Auslösekennlinie für drei Sicherungsnenngrößen mit logarithmischer und linearer Achsenskalierung [26].

2.1.3 Haushaltslasten

Zur Bestimmung der Betriebsmittelauslastungen und der Knotenspannungen in einem NS-Netz müssen die bezogenen und eingespeisten Leistungen aller angeschlossenen Teilnehmer berücksichtigt werden. Aufgrund des hohen Grades an stochastisch bedingten Ein- und Ausschaltvorgängen einzelner Verbraucher sowie der zufälligen Aufteilung der überwiegend einphasig angeschlossenen Geräte weisen die messbaren Lastzeitreihen eines einzelnen Haushalts (HH) eine hohe Volatilität auf. Der Einsatz von Standardlastprofilen führt aufgrund der Mittelwertbildung über mehrere hundert Haushalte zu keinem exakten Ergebnis und ist daher zur Abschätzung des Leistungsbedarfs einzelner oder nur weniger Haushalte nicht zielführend.

Mögliche Ansätze sind die Verwendung von synthetischen Lastzeitreihen, basierend auf einem Bottom-up-Ansatz, welcher einzelne Geräte und deren Einschaltdauer berücksichtigt [27], die aber auch nur stochastische Schätzungen darstellen, oder eine mit hohem Aufwand für Installation und Betrieb verbundene Messung der notwendigen Größen.

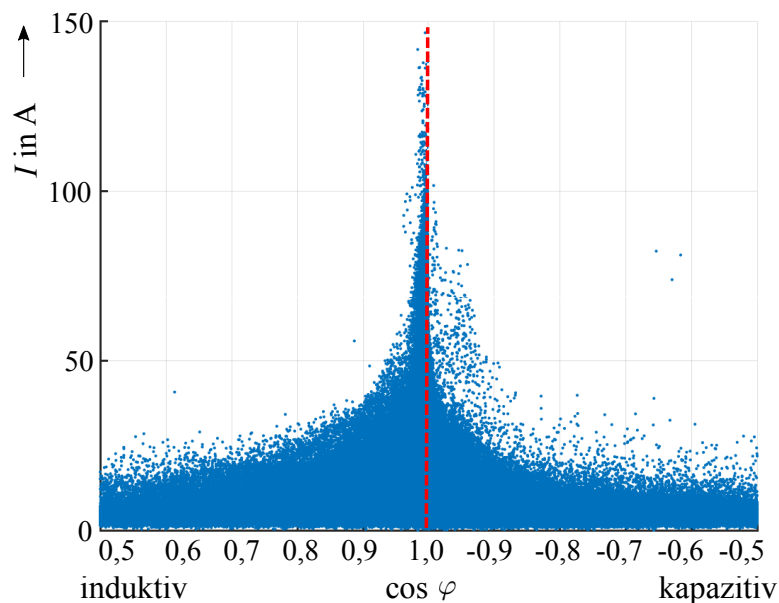
Im Hinblick auf die in dieser Arbeit konzipierte Leistungsflussregelung muss neben den Wirkleistungsflüssen auch das Blindleistungsverhalten der Verbraucher berücksichtigt werden. Zur Einordnung des Blindleistungsbedarfs typischer Haushaltsgeräte lassen sich diese nach [28] in sieben Klassen unterschiedlicher Wirkleistungsgruppen und Leistungsfaktoren $\cos \varphi$ unterteilen. Aus Tabelle 2.2 ist ersichtlich, dass insbesondere die Klassen 1 und 2 mit Geräten geringer Wirkleistungsaufnahme und hoher Einschaltdauer den kleinsten Leistungsfaktor und somit den höchsten Blindleistungsanteil aufweisen. Umgekehrt gilt dies in den Klassen 6 und 7, welche die Geräte mit der höchsten Wirkleistungsaufnahme bei gleichzeitig kurzer Einschaltdauer und dem geringsten Blindleistungsanteil zusammenfassen.

Als Folge unterscheiden sich die Leistungsfaktoren $\cos \varphi$ der Ströme in den Hauptleitungen in Stark- und Schwachlastzeiten. Hierzu sind in Abbildung 2.5 der Strom I sowie der $\cos \varphi$, gemessen in einem Messpunkt mit hoher PV-Durchdringung im Rahmen der in Kapitel 6 dargestellten Messkampagne, aufgetragen. Die Abbildung zeigt, dass für Ströme $I > 75$ A ein $\cos \varphi \cong 1$ angenommen werden kann.

Die Darstellung unterstützt die Annahme, dass insbesondere für hohe Ströme bei stark ausgelasteten Netzen, $\cos \varphi = 1$ angenommen werden kann.

Tabelle 2.2: Klassen der Elektroenergieanwendungen nach [28]

Klasse	Wirkleistung [W]	Leistungs-faktor $\cos \varphi$	Anwendungs-dauer [min]	Typische Anwendungen
1	< 20	0,2...0,85	∞	Stand-by-Verbraucher (Unterhaltungs-, EDV- und Kommunikationstechnik, Netzteile, Geräte mit Schaltuhren oder Daueranzeigen)
2	< 100	0,85...0,95	∞	Kühl-/Gefriergeräte
3	20...300	0,5...0,85	< 200	TV, Audio, PC, Haushaltskleingeräte
4	20...300	> 0,95	< 200	Beleuchtung
5	500...1500	0,7...0,95	< 50	Mechanische Haushaltsgroßgeräte (Küchenmaschinen, Elektrowerkzeuge, Staubsauger)
6	500...1500	> 0,95	< 50	Thermische Haushaltsgeräte, Toaster, Kaffeemaschinen, Haartrockner
7	> 2000	> 0,95	< 50	Elektroherde, Heizgeräte und Warmwasserbereitung

Abbildung 2.5: $\cos \varphi$ in Abhängigkeit des Stroms I in einem realen Netz

2.1.4 Elektrofahrzeuge

2.1.4.1 Bestand an Fahrzeugen

Trotz der in Deutschland stetig steigenden Anzahl zugelassener Elektrofahrzeuge (EV), sind zum 01. Januar 2017 nur 34.022 rein elektrisch betriebene Fahrzeuge (BEV) und 165.405 Modelle mit Plug-in-Hybrid-Technologie (PHEV), im Vergleich zu den insgesamt zugelassenen 45,8 Mio. Personenkraftwagen (PKW) sämtlicher Kraftstoffarten, beim Kraftfahrtbundesamt (KBA) gemeldet [29].

Die ausschließliche Betrachtung der kumulierten Anzahl zugelassener EVs lässt jedoch keine allgemeingültige Aussage zu der Belastung der NS-Netze zu. Stattdessen müssen die Auswirkungen lokaler Häufungen unabhängig von der Marktdurchdringung betrachtet werden. Hierzu wurden in einer Studie [30] sozioökonomische Faktoren, die einen Fahrzeugerwerb beeinflussen, untersucht. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass in einzelnen Wohngebieten starke Häufungen von EVs aufgrund einer dort lebenden homogenen Käuferschicht zu verzeichnen sind.

Weiterhin zeigen Befragungen aus dem Jahr 2015 [31], dass die Mehrheit der Nutzer von Elektrofahrzeugen im kleinstädtischen bis ländlichen Umfeld leben. Lediglich 22 % der Befragten gehören einer Stadt mit mehr als 100.000 Einwohnern an. 53 % leben in ländlichen und vorstädtischen Gebieten mit Kleinstädten < 20.000 Einwohner. Etwa 80 % der Eigentümer nutzen die Fahrzeuge neben einem weiteren PKW mit Verbrennungsmotor. Die Nutzung der EVs privater Halter weist im Alltag keine Unterscheidung zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor auf [32].

2.1.4.2 Ladeinfrastruktur im Privatbereich

Die Befragung aus [31] zeigt weiterhin, dass der überwiegende Teil der Nutzer die privat genutzten BEV fast täglich am Wohnort lädt. Die hohe Bedeutung der Lademöglichkeit am Wohnsitz lässt sich vor allem mit den langen Standzeiten erklären. Erforderlich ist hierzu eine entsprechende Parkmöglichkeit und die notwendige elektrische Versorgung in bspw. Garagen oder Carports. Die Mehrheit der untersuchten Nutzer weist hierzu zumeist den Besitz eines Ein- oder Zweifamilienhauses auf.

Tabelle 2.3 gibt einen Überblick zu den zur Zeit durch Elektrofahrzeuge unterstützten Ladeleistungen. Derzeit werden im Privatbereich insbesondere die Wechselstromleistungen von 2,3 kW bis 3,7 kW an den üblichen Schutzkontakt-Steckdose ange-

geschlossen. Für eine 3-phasige Ladung wäre die Installation eines CEE-Anschlusses mit mindestens 11 kW Leistung erforderlich [33] [34]. Ladeleistungen über 22 kW sind in Privathaushalten aufgrund der hohen Kosten zur Verstärkung der Hausinstallation nur vereinzelt anzutreffen [35]. Jedoch verweisen führende Fachverbände bei Neuinstallationen auf die DIN 18015-1, die die Planungsgrundlage für elektrische Anlagen in Wohngebäuden darstellt. Diese sieht die Verlegung einer Zuleitung ab der Hauptverteilung mit einer Strombelastbarkeit von 32 A für mögliche Ladeeinrichtungen mit 22 kW Leistung vor [36].

Tabelle 2.3: Durch Elektrofahrzeuge unterstützte Ladeleistungen

	Wechselstrom (AC)							Gleichstrom (DC)		
	1-phasig			2-phasig	3-phasig					
Leistung	2 kW	3,7 kW	7,4 kW	7,4 kW	11 kW	22 kW	43 kW	50 kW	100 kW	>100 kW
Strom	10 A	16 A	32 A	16 A	16 A	32 A	63 A			
Ladeart	<i>Langsamladung</i>			<i>Normalladung</i>			<i>Schnellladung</i>			
Anzeigepflicht	nein						ja			

Als Fazit der Studien [30] und [31] werden EVs im Rahmen dieser Arbeit als zusätzliche Lasten betrachtet, welche verstärkt in einzelnen Netzabschnitten ländlicher und vorstädtischer Netze auftreten. In [37] werden diese Ergebnisse bekräftigt und die daraus entstehenden Belastungen für das Verteilnetz abgeleitet. Danach sind im Falle hoher Durchdringung oder lokaler Häufungen bei einer ungesteuerten Ladung thermische Überlastungen einzelner Netzabschnitte oder der Ortsnetztransformatoren in NS-Netzen zu erwarten.

2.1.5 Dezentrale Erzeugungsanlagen

Die Einspeisung von Wirkleistung durch dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) resultiert in einer Anhebung der Knotenspannungen. Jedoch dürfen diese nicht die in der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 [5] und die in der DIN EN 50160 [38] festgelegten Grenzwerte überschreiten.

Durch das Blindleistungsmanagement der dezentralen Erzeugungsanlagen können diese jedoch zur Reduzierung der Spannungsanhebung beitragen. Durch einen untererregten Betrieb mit $\cos \varphi < 1$ tragen die DEA zur Blindleistungsaufnahme bei und reduzieren dadurch die lokale Knotenspannung $U_{(1),i}$. Dies führt jedoch zu einer Erhöhung des eingespeisten Stroms, aufgrund der konstanten Einspeiseleistung.

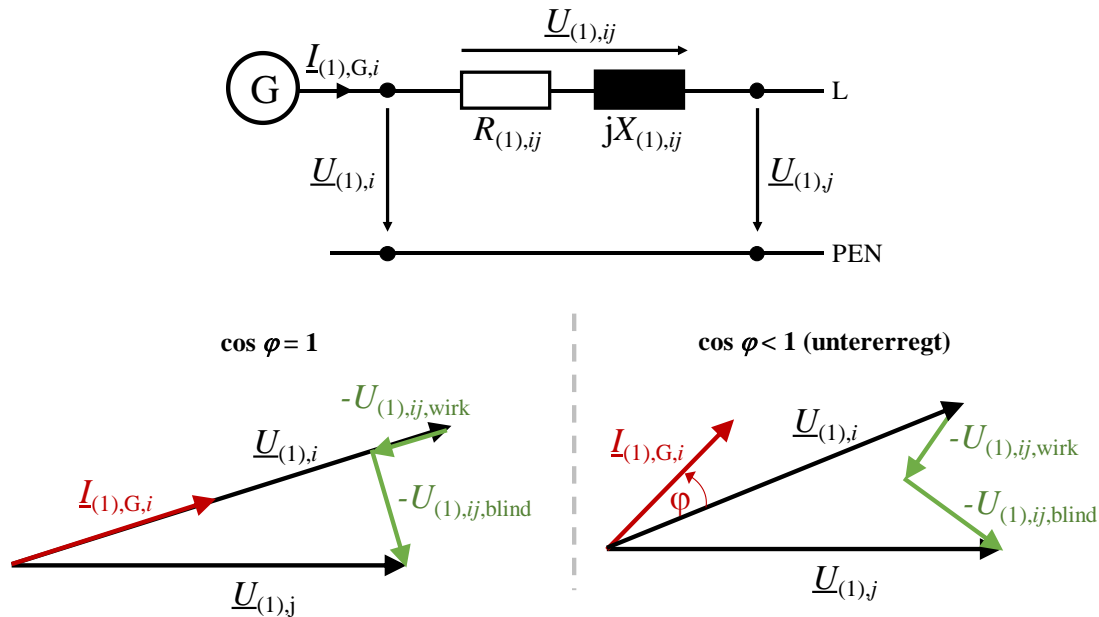


Abbildung 2.6: Reduzierung der Knotenspannung mittels Blindleistungsmanagement durch DEA

Abbildung 2.6 stellt den Zusammenhang grafisch dar. Die gezeigte DEA ist als Generator G an einen Knoten mit der Knotenspannung $\underline{U}_{(1),i}$ angeschlossen und über eine Leitung mit einem weiteren Knoten mit $\underline{U}_{(1),j}$ verbunden. Bei reiner Wirkleistungseinspeisung ($\cos \varphi = 1$) liegen die Zeiger von $\underline{U}_{(1),i}$ und der erzeugte Strom $\underline{I}_{(1),G,i}$ aufeinander. Die Drehung der Zeiger zu $\underline{U}_{(1),j}$ ist von der Reaktanz $X_{(1),ij}$ abhängig. Bei untererregtem Betrieb ($\cos \varphi < 1$) dreht sich der Zeiger von $\underline{I}_{(1),G,i}$ um den Winkel φ gegenüber $\underline{U}_{(1),i}$. Aufgrund des sich dadurch ändernden Spannungsfalls $\underline{U}_{(1),ij}$ wird die Knotenspannung $U_{(1),i}$ verringert.

Viele DEA bieten nach aktuellem Stand der Technik mehrere Optionen zur Parametrierung des Blindleistungsmanagements:

Fixer $\cos \varphi$

Die Einstellung eines fixen $\cos \varphi$ ermöglicht eine einfache Vorhersage des entstehenden Blindleistungsanteils. Jedoch verursacht der dauerhafte Blindleistungsbezug eine Erhöhung der Netzverluste [39].

$Q(U)$

Eine variable Nachführung der Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung am Installationsknoten ermöglicht eine lokale Spannungsregelung durch die DEA.

Der Blindleistungsbezug wird spannungsabhängig gesteuert und in Folge dessen minimiert [40] [39].

$\cos \varphi(P)$

Die Regelung der Blindleistung in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung ist die am häufigsten verwendete Methode des Blindleistungsmanagements. Hierbei wird der $\cos \varphi$ anhand einer nach der VDE-AR-N 4105 [5] vorgegebenen Kennlinie (Abbildung 2.7) für DEA in NS-Netzen durch den Wechselrichter gewählt. Ab einer Anlagenscheinleistung von $S_{\text{inst}} \geq 3,68 \text{ kVA}$ fordert die Anwendungsregel ab 50 % der Wechselrichterbemessungsleistung eine Einspeisung mit einem linear sinkendem Leistungsfaktor bis zu $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$. Übersteigt die Anlagenleistung $S_{\text{inst}} \geq 13,8 \text{ kVA}$ ist ein Leistungsfaktor bis zu $\cos \varphi = 0,90_{\text{untererregt}}$ gefordert [39].

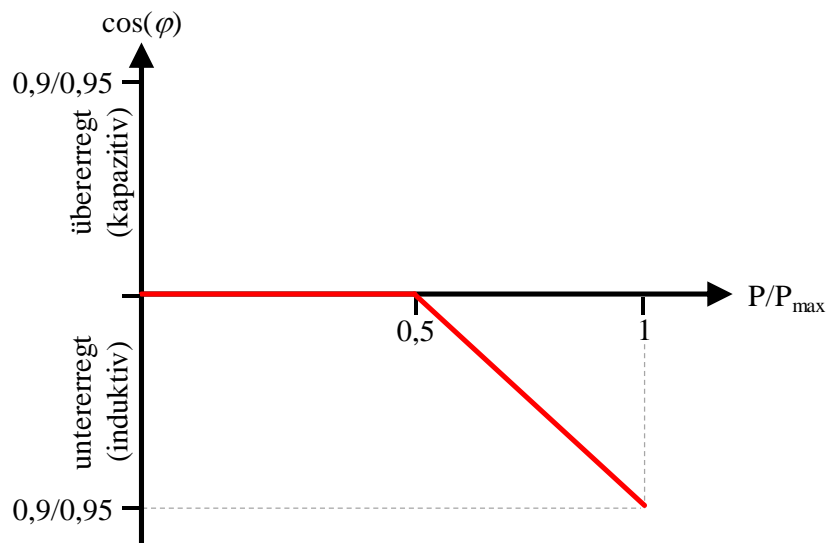


Abbildung 2.7: Blindleistungskennlinie gemäß VDE AR-N-4105

2.2 Grenzwerte für Niederspannungsnetze

2.2.1 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

Die DIN EN 50160 [38] definiert *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen* für Mittel- und NS-Netze. Hierzu wird zwischen der festgelegten

Nennspannung U_n und der Versorgungsspannung U_c an der Übergabestelle zum Kunden, in der Regel der Hausanschluss, unterschieden. Im Normalbetrieb ist die Versorgungsspannung gleich der Nennspannung, darf aufgrund von Vereinbarungen zwischen Kunde und Netzbetreiber aber davon abweichen.

Die für die weiteren Betrachtungen maßgeblichen Grenzwerte sind nachfolgend erläutert:

Spannungsänderungen

Die Versorgungsspannung U_c darf höchstens um $\pm 10\%$ von U_n für 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte einer Woche abweichen. Keiner der 10-Minuten-Mittelwerte darf $U_n + 10\%$ / -15% über-/unterschreiten.

Spannungseinbrüche / -überhöhungen

Spannungen $U < -10\% U_n$, gemessen in einem Messintervall zwischen 10 ms bis zu 1 min, gelten als Spannungseinbrüche. Spannungen $U > +10\% U_n$ werden als Spannungsüberhöhungen definiert.

Schnelle Spannungsänderungen

Schnelle Spannungsänderungen werden zumeist durch Laständerungen im Netz, Schalthandlungen oder Fehler verursacht. Überschreitet die Spannung während einer schnellen Spannungsänderung die Schwelle einer Spannungsüberhöhung oder -einbruchs, so wird diese auch als solche betrachtet. Es handelt sich dann nicht mehr um eine schnelle Spannungsänderung.

Unsymmetrische Versorgungsspannung

Unter normalen Betriebsbedingungen muss $U_{(2)}/U_{(1)} < 2\%$ für 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte eines beliebigen Wochenintervalls gelten.

Versorgungsunterbrechungen

Beträgt die Spannung $U < 5\% U_n$, liegt eine Versorgungsunterbrechung vor. Es wird unterschieden zwischen Langzeitunterbrechungen, die länger als 3 min andauern, und Kurzzeitunterbrechungen, die bis einschließlich 3 min andauern.

2.2.2 Thermische Belastung von Leitungen und Kabeln

2.2.2.1 Grenzen der zulässigen thermischen Belastbarkeit

Bei der Übertragung elektrischer Energie durch einen Leiter entsteht Wärme als Folge der Verluste. Diese führt zur thermischen Belastung einer Leitung. Die Gesamtverlustleistung P_V einer Leitung ist die Summe der Verluste jedes einzelnen Leiters. Aufgrund der häufig unsymmetrischen Belastung von NS-Leitungen berechnet sich die Verlustleistung P_V aus den Strömen jedes Leiters I_{Lx} mit $x \in \{0, 1, 2, 3\}$, wobei $x = 0$ dem PEN-Leiter entspricht, sowie dem zugehörigen betriebstemperaturabhängigen Wirkwiderstand R_w :

$$P_V = \sum_{x=0}^3 \left(I_{Lx}^2 \cdot R_{w,Lx} \right) \quad (2.3)$$

Die Bestimmung des Wirkwiderstands R_w erfolgt nach Gleichung (2.4) mit Hilfe des Gleichstromwiderstands des Leiters R_{20} bei 20°C und dem leitermaterialabhängigen Temperaturkoeffizienten¹ α_{20} bei 20°C in Abhängigkeit der Temperaturänderung $\Delta\vartheta$ gegenüber dem Normalbetrieb bei 20°C .

$$R_w = R_{20} (1 + \alpha_{20} \cdot \Delta\vartheta) \quad (2.4)$$

Die DIN VDE 0276-1000 [41] definiert die Belastbarkeit, respektive die maximale Stromstärke, in Abhängigkeit von Leitungstyp und Leiterquerschnitt [42]. Bei natürlich gekühlten Kabeln liegt die maximal zulässige Leitertemperatur bei ca. 70°C bis 90°C . Jedoch ist bei Kabeln die Kühlung aufgrund der schlechten Wärmeleitfähigkeit der Isolierstoffe sowie des umgebenden Erdreichs begrenzt.

Bei einer Verlegetiefe von ca. 0,8 m liegt die Erdbodentemperatur in warmen Monaten bei ca. 20°C . Bei geringeren Verlegetiefen sowie befestigten Oberflächen sind bei starker Sonneneinstrahlung Temperaturen bis zu 25°C möglich [43].

In Freileitungsnetzen ist für Leiterseile eine dauernde Betriebstemperatur von 80°C zulässig. In Abhängigkeit des Leiterseilquerschnitts wird diese Temperatur bei Stromdichten von ca. $2 - 3\text{A}/\text{mm}^2$ und einer Lufttemperatur von 35°C , Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeit von $0,6\text{ m/s}$, erreicht [44].

¹Temperaturkoeffizient für Kupfer: $\alpha_{20} = 3,93 \cdot 10^{-3} \frac{1}{\text{K}}$, Aluminium: $\alpha_{20} = 4,03 \cdot 10^{-3} \frac{1}{\text{K}}$

Aufgrund unterschiedlicher Umgebungs- und Verlegebedingungen definiert die Vorschrift [41] die Reduktionsfaktoren f_1 und f_2 zur Berücksichtigung möglicher Abweichungen vom Leitungstyp-abhängigen thermischen Bemessungsstrom² I_{th} . Der Reduktionsfaktor f_1 berücksichtigt die thermischen Umgebungs- und Betriebsparameter, f_2 die Anzahl der parallel verlegten Systeme bzw. die Häufung von Kabeln. Der zulässige Betriebsstrom einer Leitung I_z berechnet sich somit nach Gleichung (2.5).

$$I_z = I_{th} \cdot f_1 \cdot f_2 \quad \text{mit } f_1, f_2 \leq 1 \quad (2.5)$$

2.2.2.2 Bestimmung des thermischen Zeitverhaltens

Grundsätzlich ist zwischen der betriebsmäßigen und Kurzzeit-Belastung von Leitungen zu unterscheiden. Kurzzeitige Belastungen können im Fehlerfall auftreten und sind durch geeignete Schutzmaßnahmen zeitlich zu begrenzen, um Zerstörungen der Betriebsmittel zu vermeiden (siehe Abschnitt 2.1.2.4). Betriebsmäßige Belastungen treten während längerer Zeiträume auf. Hohe thermische Belastungen resultieren in einer verstärkten Alterung bis hin zur Schädigung des Isolierstoffs.

Der Alterungsprozess der verwendeten Isolierstoffe wird wesentlich durch Höhe und Dauer der Temperaturbeanspruchung bestimmt. Angaben zum Alterungsverhalten beruhen bisweilen hauptsächlich auf Erfahrungswerten.

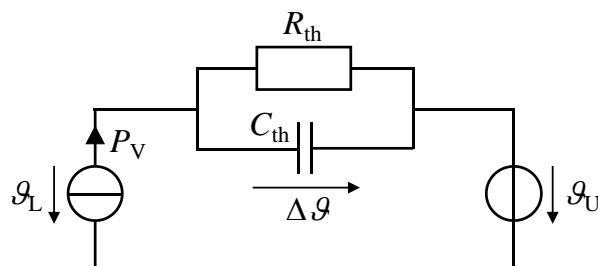


Abbildung 2.8: Vereinfachtes Wärmeersatzschaltbild für NS-Kabel

Zur Bestimmung der Leitertemperatur ϑ_L kann das Verfahren nach Mindestzeitwerten angewendet werden [45]. Nach dem thermischen Ersatzschaltbild (Abbildung 2.8) ergibt sich die Leitertemperatur ϑ_L aus der Umgebungstemperatur ϑ_U und dem Temperaturgefälle $\Delta\vartheta$. Der thermische Widerstand R_{th} repräsentiert den gesamten

²In Herstellerdokumenten häufig mit I_{be} als maximaler Betriebsstrom bei Verlegung in Erde oder mit I_{bl} bei Verlegung in Luft angegeben.

Übergangswiderstand vom Innenleiter bis zum entfernten Erdreich bzw. zur Luft mit der Umgebungstemperatur ϑ_U . Die Wärmekapazität des Leiters stellt C_{th} dar. Die Wärmekapazitäten von Erdreich bzw. Umgebungsluft werden nicht berücksichtigt, da diese nicht allgemein ermittelt werden können. Durch die damit verringerte thermische Zeitkonstante ergibt sich eine Abschätzung zur sicheren Seite [28].

Anhand der thermischen Ersatzschaltung in Abbildung 2.8 lässt sich die Gleichung (2.6) zur hinreichend genauen Berechnung einer Näherung der Erwärmung $\Delta\vartheta$ eines Kabels bei gleichmäßiger Strombelastung herleiten. $\Delta\vartheta_{NB}$ gibt dabei die zulässige Temperaturerhöhung bei Normalbedingungen (NB)³ an. In Analogie zu Berechnungen an Kondensatoren, lässt sich auch hier die Zeitkonstante τ ermitteln (2.7), bei deren fünffachem Wert die zulässige Endtemperatur erreicht ist.

$$\Delta\vartheta = \Delta\vartheta_{NB} \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) \quad (2.6)$$

$$\tau = R_{th} \cdot C_{th} \quad (2.7)$$

Messungen an realen Kabeln zeigen jedoch, dass bei Beginn der Erwärmung die messbare Temperatur stärker ansteigt, als der auf dem vereinfachten Modell basierenden theoretischen Verlauf nach Gleichung (2.6). Somit empfiehlt es sich, insbesondere bei Kurzzeitbetrieb und Aussetzbetrieb, für τ einen Mindestzeitwert einzusetzen.

Für diesen wird zur Berechnung nur die Wärmekapazität des Leiters und der Gesamtwärmewiderstand des in Erde liegenden Kabels berücksichtigt. Die Mindestzeitkonstante berechnet sich nach Gleichung (2.8) aus der spezifischen Leitfähigkeit⁴ κ des Leitermaterials, einer entsprechenden Materialkonstanten⁵ γ sowie der Temperaturerhöhung unter Normalbedingungen $\Delta\vartheta_{NB}$, dem Leiterquerschnitt q , dem Belastungsstrom bei Normalbedingungen I_{NB} und dem Temperaturfaktor λ für den Leiterwiderstand nach Gleichung (2.9) [45].

$$\tau = \frac{\kappa \cdot \gamma \cdot \Delta\vartheta_{NB}}{\lambda} \left(\frac{q}{I_{NB}}\right)^2 \quad (2.8)$$

$$\lambda = (1 + \alpha_{20} \cdot \Delta\vartheta_{NB}) \quad (2.9)$$

³Normalbedingungen gelten für den Betrieb eines Kabels bei EVU-Last, $\vartheta_U = 20^\circ\text{C}$ im Erdreich bzw. $\vartheta_U = 30^\circ\text{C}$ in Luft und einem spezifischen Erdbodenwärmewiderstand $\sigma_E = 100 \frac{\text{cm}}{\text{W}}\text{K}$ [46].

⁴Spezifische Leitfähigkeit für Kupfer: $\kappa = 56 \frac{\text{m}}{\Omega}\text{mm}^2$, Aluminium: $\kappa = 36 \frac{\text{m}}{\Omega}\text{mm}^2$.

⁵Materialkonstante für Cu-Leiter: $\gamma = 3,5 \frac{\text{Ws}}{\text{cm}^3}\text{K}$, für Al-Leiter: $\gamma = 2,5 \frac{\text{Ws}}{\text{cm}^3}\text{K}$.

2.3 Maßnahmen zur Einhaltung der Grenzwerte

2.3.1 Etablierte Maßnahmen

Die nachfolgend dargestellten technologischen Optionen [15] [16] [47] beschreiben die am häufigsten eingesetzten Maßnahmen zur Einhaltung des Spannungsbandes oder dienen zur Begrenzung der thermischen Belastung (vgl. Abbildung 1.1).

Konventioneller Netzausbau

Im Rahmen des konventionellen Netzausbaus werden entweder Betriebsmittel durch leistungsfähigere Typen ersetzt (z.B. Austausch eines Transformators oder Kabels) oder eine Verstärkung der bestehenden Betriebsmittel durchgeführt (z.B. parallele Leitungen). Diese Maßnahmen gehen in der Regel mit höheren zulässigen Betriebsströmen und der Reduzierung von Spannungsanhebungen/-absenkungen einher.

Der konventionelle Netzausbau ist sehr häufig mit hohen Kosten für Tiefbau oder Verlegearbeiten verbunden. Weiterhin verursacht dieser oftmals eine starke Beeinträchtigung der umliegenden Anwohner aufgrund der notwendigen Baumaßnahmen. Als zeitlich begrenzte Maßnahme aufgrund schwer abschätzbarer Entwicklungen ist der konventionelle Ortsnetzausbau nicht geeignet.

Regelbarer Ortsnetztransformator

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) können als Alternative zum klassischen Transformator in einer ONS eingesetzt werden. Durch die automatisierte Änderung des Übersetzungsverhältnisses in Abhängigkeit lokal oder dezentral erfasster Messdaten können diese zur Spannungshaltung beitragen.

Die regelbaren Ortsnetztransformatoren eignen sich jedoch nur zur Einhaltung des geforderten Spannungsbands. Eine Begrenzung der thermischen Belastung ist nicht möglich.

Spannungs-/Strangregler

Im Gegensatz zu rONTs können Spannungsregler an einer beliebigen Stelle innerhalb des Netzes eingesetzt werden. Der geregelte Netzbereich befindet sich folglich in dem nachgelagerten Netzabschnitt. Auch hier ist eine Spannungsregelung mit lokalen und abgesetzten Messwerten möglich.

In Analogie zum rONT dienen auch Spannungsregler ausschließlich zur Einhaltung des Spannungsbandes. Eine Strom- bzw. Wirkleistungsregelung ist damit nicht möglich.

Blindleistungsmanagement

Blindleistungsmanagement wird derzeit vornehmlich durch die in einem Netz installierten DEA zur Einhaltung der VDE AR-N-4105 durchgeführt. Blindleistungskompensationsanlagen für NS-Netze sind bisweilen weder etabliert noch am Markt verfügbar.

Flexibilitätsoptionen

Flexibilitätsoptionen umfassen sämtliche Maßnahmen und Mechanismen zur flexiblen und bedarfsgerechten Einspeise- und Verbrauchssteuerung. Sie können aufgrund netzseitiger Anforderungen zur Einhaltung von Grenzwerten für Spannungen und Ströme oder zum Zwecke einer Strommarkt-abhängigen Energiebedarfssteuerung eingesetzt werden.

Aufgrund der aktuellen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen fehlen jedoch die Anreize für wirtschaftlich darstellbare Konzepte [17] [48] [49].

2.3.2 Topologieänderung zur Einhaltung der Grenzwerte

2.3.2.1 Topologieänderung zu Ringnetz oder vermaschtem Netz

Im Vergleich zu den vorab aufgezeigten Maßnahmen zur Einhaltung der Grenzwerte kann eine Topologieänderung hin zu einem vermaschten Netzbetrieb eine kostengünstige und einfach zu realisierende Option darstellen. Sowohl in (vor-) städtischen als auch in dichter besiedelten ländlichen Gebieten sind die NS-Netze aufgrund der Siedlungsstrukturen häufig vermascht gebaut, werden aber strahlenförmig betrieben. Eine Topologieänderung zu einem vermascht betriebenen Netz kann oft durch die Schließung von Trennstellen in KVs mit Sicherungen oder Trennmessern erfolgen. Ebenso könnte durch einen geringfügigen Netzausbau eine Verbindung zweier Netzstrahlen hin zu einem geschlossenen Ring oder einer Masche geschaffen werden. Aufgrund der damit verbundenen Verringerung der Netzimpedanz [19] werden Spannungsanhebungen und -absenkungen reduziert und die Übertragungskapazität erhöht. Nach [50] und [51] ergibt sich daraus für viele Netze eine um bis zu 25 % gesteigerte Aufnahmekapazität für Erzeuger und Lasten.

2.3.2.2 Inhomogene Netzauslastung

Da sich Ströme und Leistungsflüsse aufgrund der in einem Netz vorliegenden Leitungsimpedanzen ergeben, ist eine Verletzung der thermischen Betriebsmittelgrenzen oder betriebsbedingter Grenzwerte, wie Sicherungsnennströme, auch in vermascht oder als Ring betriebenen Netzen möglich.

Dies kann mit Hilfe einer einfachen Simulation anhand des Ringnetzes aus Abbildung 2.9 dargestellt werden. Die Parametrierung der Topologie entstammt dem synthetischen NS-Netzmodell „S3a“ aus [52] und [53]. Alle Hausanschlüsse H sind mit der im Rahmen der Netzplanung häufig verwendeten Leistung $P_H = 3,5 \text{ kW}$ parametrierung. An vier der insgesamt 72 Hausanschlüsse (H1, H18, H19, H36) sind EVs zum Laden mit einer Ladeleistung $P_{\text{lade}} = 22 \text{ kW}$ angeschlossen. In Tabelle 2.4 sind die Simulationsergebnisse dargestellt. Ein angenommener Sicherungsnennstrom $I_n = 200 \text{ A}$ wird durch den Strom I_a im Abgang „a“ um 17 A überschritten. Mit Hilfe eines Spannungs- und Wirkleistungsreglers könnte ein Teil des Leistungsflusses P_a des Netzabschnitts „a“ zu Netzabschnitt „b“ transferiert werden, was zu einer Reduzierung des Stroms $I_a \leq I_n$ führen würde.

Der Aufbau und die Funktionsweise eines solchen SWRs wird in den nachfolgenden Kapiteln hergeleitet und beschrieben.

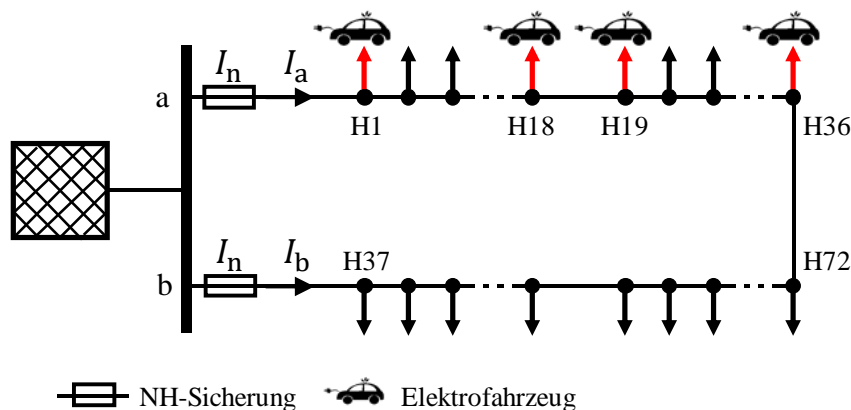


Abbildung 2.9: Simulation inhomogener Netzauslastung

Tabelle 2.4: Simulationsergebnisse zur inhomogenen Netzauslastung

P_{lade}	I_a	I_b	P_a	P_b	$I_a - I_n$	$I_b - I_n$
22 kW	217 A	124 A	160 kW	92 kW	17 A	- 76 A

3 Entwurf eines Reglers zur Spannungs- und Wirkleistungsregelung

3.1 Konzept

In den Hoch- und Höchstspannungsnetzen (HS/HöS) werden zur Steuerung der Wirk- und Blindleistungsflüsse, mit dem Ziel der Spannungshaltung sowie einer Auslastungsoptimierung von Übertragungsleitungen, Regeltransformatoren eingesetzt [19]. Die auf konventioneller Technik basierenden Transformatoren werden als Längs-, Quer- oder Schräg regler ausgeführt. Die in den letzten Jahren erheblich weiterentwickelten leistungselektronischen Komponenten ermöglichen ebenso den Einsatz von Unified Power Flow Controllern (UPFC) als Alternative zu klassischen Regeltransformatoren [54] [55]. Mit beiden Technologien wird eine Spannungs- und Leistungsflusssteuerung durch die Addition einer komplexen Zusatzspannung \underline{U}_{zu} zur Spannung zwischen den Reglerknoten ermöglicht. Das Ziel ist eine effiziente Auslastung der Betriebsmittel und Erhöhung der Gesamtübertragungskapazität.

Als Beispiel ist in Abbildung 3.1 ein Regeltransformator in einen Leitungsabschnitt mit der Impedanz \underline{Z}_{21} zwischen den Knoten mit den Spannungen \underline{U}_1 und \underline{U}_3 integriert. Dieser erzeugt eine Spannungsdifferenz zwischen \underline{U}_1 und \underline{U}_3 um die komplexe Zusatzspannung \underline{U}_{zu} mit dem Winkel α , bezogen auf die Leiter-Erd-Spannung der geregelten Seite des Transformators. Der dadurch entstehende Zusatzstrom \underline{I}_{zu} addiert sich nach Gleichung (3.1) aufgrund des Superpositionsprinzips zu den Strömen \underline{I}_{21} und \underline{I}_{23} . Eine dadurch angeregte Leistungsverschiebung ist die Folge.

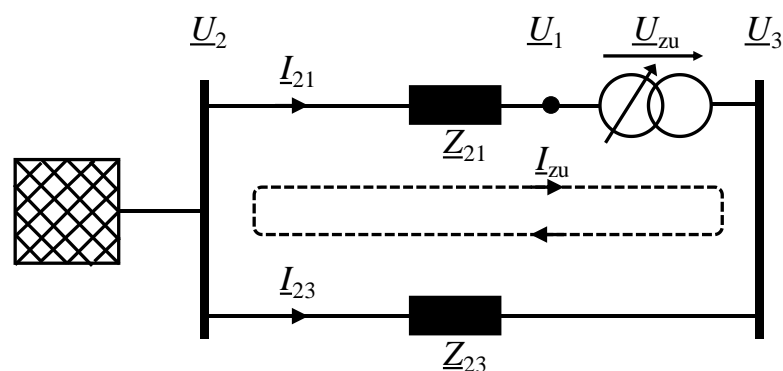


Abbildung 3.1: Ringleitung mit Regeltransformator

$$\begin{aligned} \underline{I}_{21}^{(t+1)} &= \underline{I}_{21}^{(t)} + \underline{I}_{zu} \\ \underline{I}_{23}^{(t+1)} &= \underline{I}_{23}^{(t)} - \underline{I}_{zu} \end{aligned} \quad (3.1)$$

In Abhängigkeit des gewählten Winkels α können in HS- und HöS-Netzen Wirk- und Blindanteil der übertragenen Leistung mittels Regeltransformatoren gesteuert werden. Mit einem Winkel $\alpha = 0^\circ$ (Längsregler) kann der Blindleistungsfluss oder mit $\alpha = 90^\circ$ (Querregler) der Wirkleistungsfluss geändert werden. Um einen gleichmäßigen Einfluss auf Wirk- und Blindleistung zu erhalten, wird in Übertragungsnetzen aufgrund des Leitungsimpedanz-abhängigen $\frac{X}{R}$ -Verhältnisses zumeist $\alpha = 60^\circ$ (Schrägregler) gewählt [19] [56] [57].

Das zugrunde liegende Prinzip kann ebenso zur Lastflusssteuerung für vermascht betriebene NS-Verteilnetze eingesetzt werden [58]. Im Gegensatz zu den stark durch ihre Reaktanz geprägten HS- und HöS-Netzen, bei denen $\frac{X}{R} = 10 \dots 30$ gilt, liegt dieser Wert in NS-Kabelnetzen bei $\frac{X}{R} \leq 0,5$ und in NS-Freileitungsnetzen bei $\frac{X}{R} \approx 0,5 \dots 2,0$ (vgl. Tabelle) 2.1. Folglich weisen die dort anzutreffenden Impedanzen hauptsächlich ohmsche Anteile auf. Infolge dessen unterscheidet sich der optimale Winkel α zur Wirk- und Blindleistungsregelung in den NS-Netzen von den vorab dargestellten Winkeln in den HS-/HöS-Netzen.

Im Kontext des nachfolgend erläuterten Spannungs- und Wirkleistungsreglers für NS-Verteilnetze wird die Zusatzspannung als Steuerspannung \underline{U}_S bezeichnet, da diese einer ständigen Änderung von Betrag und Winkel zur Regelung eines Steuerstroms \underline{I}_S unterliegt.

3.2 Optimale Steuerspannung zur Wirkleistungsregelung

3.2.1 Ringnetz mit einer Last

Für die analytische Herleitung der optimalen Steuerspannung \underline{U}_S werden die mathematischen Grundlagen anhand der einfachen Netztopologie aus Abbildung 3.2, bestehend aus einer Last H3 mit dem Laststrom $\underline{I}_{H3} = I_{H3} \cdot e^{j\varphi_{H3}}$ und zwei parallelen Leitungen mit \underline{Z}_{21} und \underline{Z}_{23} , erläutert. Die Spannung der Netzeinspeisung beträgt $\underline{U}_2 = U_n$. Für die Leitungsimpedanzen gilt $\underline{Z}_{21} = \underline{Z}_{23} = Z \cdot e^{j\psi_Z}$. Der Regler ist zwischen den Knoten mit den Spannungen \underline{U}_1 und \underline{U}_3 angeschlossen und wird als impedanzlos betrachtet.

Der Steuerspannungswinkel α sowie der Laststromwinkel φ_{H3} werden im nachfolgenden Kontext auf die Knotenspannung mit dem höchsten Laufindex bezogen. In diesem Fall \underline{U}_3 . Alle Ströme \underline{I}_{ij} werden als Mitsystemgrößen angegeben, sofern keine Unterscheidung einzelner Leiter erforderlich ist. Daher wird auf eine Kennzeichnung der Mitsystemgrößen bei der Indizierung verzichtet.

Ein Strom \underline{I}_{Hi} in eine Last H_i definiert sich nach Gleichung (3.2) als die Summe aller Ströme der am Lastknoten angeschlossenen Generatoren mit \underline{I}_{Gi} und der Summe der Ströme aller elektrischer Verbraucher mit \underline{I}_{Vi} .

Zur Veranschaulichung der nachfolgenden Herleitungen erfolgt eine Nummerierung der Knoten und Zweige ausgehend vom Regler mit linkem Umlaufsinn.

$$\underline{I}_{Hi} = \underline{I}_{Vi} - \underline{I}_{Gi} \quad (3.2)$$

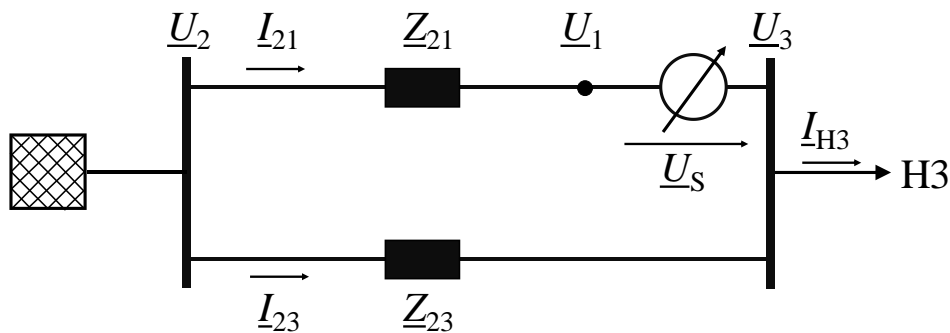


Abbildung 3.2: Netz mit einer Last

Für die Herleitung gilt das Regelziel $\underline{I}_{21} = 0$ A. Daraus folgt Gleichung (3.3):

$$\underline{I}_{21} = 0 \Rightarrow \underline{U}_S = U_S \cdot e^{j\alpha} = Z_{23} \cdot I_{H3} \cdot e^{j(\psi_Z + \varphi_{H3})} \quad (3.3)$$

Gleichung (3.4) folgt aus Gleichung (3.3) und zeigt, dass der Steuerspannungswinkel α der Summe aus dem Winkel des Stroms φ_{H3} und dem Winkel der Impedanz ψ_Z entspricht. Für den Betrag der Steuerspannung $|U_S|$ gilt Gleichung (3.5).

$$\alpha = \psi_Z + \varphi_{H3} \quad (3.4)$$

$$|U_S| = |Z_{23} \cdot I_{H3}| = |U_2 - U_3| \quad (3.5)$$

In realen Netzen ist der Impedanzwinkel ψ_Z abhängig von den verwendeten Kabeltypen, vgl. Tabelle 2.1. Ist das Netz homogen mit nur einem einzigen Typ aufgebaut, kann allein durch die Kabelparameter R' und X' , unabhängig von der verwendeten Länge l , mittels Gleichung (3.6) der Impedanzwinkel ψ_Z bestimmt werden.

$$\psi_Z = \arccos\left(\frac{R'}{\sqrt{R'^2 + X'^2}}\right) \quad (3.6)$$

Liegt jedoch eine starke Durchmischung der verwendeten Kabeltypen vor, muss ψ_Z anhand der jeweiligen Kabelparameter der einzelnen Leitungsabschnitte berechnet werden.

3.2.2 Ringnetz mit mehreren Lasten

Reale NS-Netze sind charakterisiert durch eine Vielzahl an Lasten und Einspeisungen. Da in der Vergangenheit, aufgrund der Verbraucher-dominierten Netzauslegung, keine Notwendigkeit bestand Strom- und Spannungswerte messtechnisch zu erfassen, wurde aus wirtschaftlichen und betrieblichen Gründen auf den flächendeckenden Einsatz von Messtechnik verzichtet. Folglich soll auch für den zu konzipierenden Regler eine minimale Ausstattung eines Netzes mit Messtechnik die zur Verfügung stehende Datengrundlage bilden. Das bedeutet, dass dieser eine Abschätzung der unbekanntenen Last- und Einspeiserströme vornehmen muss, um die optimale Steuerspannung \underline{U}_S zu bestimmen. Lediglich der Strom \underline{I}_R durch den Regler und die Ströme \underline{I}_{MP} einzelner, relevanter Messpunkte werden durch dessen Steuerung gemessen und sind somit bekannt.

Zur Erläuterung der Zusammenhänge und zur analytischen Herleitung wird das vorab verwendete Netz aus Abbildung 3.2 um zwei weitere Lasten ergänzt. Anhand des resultierenden Netzes in Abbildung 3.3 kann Gleichung (3.7) hergeleitet werden:

$$\underline{U}_S = -\underline{I}_R \cdot \underline{Z}_{21} - \underline{I}_{32} \cdot \underline{Z}_{32} + \underline{I}_{34} \cdot \underline{Z}_{34} + \underline{I}_{45} \cdot \underline{Z}_{45} \quad (3.7)$$

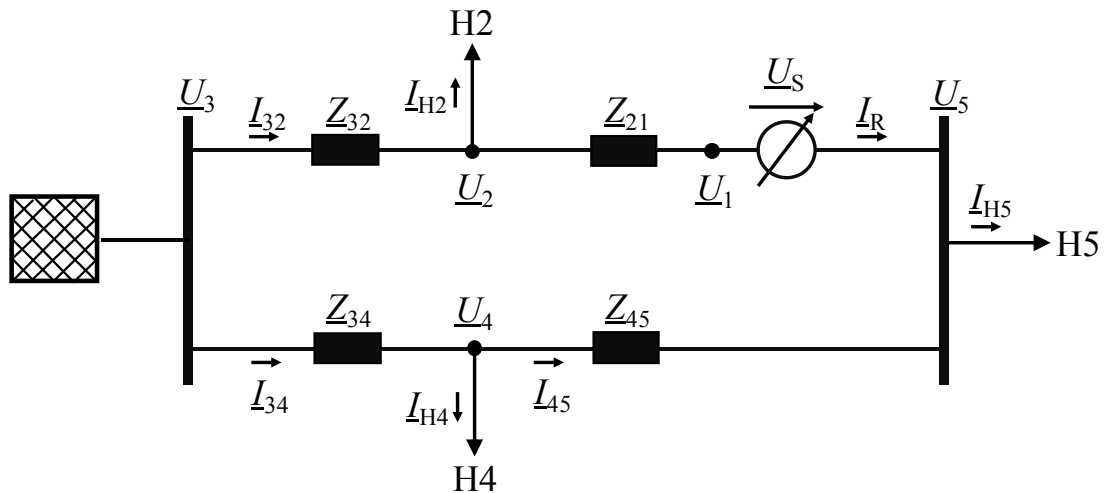


Abbildung 3.3: Netz mit mehreren Lasten

Für die Ströme gilt:

$$\begin{aligned}
 I_{21} &= I_R \\
 I_{32} &= I_{H2} + I_R \\
 I_{34} &= I_{H4} + I_{45} = I_{H4} + I_{H5} - I_R \\
 I_{45} &= I_{H5} - I_R
 \end{aligned} \tag{3.8}$$

Durch die Anwendung der Beziehungen aus den Gleichungen (3.8) kann mit Gleichung (3.7) der Zusammenhang in Gleichung (3.9) erzeugt werden.

Die Ströme in die Lasten und Erzeuger I_{H2} , I_{H4} , I_{H5} sind unbekannt. Dies ist der Fall für den überwiegenden Teil realer NS-Netze, welche nicht mit Messtechnik ausgestattet sind. Somit wird zur Substitution der unbekanntenen Lastströme die Spannung $\underline{U}_{\text{sub}}$ aus den Strömen und Impedanzen bestimmt.

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_S &= -I_R \cdot \underline{Z}_{21} - (I_{H2} + I_R) \cdot \underline{Z}_{32} + (I_{H4} + I_{H5} - I_R) \cdot \underline{Z}_{34} + (I_{H5} - I_R) \cdot \underline{Z}_{45} \\
 &= -I_R \cdot (\underline{Z}_{21} + \underline{Z}_{32} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{45}) - \underbrace{I_{H2} \cdot \underline{Z}_{32} + I_{H4} \cdot \underline{Z}_{34} + I_{H5} \cdot (\underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{45})}_{=U_{\text{sub}}} \tag{3.9}
 \end{aligned}$$

Der unterbestimmte Teil der Gleichung (3.9) wird substituiert als $\underline{U}_{\text{sub}}$:

$$\underline{U}_{\text{sub}} = -I_{H2} \cdot Z_{32} + I_{H4} \cdot Z_{34} + I_{H5} \cdot (Z_{34} + Z_{45}) \quad (3.10)$$

Für die Indizierung der Impedanzen gilt zur Vereinfachung der Zählweise im weiteren Verlauf $Z_{ij} = Z_{ji}$. Aus den Gleichungen (3.9) und (3.10) folgt weiterhin:

$$\underline{U}_S = -I_R \cdot \sum_{i=1}^4 Z_{ij} + \underline{U}_{\text{sub}} \quad \text{für } j = i + 1 \quad (3.11)$$

3.2.3 Ringnetze mit beliebiger Anzahl an Lasten

In Analogie zu den vorab erläuterten Herleitungen liefert Gleichung (3.12) einen allgemeinen Ansatz für die Berechnung von \underline{U}_S für Ringnetze mit einer beliebigen Anzahl an Lasten bzw. Einspeisungen und Leitungsabschnitten (Abbildung 3.4). Gleichung (3.13) stellt die sich daraus ergebende Substitution der Summe unbekannter Lastströme dar. Die Allgemeingültigkeit der Gleichung gilt ausschließlich für eine Indizierung analog zu Abbildung 3.4.

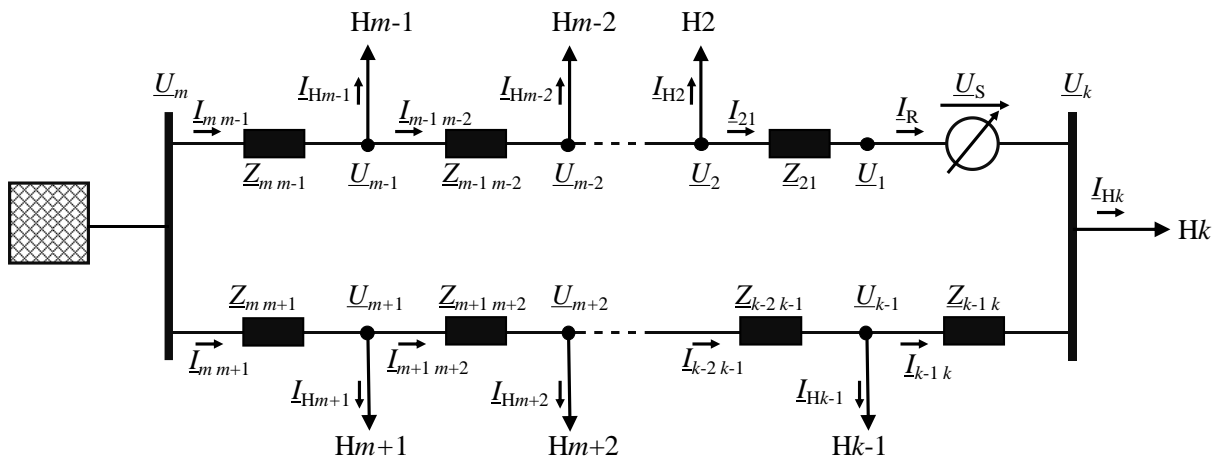


Abbildung 3.4: Ringnetz mit unbestimmter Anzahl Lasten

$$\begin{aligned}\underline{U}_S &= -\underline{I}_R \cdot \sum_{i=1}^{k-1} \underline{Z}_{ij} - \sum_{i=1}^{m-1} \left(\underline{I}_{Hi} \cdot \sum_i^{m-1} \underline{Z}_{ij} \right) + \sum_{i=m}^{k-1} \left(\underline{I}_{Hj} \cdot \sum_i^{k-1} \underline{Z}_{ij} \right) \\ &= -\underline{I}_R \cdot \sum_{i=1}^{k-1} \underline{Z}_{ij} + \underline{U}_{\text{sub}} \quad \text{für } j = i + 1\end{aligned}\quad (3.12)$$

mit

$$\underline{U}_{\text{sub}} = - \sum_{i=1}^{m-1} \left(\underline{I}_{Hi} \cdot \sum_i^{m-1} \underline{Z}_{ij} \right) + \sum_{i=m}^{k-1} \left(\underline{I}_{Hj} \cdot \sum_i^{k-1} \underline{Z}_{ij} \right) \quad (3.13)$$

Gleichungen (3.12) und Gleichung (3.13) können somit zur Bestimmung von \underline{U}_S und $\underline{U}_{\text{sub}}$ für beliebige Ringnetze verwendet werden. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Ströme \underline{I}_{Hi} konstant bleiben, falls sich durch \underline{U}_S die Spannungen an den Hausanschlussknoten ändern.

Ist der Regler inaktiv, gilt $\underline{U}_S = 0$. Damit kann $\underline{U}_{\text{sub}}$ aus Gleichung (3.12) einfach bestimmt werden:

$$\underline{U}_S = 0 \Rightarrow \underline{U}_{\text{sub}}|_{\underline{U}_S=0} = \underline{I}_R|_{\underline{U}_S=0} \cdot \sum_{i=1}^{k-1} \underline{Z}_{ij} \quad \text{für } j = i + 1 \quad (3.14)$$

Durch Messung des Stroms \underline{I}_R kann $\underline{U}_{\text{sub}}$ zusammen mit der zuletzt gesetzten Steuerspannung \underline{U}_S während des Betriebs bestimmt bzw. kontinuierlich angepasst werden. Dies ermöglicht die ständige Aktualisierung bei sich ändernden Lastströmen [59].

$$\underline{U}_{\text{sub}} = \underline{U}_S + \underline{I}_R \cdot \sum_{i=1}^{k-1} \underline{Z}_{ij} \quad \text{für } j = i + 1 \quad (3.15)$$

Die Summe der Impedanzen wird im weiteren Verlauf als Maschenimpedanz $\underline{Z}_{\text{ma}}$ bezeichnet. Sie entspricht der an den Regler-Anschlüssen anliegenden Ersatzimpedanz aus den Mitsystemimpedanzen aller Netzabschnitte. Für die dargestellten Ringnetze entspricht dies der Summe aller Mitsystemimpedanzen. Für vermaschte Netze muss diese mit den Methoden zur Bestimmung einer Ersatzimpedanz aus dem topologieab-

hängigen Impedanznetzwerken gebildet werden.

$$\underline{Z}_{\text{ma}} = \sum_{i=1}^{k-1} \underline{Z}_{ij} \quad \text{für } j = i + 1 \quad (3.16)$$

3.2.4 Strombetragsregelung mittels Steuerspannung

Die erläuterten Herleitungen bis hin zu Gleichung (3.12) und Gleichung (3.13) zeigen den Zusammenhang zwischen einem durch den Regler fließenden Strom \underline{I}_R und der Steuerspannung \underline{U}_S . Zur Änderung des Stroms \underline{I}_R um einen Strom $\Delta \underline{I}_R$ muss eine um $\Delta \underline{U}_S$ geänderte Steuerspannung eingeprägt werden. $\Delta \underline{U}_S$ wird somit als Steuerspannungsänderung bezeichnet. Diese berechnet sich nach Gleichung (3.17), die auf Gleichung (3.12) basiert.

Die Differenz zweier Steuerspannungen aufeinanderfolgender Zeitpunkte $\underline{U}_S^{(t)}$ und $\underline{U}_S^{(t+1)}$ resultiert in einer Stromänderung $\Delta \underline{I}_R^{(t)}$ aus der Differenz der Ströme $\underline{I}_R^{(t)}$ und $\underline{I}_R^{(t+1)}$. Ein schnelles Umschalten von $\underline{U}_S^{(t)}$ zur neu einzustellenden Steuerspannung $\underline{U}_S^{(t+1)}$ erlaubt die Annahme, dass aufgrund der kurzen Zeitdauer von keiner nennenswerten Änderung der durch $\underline{U}_{\text{sub}}$ substituierten Lastströme auszugehen ist. Es kann somit $\underline{U}_{\text{sub}}^{(t+1)} = \underline{U}_{\text{sub}}^{(t)}$ angenommen werden.

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U}_S^{(t)} = \underline{U}_S^{(t+1)} - \underline{U}_S^{(t)} &= \underbrace{-(\underline{I}_R^{(t+1)} - \underline{I}_R^{(t)})}_{-\Delta \underline{I}_R^{(t)}} \cdot \underline{Z}_{\text{ma}} + \underbrace{(\underline{U}_{\text{sub}}^{(t+1)} - \underline{U}_{\text{sub}}^{(t)})}_{=0} \\ \Rightarrow \Delta \underline{U}_S^{(t)} &= -\Delta \underline{I}_R^{(t)} \cdot \underline{Z}_{\text{ma}} \end{aligned} \quad (3.17)$$

Ist die Steuerspannung $\underline{U}_S^{(t)} = 0$ kann der Strom $\underline{I}_R^{(t)}$ durch einen Steuerstrom $\underline{I}_S^{(t)}$ angepasst werden:

$$\underline{I}_R^{(t+1)} - \underline{I}_R^{(t)} \Big|_{\underline{U}_S=0} = \underline{I}_S^{(t)} \quad (3.18)$$

Sind hingegen die Steuerspannungen $\underline{U}_S^{(t)} \wedge \underline{U}_S^{(t+1)} \neq 0$ entspricht die Differenz der Ströme $\underline{I}_R^{(t+1)}$ und $\underline{I}_R^{(t)}$ der Steuerstromänderung $\Delta \underline{I}_S^{(t)} = \Delta \underline{I}_R^{(t)}$.

Gleichung (3.19) folgt aus Gleichung (3.17) und stellt die Basis für die nachfolgenden Betrachtungen zur Bestimmung der Steuerstromänderung ΔI_S .

$$\Delta I_S^{(t)} \cdot e^{j\varphi_{\Delta I_S}} = -\frac{\Delta U_S^{(t)} \cdot e^{j\alpha}}{Z_{ma} \cdot e^{j\psi_{ma}}} \quad (3.19)$$

Zur kontinuierlichen Anpassung der Steuerstromänderung ΔI_S kann die Änderung der Steuerspannung $\Delta \underline{U}_S$ in einem iterativen Prozess nach Gleichung (3.20) durchgeführt werden. Eine Anpassung der Steuerstromänderung hat aufgrund des geltenden Superpositionsprinzips folglich auch eine Änderung des Stroms \underline{I}_R und der Ströme \underline{I}_{ij} in sämtlichen Netzabschnitten zur Folge (Abbildung 3.5).

$$\begin{aligned} \underline{U}_S^{(t+1)} &= \Delta \underline{U}_S^{(t)} + \underline{U}_S^{(t)} \\ \Rightarrow \underline{I}_R^{(t+1)} &= \Delta \underline{I}_S^{(t)} + \underline{I}_R^{(t)} \\ \Rightarrow \underline{I}_{ij}^{(t+1)} &= +\Delta \underline{I}_{S,ij}^{(t)} + \underline{I}_{ij}^{(t)} \\ &\text{für } i = 2 \dots m, j = i - 1 \\ \Rightarrow \underline{I}_{ij}^{(t+1)} &= -\Delta \underline{I}_{S,ij}^{(t)} + \underline{I}_{ij}^{(t)} \\ &\text{für } i = m \dots k - 1, j = i + 1 \end{aligned} \quad (3.20)$$

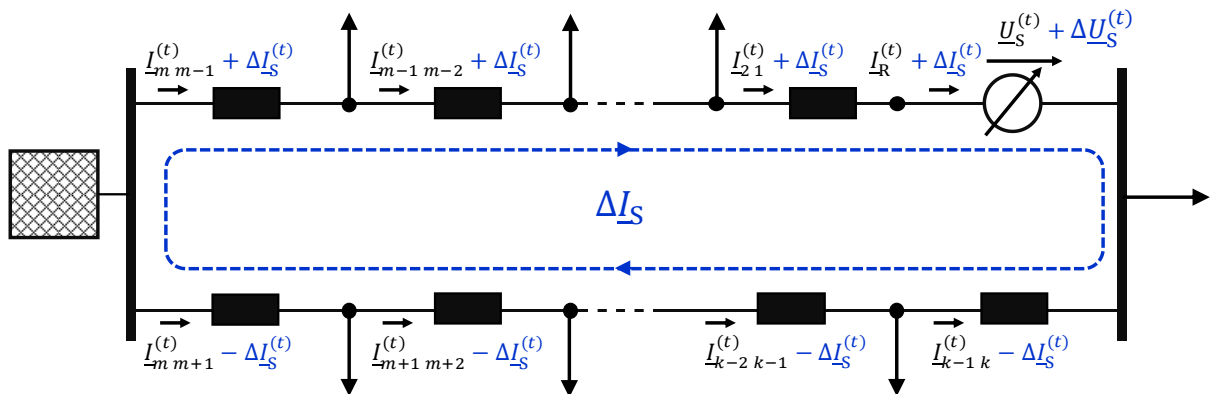


Abbildung 3.5: Änderung der Leitungsströme aufgrund des Superpositionsprinzips

3.2.5 Netze mit vermaschter Topologie

Die anhand der vorab verwendeten Ringnetze hergeleiteten Zusammenhänge können ebenso in Netzen mit vermaschter Topologie angewendet werden. Hierzu ist in Abbildung 3.6 ein Netz mit einer exemplarisch vermaschten Topologie dargestellt. Ein Steuerstrom \underline{I}_S teilt sich aufgrund der gegebenen Leitungsverzweigungen und der jeweiligen Impedanzen auf.

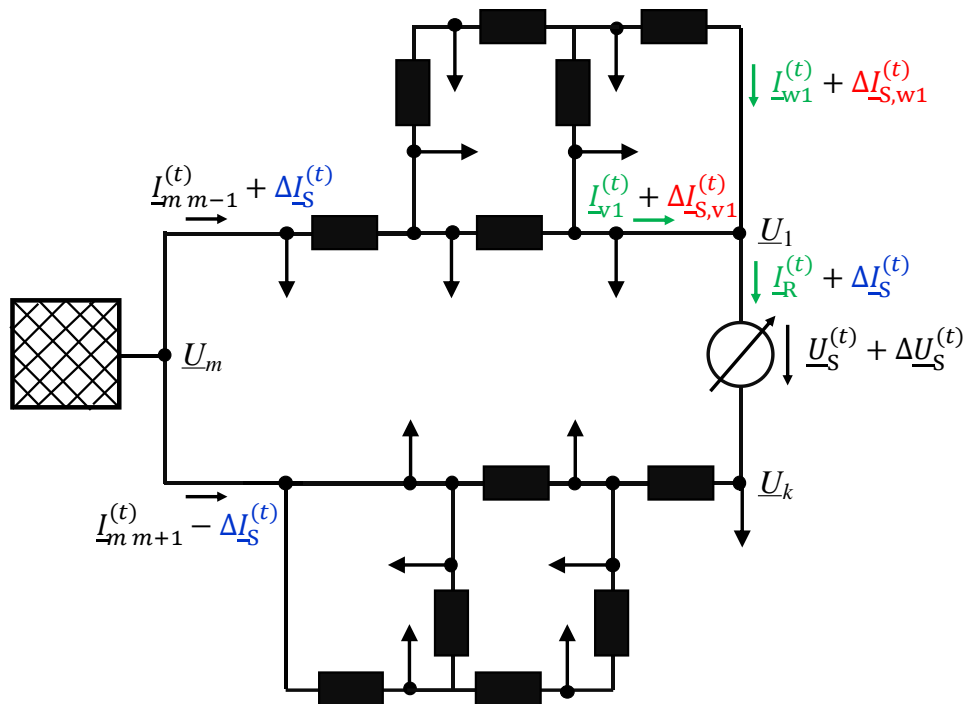


Abbildung 3.6: Netz mit beliebiger Topologie

Für das gegebene Beispiel gilt folglich:

$$\begin{aligned}
 \underline{I}_R^{(t)} &= \underline{I}_{v1}^{(t)} + \underline{I}_{w1}^{(t)} \\
 \Delta \underline{I}_S^{(t)} &= \Delta \underline{I}_{S,v1}^{(t)} + \Delta \underline{I}_{S,w1}^{(t)} \\
 (\underline{I}_R^{(t)} + \Delta \underline{I}_S^{(t)}) &= (\underline{I}_{v1}^{(t)} + \Delta \underline{I}_{S,v1}^{(t)}) + (\underline{I}_{w1}^{(t)} + \Delta \underline{I}_{S,w1}^{(t)})
 \end{aligned} \tag{3.21}$$

Der verwendete Ansatz ist ebenso für andere beliebig vermaschte Topologien gültig. Er zeigt weiterhin, dass durch einen Steuerstrom $\underline{I}_S^{(t)} + \Delta \underline{I}_S^{(t)}$ eine Änderung eines Stroms $\underline{I}_{ij}^{(t)} + \Delta \underline{I}_{S,ij}^{(t)}$ in einem beliebigen Netzabschnitt hervorgerufen werden kann. Folglich ist eine Stromregelung auch in einzelnen Netzabschnitten vermaschter Netze möglich. Dabei gilt jedoch Gleichung (3.22) im Hinblick auf eine Auslegung des notwendigen

Steuerstroms und der zulässigen Betriebsströme der verwendeten Betriebsmittel zu berücksichtigen. Die Regelung der Stromänderung $\Delta I_{S,ij}$ geht folglich mit einer betragsmäßig gleichen oder größeren Änderung des Steuerstroms ΔI_S im Netzabschnitt des Reglers einher. Dieser muss folglich für die auftretenden Ströme ausgelegt sein.

$$|\Delta I_S| \geq |\Delta I_{S,ij}| \quad (3.22)$$

3.2.6 Spannungsregelung

Neben einer Stromregelung besteht ebenso die Möglichkeit zur Regelung einzelner Knotenspannungen. Jedoch wird die Effektivität wesentlich durch die Positionierung des Reglers innerhalb einer Netzmasche beeinflusst. Zur Herleitung werden die vermaschten Netzabschnitte im Netz aus Abbildung 3.6 mit den üblichen Methoden zur Reduktion [56] auf jeweils eine Ersatzschaltung aus Impedanzen Z_{m1} , Z_{mk} und Lasten $H_{1,ers}$ und $H_{k,ers}$ mit den Strömen $I_{H1,ers}$ und $I_{Hk,ers}$ reduziert (Abbildung 3.7). Zur verallgemeinerten Darstellung werden die Spannungen an den Regler-Ein- und Ausgängen als $\underline{U}_1 = \underline{U}_{R,ein}$ und $\underline{U}_k = \underline{U}_{R,aus}$, die Spannung an der Ortsnetzstation mit $\underline{U}_m = \underline{U}_{ONS}$ bezeichnet.

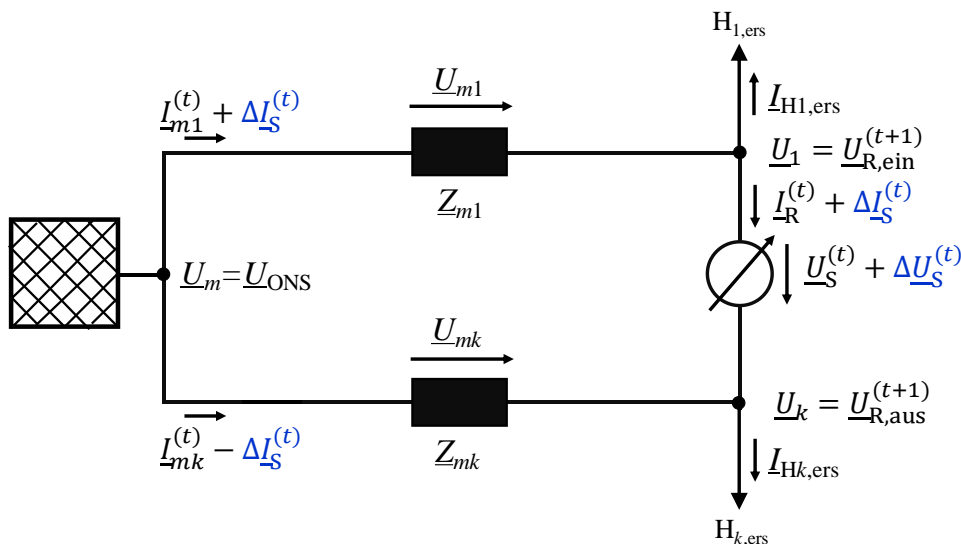


Abbildung 3.7: Netz zur Herleitung der Eigenschaften zur Spannungsregelung

Für das reduzierte Netz aus Abbildung 3.7 ergeben sich somit für Spannungen und Ströme die Gleichungen (3.23):

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_{R,\text{ein}} &= \underline{U}_S + \underline{U}_{R,\text{aus}} \\
 \underline{U}_{\text{ONS}} &= \underline{U}_{m1} + \underline{U}_{R,\text{ein}} \\
 \underline{U}_{\text{ONS}} &= \underline{U}_{mk} + \underline{U}_{R,\text{aus}} \\
 \underline{I}_{m1} &= \underline{I}_{H1,\text{ers}} + \underline{I}_R \\
 \underline{I}_{mk} &= \underline{I}_{Hk,\text{ers}} - \underline{I}_R
 \end{aligned} \tag{3.23}$$

Eine Änderung der Steuerspannung $\Delta \underline{U}_S^{(t)}$ zum Zeitpunkt t hat die vorab erläuterte Änderung der Ströme um $\Delta \underline{I}_S^{(t)}$ in der den Regler einschließenden Netzmasche zur Folge:

$$\begin{aligned}
 \underline{I}_{m1}^{(t)} + \Delta \underline{I}_S^{(t)} &= \underline{I}_{H1,\text{ers}} + \underline{I}_R^{(t)} + \Delta \underline{I}_S^{(t)} \\
 \underline{I}_{mk}^{(t)} - \Delta \underline{I}_S^{(t)} &= \underline{I}_{Hk,\text{ers}} - \underline{I}_R^{(t)} - \Delta \underline{I}_S^{(t)}
 \end{aligned} \tag{3.24}$$

Aufgrund der geänderten Ströme $\underline{I}_{m1}^{(t)} + \Delta \underline{I}_S^{(t)}$ und $\underline{I}_{mk}^{(t)} - \Delta \underline{I}_S^{(t)}$ durch \underline{Z}_{m1} und \underline{Z}_{mk} , ändern sich nach Gleichung (3.25) auch $\underline{U}_{m1}^{(t+1)}$ und $\underline{U}_{mk}^{(t+1)}$. Da U_{ONS} als weitestgehend spannungssteif und somit konstant angenommen werden kann, ergeben sich die Spannungen $\underline{U}_{R,\text{ein}}^{(t+1)}$ und $\underline{U}_{R,\text{aus}}^{(t+1)}$ an den Regler-Anschlüssen entsprechend. Dabei gilt, dass die Erhöhung des Spannungsbetrags an einem Anschlussknoten des Reglers grundsätzlich zur Absenkung der Spannung am korrespondierenden Anschlussknoten führt.

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_{R,\text{ein}}^{(t+1)} &= \underline{U}_{\text{ONS}} - \underline{U}_{m1}^{(t+1)} = \underline{U}_{\text{ONS}} - (\underline{I}_{m1}^{(t)} + \Delta \underline{I}_S^{(t)}) \cdot \underline{Z}_{m1} \\
 \underline{U}_{R,\text{aus}}^{(t+1)} &= \underline{U}_{\text{ONS}} - \underline{U}_{mk}^{(t+1)} = \underline{U}_{\text{ONS}} - (\underline{I}_{mk}^{(t)} - \Delta \underline{I}_S^{(t)}) \cdot \underline{Z}_{mk}
 \end{aligned} \tag{3.25}$$

Der Einfluss der Steuerspannungsänderung $\Delta \underline{U}_S^{(t)}$ auf die Spannungsänderung $\Delta \underline{U}_{R,\text{ein}}^{(t)} = \underline{U}_{R,\text{ein}}^{(t+1)} - \underline{U}_{R,\text{ein}}^{(t)}$ und $\Delta \underline{U}_{R,\text{aus}}^{(t)} = \underline{U}_{R,\text{aus}}^{(t+1)} - \underline{U}_{R,\text{aus}}^{(t)}$ an den Regler-Ein- und Ausgängen kann in Abhängigkeit der Steuerstromänderung $\Delta \underline{I}_S^{(t)}$ und der Netzabschnittimpedanzen \underline{Z}_{m1} und \underline{Z}_{mk} bestimmt werden. Hierzu gelten die Beziehungen in

Gleichung (3.25) als Voraussetzung für die Zusammenhänge in Gleichung (3.26).

$$\begin{aligned}\underline{U}_{R,\text{ein}}^{(t+1)} + \Delta \underline{I}_S^{(t)} \cdot \underline{Z}_{m1} &= \underline{U}_{\text{ONS}} - \underline{I}_{m1}^{(t)} \cdot \underline{Z}_{m1} = \underline{U}_{R,\text{ein}}^{(t)} \\ \underline{U}_{R,\text{aus}}^{(t+1)} - \Delta \underline{I}_S^{(t)} \cdot \underline{Z}_{mk} &= \underline{U}_{\text{ONS}} - \underline{I}_{mk}^{(t)} \cdot \underline{Z}_{mk} = \underline{U}_{R,\text{aus}}^{(t)}\end{aligned}\quad (3.26)$$

Basierend auf Gleichung (3.26) können in Gleichung (3.27) und Gleichung (3.28) die Funktionen $f_{\underline{U}_{R,\text{ein}}}(\Delta \underline{I}_S^{(t)})$, $f_{\underline{U}_{R,\text{aus}}}(\Delta \underline{I}_S^{(t)})$ in Abhängigkeit der Steuerstromänderung $\Delta \underline{I}_S^{(t)}$ und $f_{\underline{U}_{R,\text{ein}}}(\Delta \underline{U}_S^{(t)})$, $f_{\underline{U}_{R,\text{aus}}}(\Delta \underline{U}_S^{(t)})$ in Abhängigkeit der Steuerspannungsänderung $\Delta \underline{U}_S^{(t)}$ aufgestellt werden. Dabei gilt $\underline{Z}_{ma} = \underline{Z}_{m1} + \underline{Z}_{mk}$.

$$\begin{aligned}\underline{U}_{R,\text{ein}}^{(t+1)} + \Delta \underline{I}_S^{(t)} \cdot \underline{Z}_{m1} &= \underline{U}_{R,\text{ein}}^{(t+1)} - \Delta \underline{U}_S^{(t)} \cdot \frac{\underline{Z}_{m1}}{\underline{Z}_{ma}} = \underline{U}_{R,\text{ein}}^{(t)} \\ \Rightarrow f_{\underline{U}_{R,\text{ein}}}(\Delta \underline{I}_S^{(t)}) &= \Delta \underline{U}_{R,\text{ein}}^{(t)} = -\Delta \underline{I}_S^{(t)} \cdot \underline{Z}_{m1} \\ \Rightarrow f_{\underline{U}_{R,\text{ein}}}(\Delta \underline{U}_S^{(t)}) &= \Delta \underline{U}_{R,\text{ein}}^{(t)} = \Delta \underline{U}_S^{(t)} \cdot \frac{\underline{Z}_{m1}}{\underline{Z}_{ma}}\end{aligned}\quad (3.27)$$

$$\begin{aligned}\underline{U}_{R,\text{aus}}^{(t+1)} - \Delta \underline{I}_S^{(t)} \cdot \underline{Z}_{mk} &= \underline{U}_{R,\text{aus}}^{(t+1)} + \Delta \underline{U}_S^{(t)} \cdot \frac{\underline{Z}_{mk}}{\underline{Z}_{ma}} = \underline{U}_{R,\text{aus}}^{(t)} \\ \Rightarrow f_{\underline{U}_{R,\text{aus}}}(\Delta \underline{I}_S^{(t)}) &= \Delta \underline{U}_{R,\text{aus}}^{(t)} = \Delta \underline{I}_S^{(t)} \cdot \underline{Z}_{mk} \\ \Rightarrow f_{\underline{U}_{R,\text{aus}}}(\Delta \underline{U}_S^{(t)}) &= \Delta \underline{U}_{R,\text{aus}}^{(t)} = -\Delta \underline{U}_S^{(t)} \cdot \frac{\underline{Z}_{mk}}{\underline{Z}_{ma}}\end{aligned}\quad (3.28)$$

Zur Darstellung des Einflusses der Steuerspannungsänderung $\Delta \underline{U}_S^{(t)}$ in Abhängigkeit der Positionierung des Reglers, nehmen \underline{Z}_{m1} und \underline{Z}_{mk} unterschiedlich Einfluss auf die Änderung der Spannungen $\Delta \underline{U}_{R,\text{ein}}^{(t)}$ und $\Delta \underline{U}_{R,\text{aus}}^{(t)}$ an den Anschlüssen des Reglers. Zur allgemeinen Einordnung der Positionierungseinflüsse wird zwischen den folgenden Fällen unterschieden:

Fall 1: Regler innerhalb der Netzmasche mit gleichen Netzabschnittsimpedanzen:

$$\underline{Z}_{m1} = \underline{Z}_{mk} \Rightarrow \begin{cases} f_{\underline{U}_{R,\text{ein}}}(\Delta \underline{U}_S^{(t)}) = +\frac{1}{2} \cdot \Delta \underline{U}_S^{(t)} \\ f_{\underline{U}_{R,\text{aus}}}(\Delta \underline{U}_S^{(t)}) = -\frac{1}{2} \cdot \Delta \underline{U}_S^{(t)} \end{cases}\quad (3.29)$$

Fall 2: Regler innerhalb der Netzmasche mit ungleichen Netzabschnittimpedanzen:

Es gilt $\underline{Z}_{m1}, \underline{Z}_{mk} \neq 0$

$$\underline{Z}_{m1} > \underline{Z}_{mk} \Rightarrow \begin{cases} \underline{f}_{U_{R,\text{ein}}}(\Delta \underline{U}_S^{(t)}) = +\frac{\underline{Z}_{m1}}{\underline{Z}_{ma}} \cdot \Delta \underline{U}_S^{(t)} \\ \underline{f}_{U_{R,\text{aus}}}(\Delta \underline{U}_S^{(t)}) = -\frac{\underline{Z}_{mk}}{\underline{Z}_{ma}} \cdot \Delta \underline{U}_S^{(t)} \end{cases} \quad (3.30)$$

mit $1 > \frac{\underline{Z}_{m1}}{\underline{Z}_{ma}} > \frac{1}{2} > \frac{\underline{Z}_{mk}}{\underline{Z}_{ma}} > 0$

$$\underline{Z}_{m1} < \underline{Z}_{mk} \Rightarrow \begin{cases} \underline{f}_{U_{R,\text{ein}}}(\Delta \underline{U}_S^{(t)}) = +\frac{\underline{Z}_{m1}}{\underline{Z}_{ma}} \cdot \Delta \underline{U}_S^{(t)} \\ \underline{f}_{U_{R,\text{aus}}}(\Delta \underline{U}_S^{(t)}) = -\frac{\underline{Z}_{mk}}{\underline{Z}_{ma}} \cdot \Delta \underline{U}_S^{(t)} \end{cases} \quad (3.31)$$

mit $0 < \frac{\underline{Z}_{m1}}{\underline{Z}_{ma}} < \frac{1}{2} < \frac{\underline{Z}_{mk}}{\underline{Z}_{ma}} < 1$

Fall 3: Regler an der Ortsnetzstation

$$\underline{Z}_{m1} = \underline{Z}_{ma} \wedge \underline{Z}_{mk} = 0 \Rightarrow \begin{cases} \underline{f}_{U_{R,\text{ein}}}(\Delta \underline{U}_S^{(t)}) = +\Delta \underline{U}_S^{(t)} \\ \underline{f}_{U_{R,\text{aus}}}(\Delta \underline{U}_S^{(t)}) = 0 \end{cases} \quad (3.32)$$

$$\underline{Z}_{m1} = 0 \wedge \underline{Z}_{mk} = \underline{Z}_{ma} \Rightarrow \begin{cases} \underline{f}_{U_{R,\text{ein}}}(\Delta \underline{U}_S^{(t)}) = 0 \\ \underline{f}_{U_{R,\text{aus}}}(\Delta \underline{U}_S^{(t)}) = -\Delta \underline{U}_S^{(t)} \end{cases} \quad (3.33)$$

Im Gegensatz zur Stromregelung, für deren Effektivität die Positionierung des Reglers innerhalb einer Netzmasche vernachlässigbar ist, gilt dies nicht für die Spannungsregelung. Hierbei empfiehlt sich eine möglichst nahe Platzierung des Reglers an dem zu regelnden Knoten.

Es gilt zu beachten, dass eine spannungssenkende Wirkung an einem Anschluss des Reglers gleichzeitig eine spannungsherbende Wirkung am weiteren Anschluss zur Folge haben kann. Diese könnte ggf. zu einer Verletzung des erlaubten Spannungsbands führen. Somit ist ein spannungsregelnder Einsatz grundsätzlich möglich, aber nicht zu priorisieren.

3.2.7 Leistungsregelung

Der Leistungsfluss durch einen realen, verlustleistungsbehafteten Regler ergibt sich nach Gleichung (3.34) aus den Leistungen an den Regler-Anschlüssen $\underline{S}_{R,\text{ein}}$, $\underline{S}_{R,\text{aus}}$ und der Verlustleistung $\underline{S}_{V,R}$ zum Betrieb des Reglers:

$$\underline{S}_{R,\text{ein}} = \underline{S}_{R,\text{aus}} - \underline{S}_{V,R} \quad (3.34)$$

Eine Änderung des Stromflusses durch den Regler führt folglich zu einer Änderung der Leistungsflüsse an den Regler-Anschlüssen:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{R,\text{ein}} &= \sqrt{3} \cdot \Delta \underline{U}_{R,\text{ein}} \cdot \Delta I_{R,\text{ein}}^* \\ \Delta \underline{S}_{R,\text{aus}} &= \sqrt{3} \cdot \Delta \underline{U}_{R,\text{aus}} \cdot \Delta I_{R,\text{aus}}^* \end{aligned} \quad (3.35)$$

Die Änderung der längs eingeprägten Steuerspannung $\Delta \underline{U}_{S,Lx}^{(t)}$ führt zu einer Leistungsflussänderung $\Delta \underline{S}_S^{(t)}$. Aufgrund der Steuerstrom-abhängigen Änderung der Regler-Verlustleistung $\Delta \underline{S}_{V,R}^{(t)}$, nachfolgend erläutert in Abschnitt 3.5.1, ergibt sich der folgende Zusammenhang, dargestellt für die Eingangsseite des Reglers, analog für dessen Ausgang:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{R,\text{ein}}^{(t+1)} &= \Delta \underline{S}_S^{(t)} + \underline{S}_{R,\text{ein}}^{(t)} \\ \underline{S}_{R,\text{aus}}^{(t+1)} &= \Delta \underline{S}_S^{(t)} + \underline{S}_{R,\text{aus}}^{(t)} + \Delta \underline{S}_{V,R}^{(t)} \\ \text{mit } \Delta \underline{S}_S^{(t)} &= \sum_{x=1}^3 \Delta \underline{U}_{S,Lx}^{(t)} \cdot \Delta I_{S,Lx}^{*(t)} \end{aligned} \quad (3.36)$$

Der Anteil der durch den Regler fließenden Wirk- und Blindleistung (P_R , Q_R) kann durch den Steuerwinkel α gesteuert werden. Dieser hat nach Gleichung (3.19) aufgrund des fixen Maschenimpedanzwinkels ψ_{ma} einen direkten Einfluss auf $\varphi_{\Delta I_S}$:

$$\Delta \underline{U}_S \cdot e^{j\alpha} = -\Delta I_S \cdot Z_{\text{ma}} \cdot e^{j(\varphi_{\Delta I_S} + \psi_{\text{ma}})} \Rightarrow \varphi_{\Delta I_S} = \alpha - \psi_{\text{ma}} + 180^\circ \quad (3.37)$$

Gleichung (3.38) und Gleichung (3.39) zeigen, dass sich für $\varphi_{I_R}^{(t)} = \varphi_{\Delta I_S}^{(t)}$ lediglich der

Strombetrag von \underline{I}_R ändert.

$$\underline{I}_R^{(t+1)} \cdot e^{j\varphi_{I_R}^{(t+1)}} = \underline{I}_R^{(t)} \cdot e^{j\varphi_{I_R}^{(t)}} + \Delta \underline{I}_S^{(t)} \cdot e^{j\varphi_{\Delta I_S}^{(t)}} \quad (3.38)$$

$$\underline{I}_R^{(t+1)} \cdot e^{j\varphi_{I_R}^{(t+1)}} = (\underline{I}_R^{(t)} + \Delta \underline{I}_S^{(t)}) \cdot e^{j\varphi_{I_R}^{(t)}} \quad \text{mit} \quad \varphi_{I_R}^{(t)} = \varphi_{\Delta I_S}^{(t)} \quad (3.39)$$

Diese Beziehung hat somit eine proportionale Änderung des Wirk- und Blindleistungsflusses durch den Regler zur Folge (Gleichung (3.40)).

Unter Voraussetzung der unterstellten Winkelbeziehung erfolgt eine optimale Regelung des für die thermische Belastung ausschlaggebenden Strombetrags.

$$\varphi_{I_R}^{(t)} = \varphi_{\Delta I_S}^{(t)} \Rightarrow P_S \sim Q_S \quad (3.40)$$

3.3 Automatische Bestimmung der Maschenimpedanz

Der Aufwand zur Bestimmung der zuvor erläuterten Maschenimpedanz \underline{Z}_{ma} aus der Summe der Impedanzen der Leitungsabschnitte $\sum \underline{Z}_{ij} = \underline{Z}_{ma}$, vgl. Gleichung (3.12), steigt mit der Anzahl an Leitungsimpedanzen und dem Grad der Vermaschung eines Netzes.

Mittels der in Gleichung (3.41) gezeigten analytischen Herleitung kann diese Bestimmung automatisiert für sämtliche vermaschte Topologien durchgeführt werden. Basierend auf Gleichung (3.12) kann durch das Einstellen unterschiedlicher Steuerspannungen ($\underline{U}_S \neq 0$) zu den Zeitpunkten t und $t + 1$ und der Erfassung der jeweiligen Ströme \underline{I}_R die Maschenimpedanz \underline{Z}_{ma} berechnet werden. Dazu wird vorausgesetzt, dass dieser Vorgang innerhalb weniger Sekunden durchgeführt werden kann, wodurch sich die Lastsubstitution $\underline{U}_{sub}^{(t+1)} = \underline{U}_{sub}^{(t)}$ gegenseitig aufheben.

$$\underline{Z}_{ma} = \sum_{i=1}^{k-1} \underline{Z}_{ij} = \frac{\underline{U}_S^{(t+1)} - \underline{U}_S^{(t)}}{-\underline{I}_R^{(t+1)} - (-\underline{I}_R^{(t)})} = -\frac{\Delta \underline{U}_S^{(t)}}{\Delta \underline{I}_R^{(t)}} \quad (3.41)$$

Im Rahmen einer Simulationsstudie mit einem realen Netz (vgl. Abschnitt 5.1.3) und einem synthetischen Netz (20 Lasten, 10 PV-Anlagen) wurde die automatisierte Bestimmung durch den Regler verifiziert. Abbildung 3.8 stellt die Abweichungen der simulierten Maschenimpedanzbeträge $Z_{ma,sim}$ zum exakten Wert $Z_{ma,exakt}$ im Laufe eines Tages für den Zeitraum eines Jahres dar. Diese liegen im Bereich $\Delta Z_{ma,sim} <$

2% $Z_{ma,exakt}$ wodurch die Ergebnisse einer automatischen Bestimmung als ausreichend genau angenommen werden können.

Ursache für Abweichungen vom exakten Wert sind die Änderungen der Knotenspannungen $\underline{U}_{R,ein}$ und $\underline{U}_{R,aus}$ an den Anschlüssen des Reglers durch die Leistungsaufnahme und -abgabe der im Netz angeschlossenen Lasten und Einspeisungen sowie der unregelmäßigen Spannung an der Ortsnetzstation \underline{U}_{ONS} . Aufgrund des im Abschnitt 3.4 dargestellten Schaltungsdesigns besteht weiterhin eine Abhängigkeit zwischen der einzustellenden Steuerspannung \underline{U}_S und den Spannungen an den Regler-Anschlüssen $\underline{U}_{R,ein}$, $\underline{U}_{R,aus}$. Weichen diese von U_n ab, wirkt sich dies auf Steuerspannung \underline{U}_S und Steuerstrom \underline{I}_S aus. Eine Abweichung der darauf beruhenden Maschenimpedanz ist die Folge [60].

Die dargestellte Bestimmung der Maschenimpedanz kann von einem realen Regler in einem automatisierten Prozess durchgeführt werden. Dies ermöglicht dessen flexiblen Einsatz in unterschiedlichen Topologien.

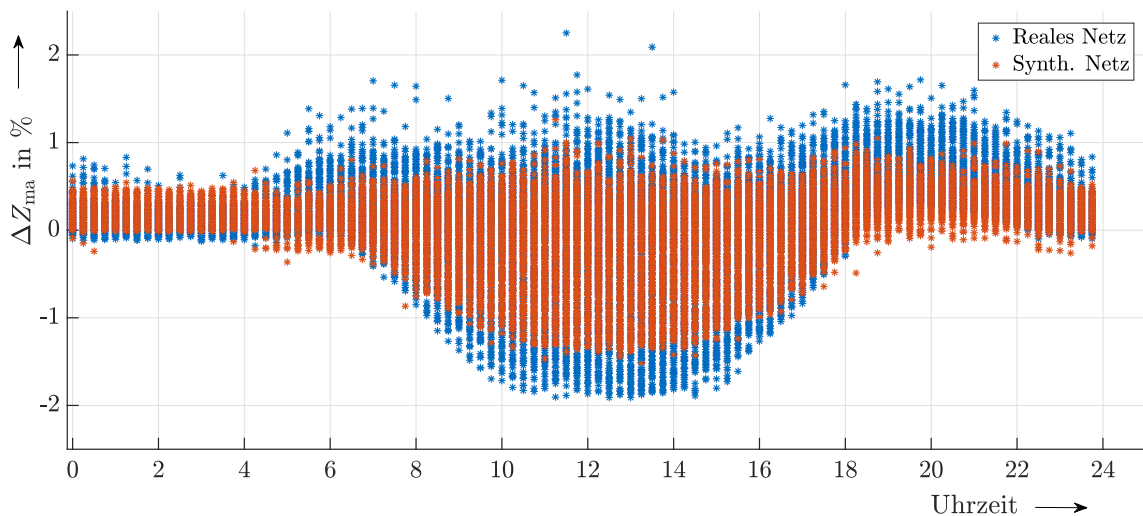


Abbildung 3.8: Abweichung der Maschenimpedanz vom exakten Wert

3.4 Schaltungsdesign des Reglers

3.4.1 Grundlagen der Steuerspannungserzeugung

Betriebsmittel in elektrischen Energieverteilungssystemen, wie z.B. Kabel oder Transformatoren, weisen zumeist eine Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten auf. Dieser Anspruch soll sich ebenso in dem nachfolgend beschriebenen Schaltungsdesign für einen realen Spannungs- und Wirkleistungsregler widerspiegeln. Ziel ist eine Realisierung basierend auf konventioneller Transformatortechnologie kombiniert mit konventionellen Bauteilen. Dadurch wird eine Diskretisierung der Steuerspannungsbeträge und -winkel erforderlich. Lediglich durch den Einsatz einer leistungselektronischen Ansteuerung wäre die Wahl stufenloser Steuerspannungswerte möglich [61].

Grundlage des Schaltungsdesigns bildet ein für NS-Spannungsregler häufig verwendeter Aufbau mit in Serie geschalteten Transformatoren T_y mit $y \in \{1 \dots n\}$, die eine Spannungsdifferenz zwischen Reglerein- und Ausgang erzeugen (Abbildung 3.9). Dieses Verfahren kann zur Erzeugung eines Steuerspannungsbetrages U_S für den SWR verwendet werden. Zur individuellen Wahl einer Steuerspannung $U_{S,Lx}$ für jeden Außenleiter Lx mit $x \in \{1, 2, 3\}$ muss die Schaltung für jeden der Leiter vorgesehen werden [60].

Aufgrund des gleichen schaltungstechnischen Aufbaus für alle drei Außenleiter wird jedoch bei allgemeinen Darstellungen auf die Angabe des Außenleiters bei der Indizierung verzichtet.

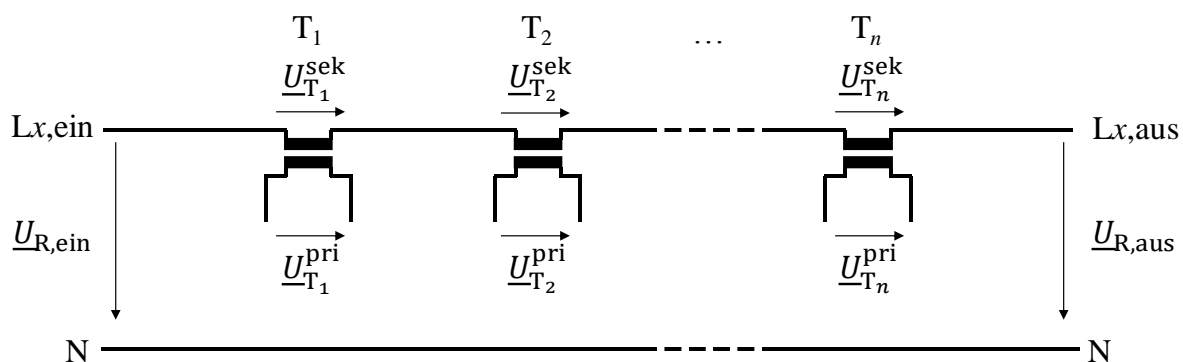


Abbildung 3.9: Prinzip NS-Spannungsregler mit Serientransformatoren

Das Übersetzungsverhältnis jedes einzelnen Transformators T_y ist definiert nach Gleichung (3.42). Hierbei gelten die Wicklungen im Hauptstromkreis als die in Reihe zu den Außenleitern liegenden Wicklungen. Die Wicklungen im Steuerstromkreis sind mit den Schaltkreisen zur Betragssteuerung verbunden (vgl. Abschnitt 3.4.4).

$$\dot{i}_{T_y} = \frac{\text{Wicklung im Steuerstromkreis}}{\text{Wicklung im Hauptstromkreis}} = \frac{U_{T_y}^{\text{pri}}}{U_{T_y}^{\text{sek}}} \quad (3.42)$$

Die Summe der Sekundärspannungen $\underline{U}_{T_y}^{\text{sek}}$ der Transformatoren T_y zwischen den Anschlussklemmen mit den Spannungen $\underline{U}_{R,\text{ein}}$ und $\underline{U}_{R,\text{aus}}$ führt nach Gleichung (3.43) zu einer Spannungsdifferenz, die der Steuerspannung \underline{U}_S entspricht.

$$\begin{aligned} \underline{U}_{R,\text{ein}} &= \sum_{y=1}^n \underline{U}_{T_y}^{\text{sek}} + \underline{U}_{R,\text{aus}} \\ \Rightarrow \underline{U}_{R,\text{ein}} - \underline{U}_{R,\text{aus}} &= \sum_{y=1}^n \underline{U}_{T_y}^{\text{sek}} = \sum_{y=1}^n \left(\frac{1}{\dot{i}_{T_y}} \cdot U_{T_y}^{\text{pri}} \right) = \underline{U}_S \end{aligned} \quad (3.43)$$

Aufgrund einer entsprechenden Vorzeichenwahl der Primärspannungen $\underline{U}_{T_y}^{\text{pri}}$ können die sekundärseitigen Spannungen $\underline{U}_{T_y}^{\text{sek}}$ sowohl mit einem positiven als auch einem negativen Beitrag in die Summenbildung eingehen. Damit kann $U_{R,\text{ein}} \leq U_{R,\text{aus}}$ oder $U_{R,\text{ein}} \geq U_{R,\text{aus}}$ in diskreten Stufen gewählt werden.

Durch die Verwendung komplexer Primärspannungen $\underline{U}_{T_y}^{\text{pri}}$ mit einem für alle Transformatoren einheitlichen Winkel $\delta_{T_y,\text{pri}}$ kann eine Anpassung des Steuerspannungswinkels α vorgenommen werden.

$$\underline{U}_S \cdot e^{j\alpha} = \left(\sum_{y=1}^n \frac{1}{\dot{i}_{T_y}} \cdot U_{T_y}^{\text{pri}} \right) \cdot e^{j\delta_{T_y,\text{pri}}} \quad \text{mit } \alpha = \delta_{T_y,\text{pri}} \quad (3.44)$$

Zur Realisierung komplexer Steuerspannungen \underline{U}_S erfolgt die Einstellung von Steuerspannungsbeträgen U_S und -winkeln α durch getrennte Schaltkreise. Abbildung 3.10 stellt dazu den schaltungstechnischen Aufbau eines SWRs schematisch dar. Die für jeden Außenleiter L1 bis L3 erforderlichen Schaltkreise zur Betragssteuerung basieren auf den in diesem Abschnitt erläuterten Grundlagen zu NS-Spannungsreglern. Die Bereitstellung der Primärspannungen $\underline{U}_{T_y}^{\text{pri}}$ der Schaltungen erfolgt über den Schaltkreis

zur Winkelsteuerung (WiStr) mit der Spannung $\underline{U}_{\text{WiStr}}$, Gleichung (3.46). Dieser ist an den Ausgang des Reglers angeschlossen. Die Winkelsteuerung dient zur Einstellung des Steuerspannungswinkels α . Der Schaltkreis hat lediglich einen Einfluss auf den Winkel δ_{WiStr} der Spannung $\underline{U}_{\text{WiStr}}$, jedoch nicht auf deren Betrag. Dieser entspricht dem Betrag der Spannung $U_{\text{R,aus}}$ am Regler Ausgang. Der Winkel der Spannung $U_{\text{R,aus}}$ liegt stets in der reellen Achse. Alle anderen genannten Winkel beziehen sich auf diesen. Somit gilt:

$$|U_{T_y}^{\text{sek}} \cdot \dot{i}_{T_y}| = |U_{T_y}^{\text{pri}}| = |U_{\text{WiStr}}| = |U_{\text{R,aus}}| \quad \text{für } y \in \{1 \dots n\} \quad (3.45)$$

$$\alpha = \delta_{T_y, \text{pri}} = \delta_{\text{WiStr}} \quad (3.46)$$

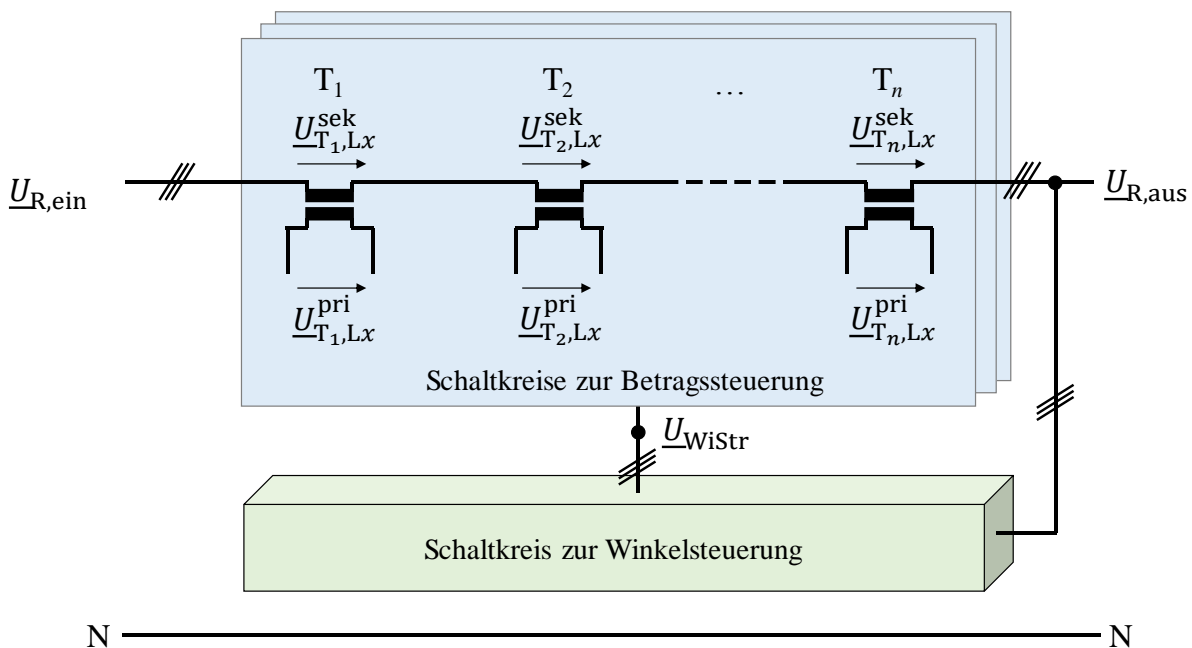


Abbildung 3.10: Schematische Darstellung der Regler-Schaltkreise

Die primärseitige Spannungsversorgung der Transformatoren T_y ist folglich von der Spannung am Knoten des Regler-Ausgangs abhängig. Aufgrund der fixen Übersetzungsverhältnisse ist eine Rückwirkung auf die Sekundärspannung und somit auch auf die Steuerspannung die Folge.

Daher werden im weiteren Verlauf der Steuerspannungsbetrag U_S und die davon abgeleiteten Spannungen in Prozent von $U_{\text{R,aus}}$ angegeben:

$$u_S = \frac{U_S}{U_{\text{R,aus}}} \cdot 100\% \quad (3.47)$$

3.4.2 Stufenweite und -anzahl

Die Schaltkreise zur Betragssteuerung ermöglichen die Erzeugung diskreter Steuerspannungsbeträge. Somit werden nachfolgende diskrete Steuerspannungen mit \tilde{U}_S bzw. \tilde{u}_S bezeichnet. Die kleinste Differenz zweier diskreter Steuerspannungsbeträge \tilde{u}_S wird als Stufenweite $\tilde{u}_{S,\Delta}$ der Steuerspannung bezeichnet.

Die einzelnen, einstellbaren Steuerspannungsbeträge \tilde{u}_S zwischen der größten $\tilde{u}_{S,\max}$ und der kleinsten $-\tilde{u}_{S,\max}$ wählbaren Steuerspannung werden als Steuerspannungsstufe SSt bezeichnet. Zur Bestimmung der SSt gilt Gleichung (3.48). Da $\tilde{u}_S = 0\%$ als einzelne Stufe gezählt wird, erfolgt eine Addition von 1.

$$SSt = \frac{\tilde{u}_S + \tilde{u}_{S,\max}}{\tilde{u}_{S,\Delta}} + 1 \quad \text{mit } SSt = \{1 \dots n_{SSt}\} \in \mathbb{N} \quad (3.48)$$

Die maximale Stufenanzahl n_{SSt} definiert sich durch den maximalen positiven und negativen Steuerspannungsbetrag $\pm\tilde{u}_{S,\max}$ sowie der Stufenweite $\tilde{u}_{S,\Delta}$:

$$n_{SSt} = \frac{2 \cdot |\tilde{u}_{S,\max}|}{\tilde{u}_{S,\Delta}} + 1 \quad (3.49)$$

Einen entscheidenden Einfluss auf die Anzahl der Stufen n_{SSt} hat die Wahl der Übersetzungsverhältnisse \dot{i}_{T_y} der Stufen-Transformatoren T_y . Entspricht das Verhältnis der Übersetzungsverhältnisse $\frac{\dot{i}_{T_{y+1}}}{\dot{i}_{T_y}} = 3$ kann durch eine kaskadierenden Ein- und Ausschaltung der Transformatoren die größtmögliche Anzahl an Stufen mit gleichzeitig geringer Stufenweite $\tilde{u}_{S,\Delta}$ erzeugt werden. Ein entsprechendes Beispiel für eine kaskadierenden Stufenwahl ist in Abschnitt 3.4.3, Tabelle 3.2 gegeben.

In Abbildung 3.11 sind als exemplarisches Beispiel für SWR mit maximal $y = 4$ Stufen-Transformatoren T_y die möglichen Stufen SSt mit $\tilde{u}_S > 0\%$ für verschiedene Stufenweiten $\tilde{u}_{S,\Delta} = \{0,1\%, 0,2\%, 0,5\%, 1,0\%\}$ gegeben. Weiterhin sind die Transformatoren T_y , mit denen die dargestellten Stufen erzeugt werden, markiert. Als zu erzielende maximale Steuerspannung wird $\tilde{u}_{S,\max} = 10\%$ angenommen.

Die Darstellung zeigt, dass die Stufenweite $\tilde{u}_{S,\Delta} = 1,0\%$ bereits nach $\Delta SSt = 10$ mit nur $y=3$ Transformatoren das erwartete $\tilde{u}_{S,\max}$ erreicht. Kleinschrittige Steuerspannungs- und Stromeinstellungen sind jedoch nicht möglich. Mit der Stufenweite $\tilde{u}_{S,\Delta} = 0,5$ kann

mit $y = 3$ und $\Delta SSt = 13$ lediglich ein $\tilde{u}_{S,\max} = 6,5\%$, mit $y = 4$ ein $\tilde{u}_{S,\max} = 20\%$ erzeugt werden. Stufenweite $\tilde{u}_{S,\Delta} = 0,1\%$ und $\tilde{u}_{S,\Delta} = 0,2\%$ bieten eine hohe Stufenanzahl $n_{SSt} = 81$ bei gleichzeitig geringer Stufenweite, jedoch erreicht lediglich $\tilde{u}_{S,\Delta} = 0,2\%$ eine an das geforderte $\tilde{u}_{S,\max}$ heranreichende Steuerspannung $\tilde{u}_{S,\max} = 8\%$.

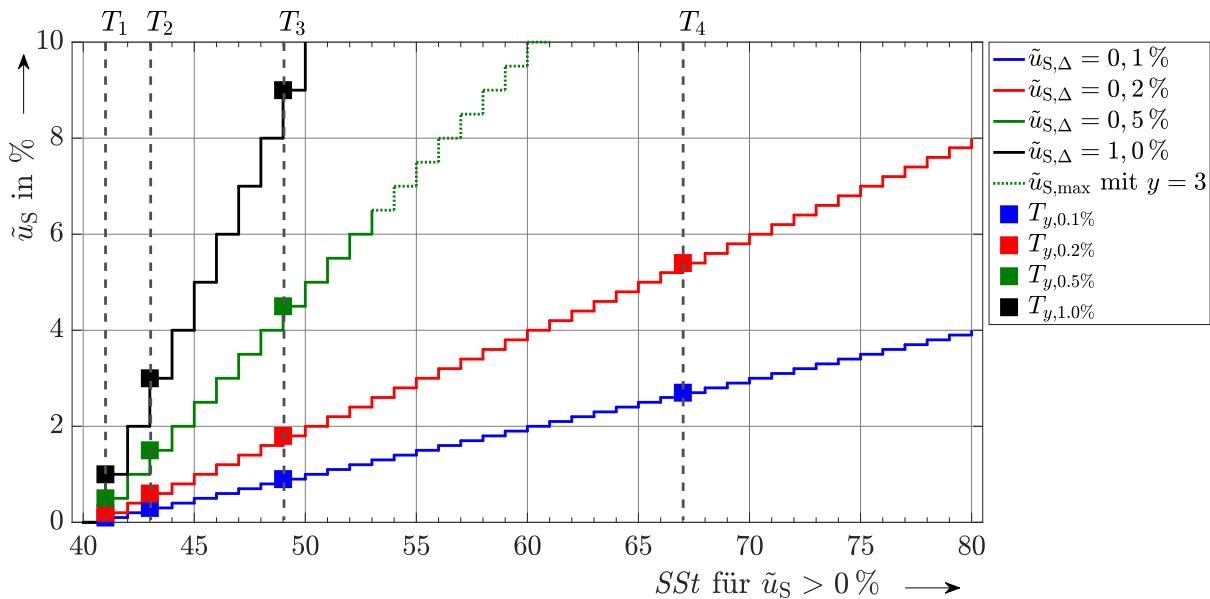


Abbildung 3.11: Vergleich möglicher Stufenweiten $\tilde{u}_{S,\Delta}$

Basierend auf diesen Ergebnissen wird für nachfolgende Untersuchungen die diskrete Steuerspannung \tilde{u}_S wie folgt festgelegt:

$$\tilde{u}_S = 0 \dots \pm 8\% \quad \text{mit} \quad \tilde{u}_{S,\Delta} = 0,2\% \quad \Rightarrow \quad n_{SSt} = 81$$

3.4.3 Realisierung der Steuerspannungsbetragsstufen

Die in Abbildung 3.10 schematisch dargestellten Schaltkreise werden nachfolgend eingehend erläutert. Die Steuerspannungs-Betragssteuerung erfolgt mit Hilfe der in Abbildung 3.12 dargestellten Schaltung, welche für jeden einzelnen Außenleiter vorzusehen ist. Dadurch können für diese individuelle Steuerspannungsbeträge $\tilde{u}_{S,Lx}$ gewählt werden. Aus der im vorherigen Abschnitt 3.4.2 ermittelten Stufenweite $\tilde{u}_{S,\Delta}$ und -anzahl n_{SSt} ergeben sich die in Tabelle 3.1 angegebenen Werte für die verwendeten Stufentransformatoren des dargestellten Schaltkreises.

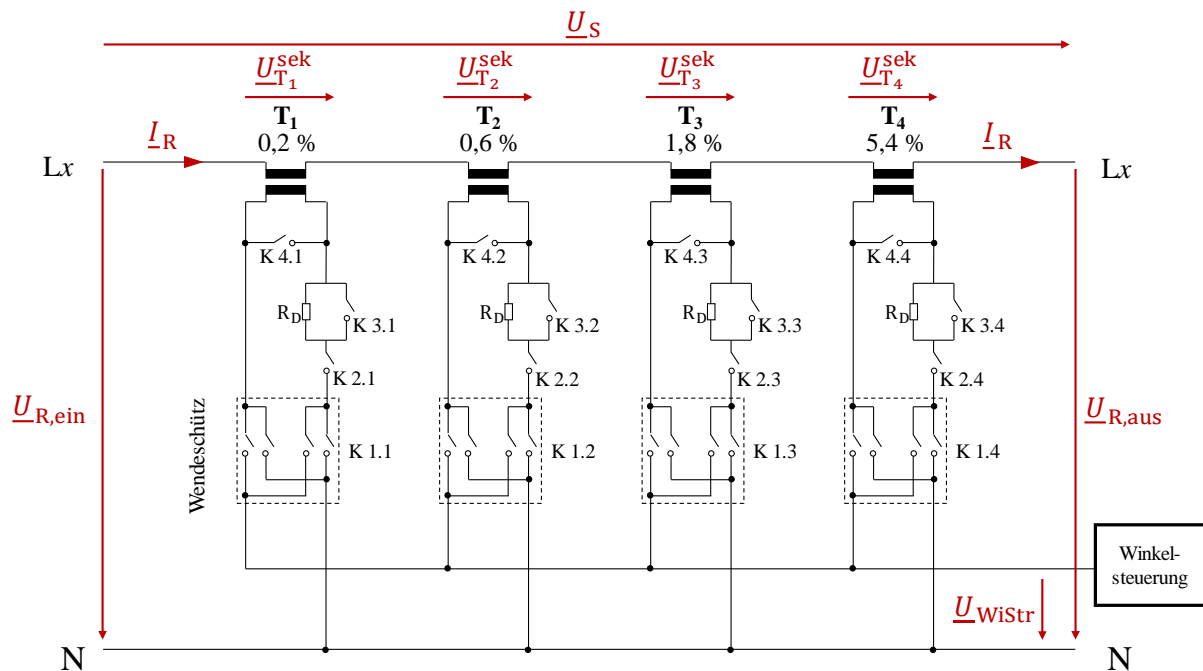


Abbildung 3.12: Schaltung zur Betragssteuerung

Tabelle 3.1: Übersetzungsverhältnisse der Transformator-Stufen

	T₁	T₂	T₃	T₄
\ddot{u}_{Ty}	1/0,002	1/0,006	1/0,018	1/0,054
n_{sek}/n_{pri}	1/500	1/167	1/56	1/19
u_{Ty}^{sek}	0,2%	0,6%	1,8%	5,4%

Die Transformatoren T_1 bis T_4 können unabhängig voneinander über die Relais $K 2.1$ bis $K 2.4$ aus Abbildung 3.12 ein- und ausgeschaltet werden. Während des Einschaltvorgangs wird der Widerstand R_D zur Begrenzung der Einschaltströme den jeweiligen Transformatoren vorgeschaltet. Nach dem Einschaltvorgang werden die Widerstände R_D mittels der Relais $K 3.1$ bis $K 3.4$ überbrückt. Im ausgeschalteten Zustand sind die primärseitigen Wicklungen durch die Relais $K 4.1$ bis $K 4.4$ kurzgeschlossen. Mit den Wendeschützen $K 1.1$ bis $K 1.4$ kann das Vorzeichen der Primär- und induzierten Sekundärspannung U_{Ty}^{sek} bestimmt werden. Somit kann durch Kombination der einzelnen Transformatoren die Steuerspannung u_S nach Tabelle 3.2 mittels der dargestellten Logik variiert werden.

Tabelle 3.2: Kombination der Stufentransformatoren zur Steuerspannungserzeugung

Stufe n_{SSt}	u_{st}	Transformatoren			
		T_1 $u_{T1} = 0,2\%$	T_2 $u_{T2} = 0,6\%$	T_3 $u_{T3} = 1,8\%$	T_4 $u_{T4} = 5,4\%$
-40	-8,0%	-	-	-	-
-39	-7,8%	0	-	-	-
...					
-3	0,6%	0	-	0	0
-2	-0,4%	+	-	0	0
-1	-0,2%	-	0	0	0
0	0%	0	0	0	0
+1	+0,2%	+	0	0	0
+2	+0,4%	-	+	0	0
+3	+0,6%	0	+	0	0
...					
+39	+7,8%	0	+	+	+
+40	+8,0%	+	+	+	+

±: eingeschaltet, Vorzeichenwahl durch Wendeschütz K 1.1 bis K 1.4

0: ausgeschaltet und durch Relais K4.1 bis K4.4 kurzgeschlossen

3.4.4 Realisierung der Steuerspannungswinkel

Die Winkel der Steuerspannung werden über den Schaltkreis zur Winkelsteuerung in Abbildung 3.13 erzeugt. Dieser besteht im Wesentlichen aus den drei farblich unterlegten Baugruppen. Der dreiphasig aufgebaute Schaltkreis stellt die Versorgungsspannungen $\underline{U}_{\text{WiStr}}$ für die drei Schaltkreise zur Betragssteuerung $U_{\text{Str}} L1$ bis $U_{\text{Str}} L3$, nach Abbildung 3.12, zur Verfügung. Mit Hilfe der Relais-Matrix im Zentrum der Schaltung können die Steuerspannungswinkel α gewählt werden. Hierzu wird $\underline{U}_{\text{WiStr}}$ entweder an einem der drei Außenleiter oder an einem Abgang des Zusatztransformators abgegriffen. Dieser ist in der Schaltgruppe „DYN11“ aufgebaut und liefert dadurch eine Phasenverschiebung von -30° .

Tabelle 3.14 stellt die notwendigen geschlossenen Relais-Kontakte dar, welche zur Einstellung des Winkels α gewählt werden müssen.

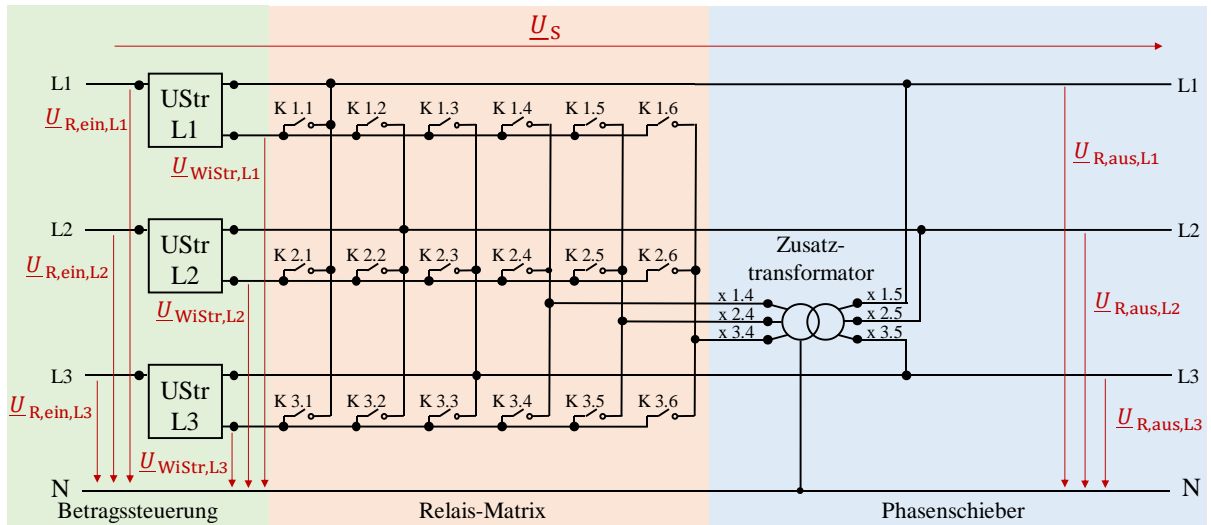


Abbildung 3.13: Schaltung zur Winkelsteuerung

		Steuerspannungswinkel $\tilde{\alpha}$													
		Relais	δ	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
Netz	K x.1	0°	•												
	K x.2	240°			•						•				
	K x.3	120°					•							•	
Zusatz- transfor- mator	K x.4	330°						•							•
	K x.5	90°				•							•		
	K x.6	210°		•							•				
Wendeschtz		180°		•	•				•	•			•	•	

• Schaltzustand "ein"

Abbildung 3.14: Winkelsteuerung durch Relaismatrix

3.4.5 Abweichung durch Winkel-Diskretisierung

Die Schaltung zur Winkelsteuerung erfordert eine Rundung des exakt berechneten Steuerspannungswinkels α auf einen diskreten Winkel $\tilde{\alpha} = x \cdot 30^\circ$ für $x \in \{0 \dots 11\}$. Die Abweichung vom exakten Wert wird nach Gleichung (3.51) durch ϵ ausgedrückt und beträgt maximal $\pm 15^\circ$.

$$\tilde{\alpha} = \text{runden}(\alpha, 30^\circ) \tag{3.50}$$

$$\epsilon = |\tilde{\alpha} - \alpha| \leq \pm 15^\circ \tag{3.51}$$

Die Rundung des Steuerspannungswinkels α zu $\tilde{\alpha}$ resultiert nach den Gleichungen (3.52) und (3.53) in einer Änderung des Steuerstromwinkels $\varphi_{\Delta I_S}$ um ϵ . Aufgrund

der Steuerwinkelrundung bzw. -diskretisierung ergibt sich nach Gleichung (3.54) der diskrete Winkel $\tilde{\varphi}_{\Delta I_S}$.

$$\Delta I_S \cdot e^{j\varphi_{\Delta I_S}} = -\frac{\Delta U_S \cdot e^{j\alpha}}{Z_{ma} \cdot e^{j\psi_{ma}}} \Rightarrow \varphi_{\Delta I_S} = \alpha - \psi_{ma} + 180^\circ \quad (3.52)$$

$$\text{Diskretisierung} \Rightarrow \underbrace{\varphi_{\Delta I_S} + \epsilon}_{=\tilde{\varphi}_{\Delta I_S}} = \underbrace{\alpha + \epsilon}_{=\tilde{\alpha}} - \psi_{ma} + 180^\circ \quad (3.53)$$

$$\Rightarrow \tilde{\varphi}_{\Delta I_S} = \tilde{\alpha} - \psi_{ma} + 180^\circ \quad (3.54)$$

Die Diskretisierung von Steuerspannungsbeträgen und -winkeln resultiert durch Anpassung der Gleichung (3.17) folglich in Gleichung (3.55):

$$\boxed{\Delta \tilde{I}_S \cdot e^{j\tilde{\varphi}_{\Delta I_S}} = -\frac{\Delta \tilde{U}_S \cdot e^{j\tilde{\alpha}}}{Z_{ma} \cdot e^{j\psi_{ma}}}} \quad (3.55)$$

Das Zeigerdiagramm in Abbildung 3.15 (vergrößerte Abbildung im Anhang 15.3) stellt die vorab hergeleiteten und in Gleichung (3.56) dargestellten Zusammenhänge grafisch dar. Es wird die Annahme getroffen, dass der Strom $I_{\underline{R}}^{(t)}$ den Winkel $\varphi_{I_{\underline{R}}}^{(t)} = 0^\circ$ aufweist. Aufgrund der Diskretisierung der Steuerspannung $\tilde{U}_S^{(t)}$ weicht deren Winkel $\tilde{\alpha}$ um ϵ vom Maschenimpedanzwinkel ψ_{ma} ab. Dies führt zu einer ebenso großen Abweichung des Winkels $\tilde{\varphi}_{\Delta I_S} = \epsilon$ der Steuerstromänderung $\Delta \tilde{I}_S$. Folglich ergibt sich der Strom $I_{\underline{R}}^{(t+1)}$ mit dem Winkel $\varphi_{I_{\underline{R}}}^{(t+1)} \neq \varphi_{I_{\underline{R}}}^{(t)}$.

$$\begin{aligned} I_{\underline{R}}^{(t+1)} \cdot e^{j\varphi_{I_{\underline{R}}}^{(t+1)}} &= I_{\underline{R}}^{(t)} \cdot e^{j\varphi_{I_{\underline{R}}}^{(t)}} + \Delta \tilde{I}_S^{(t)} \cdot e^{j\tilde{\varphi}_{\Delta I_S}} \\ &= I_{\underline{R}}^{(t)} \cdot e^{j\varphi_{I_{\underline{R}}}^{(t)}} + \frac{\tilde{U}_S^{(t+1)} - \tilde{U}_S^{(t)}}{Z_{ma}} \cdot e^{j(\tilde{\alpha} - \psi_{ma} + 180^\circ)} \end{aligned} \quad (3.56)$$

Die nachfolgenden Untersuchungen zeigen jedoch, dass in Abhängigkeit des Verhältnisses zwischen $I_{\underline{R}}^{(t)}$ und $\Delta \tilde{I}_S^{(t)}$ der Einfluss der Winkelabweichung ϵ vernachlässigbar ist. Somit sind sowohl die gewünschte, reine Strombetragsänderung zwischen $I_{\underline{R}}^{(t)}$ und $I_{\underline{R}}^{(t+1)}$ sowie die Beziehung $P_S \sim Q_S$ (vgl. Gleichung 3.40) hinreichend genau erfüllt.

Die Winkelabweichung $\Delta\varphi_{I_{\underline{R}}} = \varphi_{I_{\underline{R}}}^{(t+1)} - \varphi_{I_{\underline{R}}}^{(t)}$ zwischen den Strömen $I_{\underline{R}}^{(t+1)}$ und $I_{\underline{R}}^{(t)}$ kann mit Hilfe einfacher geometrischer Winkelbeziehungen analytisch bestimmt werden

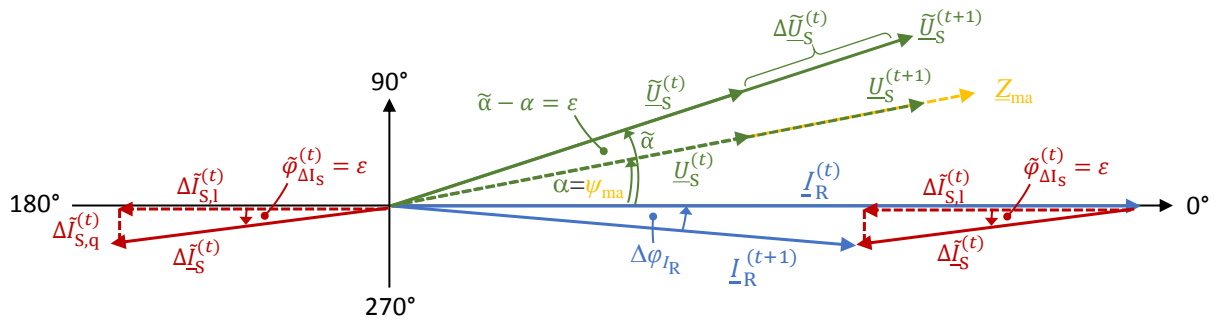


Abbildung 3.15: Zeigerdiagramm zur Darstellung des Einflusses der Diskretisierung auf den Steuerstrom

(Abbildung 3.15). Dazu wird $\Delta \tilde{I}_S^{(t)}$ in eine Längs- und eine Quer-Komponente ($\Delta \tilde{I}_{S,l}^{(t)}$, $\Delta \tilde{I}_{S,q}^{(t)}$) zerlegt. Damit kann nach Gleichung (3.57) der Winkel zwischen $I_R^{(t)}$ und $I_R^{(t+1)}$ bestimmt werden:

$$\Delta \varphi_{I_R} = \arctan \left(\frac{\Delta \tilde{I}_{S,q}^{(t)}}{I_R^{(t)} - \Delta \tilde{I}_{S,l}^{(t)}} \right) \quad (3.57)$$

Mit Hilfe der geometrischen Zusammenhänge aus Gleichung (3.58) kann aus Gleichung (3.57) die resultierende Gleichung (3.59) hergeleitet werden:

$$\begin{aligned} \Delta \tilde{I}_{S,q}^{(t)} &= \sin(\epsilon) \cdot \Delta \tilde{I}_S^{(t)} \\ \Delta \tilde{I}_{S,l}^{(t)} &= \cos(\epsilon) \cdot \Delta \tilde{I}_S^{(t)} \end{aligned} \quad (3.58)$$

$$\Delta \varphi_{I_R} = \arctan \left(\frac{\sin(\epsilon) \cdot \Delta \tilde{I}_S^{(t)}}{I_R^{(t)} - \cos(\epsilon) \cdot \Delta \tilde{I}_S^{(t)}} \right) = \arctan \left(\frac{\sin(\epsilon)}{\frac{I_R^{(t)}}{\Delta \tilde{I}_S^{(t)}} - \cos(\epsilon)} \right) \quad (3.59)$$

Anhand Gleichung (3.59) ist erkennbar, dass die Winkelabweichung $\Delta \varphi_{I_R}$ maßgeblich von der Steuerspannungswinkelabweichung ϵ und dem Quotienten $\frac{I_R^{(t)}}{\Delta \tilde{I}_S^{(t)}}$ abhängig ist. Dieser Zusammenhang wird mit Hilfe der Abbildung 3.16 verdeutlicht. Hierzu wurde $\Delta \varphi_{I_R}$ für drei exemplarisch gewählte ϵ in Abhängigkeit des Quotienten $\frac{I_R^{(t)}}{\Delta \tilde{I}_S^{(t)}}$ dargestellt.

Die Untersuchung zeigt, für Quotienten $\frac{I_R^{(t)}}{\Delta \tilde{I}_S^{(t)}} > 1$ konvergiert $\Delta \varphi_{I_R} \rightarrow 0$, für $\frac{I_R^{(t)}}{\Delta \tilde{I}_S^{(t)}} < 1$

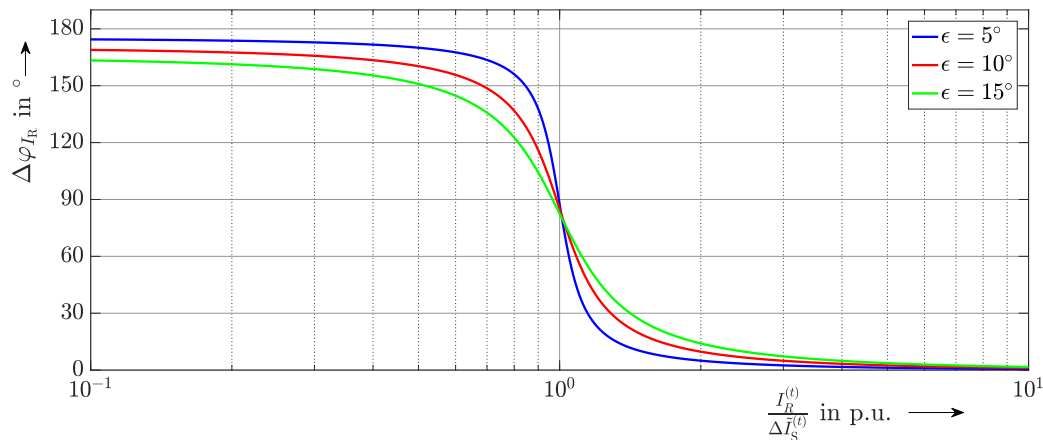


Abbildung 3.16: Abhängigkeit der Winkelabweichung $\Delta\varphi_{I_R}$ von $I_R^{(t)}$ und $\Delta\tilde{I}_S^{(t)}$ für drei exemplarische ϵ

konvergiert $\Delta\varphi_{I_R} \rightarrow 180^\circ - \epsilon$. Ab $\frac{I_R^{(t)}}{\Delta\tilde{I}_S^{(t)}} \approx 2$ ist $\Delta\varphi_{I_R} < \epsilon$. Lediglich für den speziellen

Fall $\frac{I_R^{(t)}}{\Delta\tilde{I}_S^{(t)}} = 1$ beträgt für alle ϵ die Winkelabweichung $\Delta\varphi_{I_R} \approx 90^\circ$.

Im Hinblick auf den Einsatz eines SWR zur Begrenzung von Stromspitzen sind die Quotienten erst ab $\frac{I_R^{(t)}}{\Delta\tilde{I}_S^{(t)}} > 3$ als betrieblich relevant zu erachten. Mit steigendem Quotienten liegen die Winkelabweichungen $\Delta\varphi_{I_R}$ für die maximale Steuerspannungswinkelabweichung δ bei $\Delta\varphi_{I_R} < 7,25^\circ$. Folglich können diese als marginal und somit vernachlässigbar erachtet werden.

3.5 Verlustleistung bei Regler-Einsatz

3.5.1 Verlustleistung des Reglers

Die Verlustleistung eines realen Reglers unterteilt sich in die Leistung $\underline{S}_{V,T}$ der Stufentransformatoren sowie die Leistung $\underline{S}_{V,Strg}$ der Steuereinheit, inklusive CPU, Mess- und Kommunikationstechnik. $\underline{S}_{V,T}$ ist maßgeblich von dem durch den Hauptstromkreis fließenden Strom \underline{I}_R und der eingestellten Steuerspannung \underline{U}_S abhängig. Die Berechnung erfolgt nach Gleichung (3.60). Die Kopplung zwischen Primär- und Sekundärstromkreisen wird dabei als ideal und somit verlustfrei angenommen.

$$\begin{aligned}
\underline{S}_{V,T} &= \sum_{x=1}^3 \left(\underline{U}_{WiStr,Lx} \cdot \sum_{y=1}^n \underline{I}_{Ty,Lx}^{*pri} \right) \\
&= \sum_{x=1}^3 \left(\frac{\underline{U}_{WiStr,Lx}}{\underline{u}_{S,Lx}} \cdot \underline{I}_{R,Lx}^* \right) \\
&= \sum_{x=1}^3 (\underline{U}_{S,Lx} \cdot \underline{I}_{S,Lx}^*)
\end{aligned} \tag{3.60}$$

Die Gesamtverlustleistung $\underline{S}_{V,R}$ ergibt sich folglich aus $\underline{S}_{V,T}$ und $\underline{S}_{V,Strg}$.

$$\underline{S}_{V,R} = \underline{S}_{V,T} + \underline{S}_{V,Strg} \tag{3.61}$$

3.5.2 Netzverluste bei Regler-Einsatz

Wie in Abschnitt 2.2.2.1 bereits erläutert wurde, entstehen thermische Verluste in jedem stromdurchflossenen Leiter jedes Netzabschnitts. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich im aktiven Regelbetrieb die Ströme $\underline{I}_{ij,Lx}$ mit $x = \{0, 1, 2, 3\}$, wobei $x = 0$ dem PEN-Leiter entspricht, in den einzelnen Streckenabschnitten um den Einfluss des Steuerstroms $\underline{I}_{S,ij,Lx}$ ändern. Somit ergeben sich die Netzverluste $P_{V,net}$ beim Einsatz eines Reglers für das Netz nach Abbildung 3.4 zu:

$$P_{V,I_S} = \sum_{x=0}^3 \left[\sum_{\substack{i=2 \\ j=i-1}}^m \left| \underline{I}_{ij} + \underline{I}_{S,ij} \right|^2 \cdot \operatorname{Re} \{ \underline{Z}_{ij} \} + \sum_{\substack{i=m \\ j=i+1}}^{k-1} \left| \underline{I}_{ij} - \underline{I}_{S,ij} \right|^2 \cdot \operatorname{Re} \{ \underline{Z}_{ij} \} \right] \tag{3.62}$$

4 Regelkonzepte mittels Kennlinienverfahren

4.1 Analytisch bestimmbare Regelziele zur Strombetragsregelung in Ringnetzen

Die mit Hilfe eines SWR anwendbaren Regelziele (RZ) sollen zur Einhaltung eines gewünschten Soll- oder Grenzwerts sowohl für Spannungen als auch für Ströme dienen. Mit den Grundlagen aus Kapitel 3 können die nachfolgend erläuterten, analytisch bestimmbaren Regelziele zur Strombetragsregelung in Ringnetzen definiert und berechnet werden [59].

Das in Abbildung 4.1 dargestellte Ringnetz zeigt die Netzabschnitte mit den zu regelnden Strömen und den dazugehörigen Regelzielen auf.

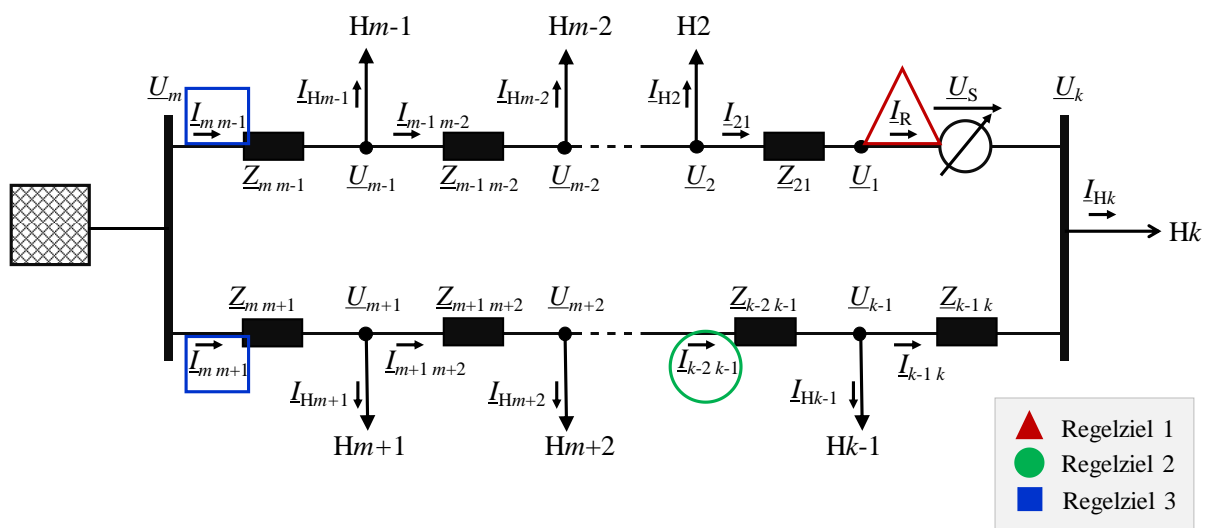


Abbildung 4.1: Ringnetz mit den möglichen Regelzielen 1 bis 3

Regelziel 1: Strom durch Regler

Mit Hilfe des Regelziels 1 kann der Strom durch den Regler $I_R^{(t)}$ zum Zeitpunkt t auf einen Sollstrom $I_R^{(t+1)} = I_{R,\text{soll}}$ zum Zeitpunkt $t + 1$ eingeregelt werden (Abbildung 4.1, rotes Dreieck). Zur Einstellung eines Sollstroms $I_{R,\text{soll}}$ gilt nach Gleichung (3.17) für die Steuerspannungsänderung ΔU_R :

$$\Delta U_S^{(t)} = \left(I_R^{(t)} - I_{R,\text{soll}} \right) \cdot Z_{\text{ma}} \quad (4.1)$$

Regelziel 2: Strom in beliebigem Netzabschnitt

Die Methode aus Regelziel 1 kann zur Einhaltung von Regelziel 2 in analoger Weise für den Strom \underline{I}_{ij} eines beliebigen Netzabschnitts (Abbildung 4.1, grüner Kreis) übernommen werden. Der Regler treibt einen Steuerstrom \underline{I}_S durch die Netzmasche, der sich aufgrund des Superpositionsprinzips zu allen Leitungsströmen \underline{I}_{ij} hinzuaddiert. Durch eine Änderung des Stroms $\underline{I}_{ij}^{(t)}$ um $\Delta \underline{I}_S^{(t)}$ kann nach Gleichung (4.2) ein Sollstrom $\underline{I}_{ij}^{(t+1)} = \underline{I}_{ij,\text{soll}}$ erzeugt werden.

Fall 1: $i = 2 \dots m, j = i - 1$

$$\underline{I}_{ij,\text{soll}} = \underline{I}_{ij}^{(t)} + \Delta \underline{I}_S^{(t)} \Rightarrow \underline{I}_{R,\text{soll}} = \underline{I}_R^{(t)} + \Delta \underline{I}_S^{(t)} = \underline{I}_R^{(t)} + \left(\underline{I}_{ij,\text{soll}} - \underline{I}_{ij}^{(t)} \right) \quad (4.2)$$

Fall 2: $i = m \dots k - 1, j = i + 1$

$$\underline{I}_{ij,\text{soll}} = \underline{I}_{ij}^{(t)} - \Delta \underline{I}_S^{(t)} \Rightarrow \underline{I}_{R,\text{soll}} = \underline{I}_R^{(t)} - \Delta \underline{I}_S^{(t)} = \underline{I}_R^{(t)} - \left(\underline{I}_{ij,\text{soll}} - \underline{I}_{ij}^{(t)} \right)$$

Aus Gleichung (4.1) folgt zusammen mit Gleichung (4.2) die einzustellende Steuerspannungsanpassung $\Delta \underline{U}_S$ in Gleichung (4.3):

$$\Delta \underline{U}_S^{(t)} = \begin{cases} + \left(\underline{I}_{ij}^{(t)} - \underline{I}_{ij,\text{soll}} \right) \cdot \underline{Z}_{\text{ma}} & \text{für } i = 2 \dots m, j = i - 1 \\ - \left(\underline{I}_{ij}^{(t)} - \underline{I}_{ij,\text{soll}} \right) \cdot \underline{Z}_{\text{ma}} & \text{für } i = m \dots k - 1, j = i + 1 \end{cases} \quad (4.3)$$

Regelziel 3: Strom in Stromkreisabgängen

Mit Regelziel 3 kann eine gleichmäßige Auslastung zweier Stromkreisabgänge erzielt werden (Abbildung 4.1, blaue Vierecke). Hierzu sind die Ströme \underline{I}_{mm-1} und \underline{I}_{mm+1} betragsmäßig anzugleichen, was zu $|\underline{I}_{mm-1}| = |\underline{I}_{mm+1}|$ führt. Im unregulierten Fall haben die Ströme aufgrund einer möglicherweise inhomogenen Lastverteilung im Netz unterschiedliche Beträge $I_{mm-1}^{(t)} \neq I_{mm+1}^{(t)}$, woraus unter der Annahme rein reeller Ströme mit $\cos \varphi = 1$ ein $\Delta I^{(t)}$ resultiert:

$$I_{mm-1}^{(t)} + \Delta I^{(t)} = I_{mm+1}^{(t)} - \Delta I^{(t)} \Rightarrow \Delta I^{(t)} = \Delta I_S^{(t)} = \frac{I_{mm+1}^{(t)} - I_{mm-1}^{(t)}}{2} \quad (4.4)$$

Mit $\Delta I^{(t)} = \Delta I_S^{(t)}$ folgt für die Steuerspannungsänderung $\Delta \underline{U}_S^{(t)}$:

$$\Delta \underline{U}_S^{(t)} = \frac{I_{m m-1}^{(t)} - I_{m m+1}^{(t)}}{2} \cdot \underline{Z}_{ma} \quad (4.5)$$

Die dargestellten Regelziele ermöglichen eine exakte Berechnung sowohl des Steuerspannungsbetrags als auch des -winkels, um ebenso Betrag und Winkel der dargestellten Ströme zu regeln. Jedoch ist dies nur bei einem Einsatz des Reglers innerhalb einer geschlossenen, unverzweigten Ringtopologie, die nur selten in NS-Netzen anzutreffen ist, möglich. Liegt statt einer reinen Ringstruktur ein beliebig vermaschtes Netz vor, müssen die Gleichungen (4.1) bis (4.5) individuell auf die vorhandene Topologie angepasst werden. Im Hinblick auf den betrieblichen Einsatz eines Betriebsmittels basierend auf diesen analytischen Berechnungen würde dies mit einem hohen planerischen Aufwand einhergehen und somit nicht zu einer praxistauglichen Lösung beitragen.

4.2 Kennlinienverfahren für vermaschte Topologien

4.2.1 Konzept

Bereits in Abschnitt 3.2.5 wurde gezeigt, dass sich ein Steuerstrom entsprechend der Vermaschung einer Topologie aufteilt. Die einfachen analytischen Herleitungen der dargestellten Regelziele für Ringnetze können nur noch bedingt angewendet werden.

Nachfolgend wird ein Kennlinienverfahren zur Bestimmung der optimalen Steuerspannung in Abhängigkeit eines oder mehrerer Regelziele erläutert. Mit Hilfe automatisiert ermittelter Kennlinien können der Algorithmus und das damit verbundene Regelkonzept in beliebigen vermascht betriebenen Topologien mit unterschiedlichem Vermaschungsgrad zum Einsatz kommen. Dadurch wird die multiple Überwachung verschiedener Regelziele sowie eine einfache betriebliche Handhabung ermöglicht.

Aufgrund des erklärten Ziels zur Konzeptionierung eines Verfahrens zur Einhaltung der thermischen Grenzen ist das Kennlinienverfahren auf eine Anwendung im Falle eines stark ausgelasteten Netzes ausgelegt. Die dabei auftretenden Leistungsfaktoren liegen, wie bereits in Abschnitt 2.1.3 in Abbildung 2.5 dargestellt, bei $\cos\varphi \approx 1$ und bilden damit die Grundlage für das Verfahren.

4.2.2 Erzeugung von Kennlinien

Die Erzeugung der Kennlinien des Kennlinienverfahrens beruht auf den theoretischen Herleitungen aus Kapitel 3. Durch Einsetzen der Gleichung (3.17) in Gleichung (3.20) kann Gleichung (4.6) erzeugt werden.

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_S^{(t+1)} &= \Delta \underline{U}_S^{(t)} + \underline{U}_S^{(t)} \\
 &= -\Delta \underline{I}_S^{(t)} \cdot \underline{Z}_{\text{ma}} + \underline{U}_S^{(t)} \\
 &= -(\underline{I}_R^{(t+1)} - \underline{I}_R^{(t)}) \cdot \underline{Z}_{\text{ma}} + \underline{U}_S^{(t)}
 \end{aligned} \tag{4.6}$$

Da mit Hilfe der Kennlinien die Steuerspannung $\underline{U}_S^{(t+1)}$ zur Erzeugung eines Stroms $\underline{I}_R^{(t+1)}$ gewählt werden soll, wird Gleichung (4.6) zu Gleichung (4.7) umgeformt. Dabei können mittels Gleichung (3.15) $\underline{I}_R^{(t)}$ und $\underline{U}_S^{(t)}$ durch $\underline{U}_{\text{sub}}^{(t)}$ ersetzt werden. Die Multiplikation aus dem Kehrwert der Maschenimpedanz $\underline{Z}_{\text{ma}}$ mit $\underline{U}_{\text{sub}}^{(t)}$ lässt sich nach Gleichung (3.14) als un geregelter Strom $\underline{I}_R^{(t)} \Big|_{U_S=0}$ darstellen.

$$\begin{aligned}
 \Rightarrow \underline{I}_R^{(t+1)} &= -\frac{1}{\underline{Z}_{\text{ma}}} \cdot \underline{U}_S^{(t+1)} + \underline{I}_R^{(t)} + \frac{1}{\underline{Z}_{\text{ma}}} \cdot \underline{U}_S^{(t)} \\
 &= -\frac{1}{\underline{Z}_{\text{ma}}} \cdot \underline{U}_S^{(t+1)} + \frac{1}{\underline{Z}_{\text{ma}}} \cdot \underline{U}_{\text{sub}}^{(t)} \\
 &= -\frac{1}{\underline{Z}_{\text{ma}}} \cdot \underline{U}_S^{(t+1)} + \underline{I}_R^{(t)} \Big|_{U_S=0}
 \end{aligned} \tag{4.7}$$

Aus Gleichung (4.7) kann die komplexe Geradengleichung $f(\underline{U}_S^{(t+1)}) = \underline{I}_R^{(t+1)}$ erzeugt werden:

$$\underline{f}(\underline{U}_S^{(t+1)}) = \underline{I}_R^{(t+1)} = -\frac{1}{\underline{Z}_{\text{ma}}} \cdot \underline{U}_S^{(t+1)} + \underline{I}_R^{(t)} \Big|_{U_S=0} \tag{4.8}$$

Durch die Diskretisierung von Steuerspannungsbetrag \tilde{U}_S und -winkel $\tilde{\alpha}$ folgt aus Gleichung (4.8):

$$\underline{f}(\tilde{U}_S^{(t+1)}) = \underline{I}_R^{(t+1)} \cdot e^{j\varphi_{I_R}^{(t+1)}} = -\frac{1}{Z_{\text{ma}}} \cdot \tilde{U}_S^{(t+1)} \cdot e^{j(\tilde{\alpha} - \psi_{\text{ma}})} + \underline{I}_R^{(t)} \Big|_{U_S=0} \cdot e^{j\varphi_{I_R}^{(t)}} \tag{4.9}$$

Unter der Annahme hoher Ströme mit $\cos \varphi \approx 1$ und aufgrund der nachweislich geringen Winkeldifferenz $\Delta \varphi_{I_R}$ durch die Winkeldiskretisierung (vgl. Abschnitt 3.4.5)

ergibt sich die nachfolgende, hinreichende Näherung einer linearen Geradengleichung der Form $f(x) = mx + b$ als Ausgangsbasis für das Kennlinienverfahren:

$$f(\tilde{U}_S) \cong -\frac{1}{Z_{ma}} \cdot \tilde{U}_S + I_R|_{U_S=0} \quad \text{mit } \tilde{\alpha} \approx \psi_{ma} \quad (4.10)$$

Die fixen Übersetzungsverhältnisse der Stufentransformatoren machen eine prozentuale Angabe der Steuerspannung \tilde{u}_S erforderlich. Durch Einsetzen der Gleichung (3.47) ergibt sich die Steigung m aus dem Kehrwert der Maschenimpedanz sowie der Spannung $U_{R,aus}$ am Regler-Ausgang. Die Erzeugung der Steigung m erfolgt zyklisch zu festgelegten Zeitpunkten, z.B. stündlich, und bleibt bis zur erneuten Erzeugung festgelegt. In den nachfolgenden Abschnitten ist dieser Vorgang ausführlich erläutert. Die Spannung $U_{R,aus}$ nimmt trotz der formal richtigen Darstellung im Zähler keinen Einfluss auf die Steigung m , da sich bei der Einstellung einer Steuerspannung \tilde{U}_S , dieser durch den Nenner der Gleichung (3.47) aufhebt. Der Ordinatenabschnitt b entspricht dem Strom $I_R|_{U_S=0}$.

$$f(\tilde{u}_S) \cong \underbrace{-\frac{U_{R,aus}}{Z_{ma}}}_{=m} \cdot \tilde{u}_S + \underbrace{I_R|_{U_S=0}}_{=b} \quad (4.11)$$

Da Z_{ma} nur für den Installationsort des Reglers bestimmt wird, ist die sich daraus ergebende Steigung nicht auf andere Messpunkte übertragbar. Die Geradengleichung $f(\tilde{u}_S)$ in Gleichung (4.11) gilt somit lediglich für die Position des Reglers und der dort lokal gemessenen Ströme. Eine allgemeine Form, für alle Messpunkte geltend, ist in Gleichung (4.12) angegeben. Der aufgrund einer aktiven Steuerspannung im Messpunkt MP fließende Strom $I_{MP}^{(t+1)}$ ist von der für den Messpunkt definierten Steigung m_{MP} und dem im unregelmäßigen Betrieb fließenden Strom $I_{MP}|_{U_S=0}$ abhängig. Somit ergibt sich ein für jeden Messpunkt MP und jeden Leiter Lx allgemeingültiger Ansatz einer Geradengleichung $f_{MP,Lx}^I(\tilde{u}_{S,Lx})$ zur Stromregelung:

$$f_{MP,Lx}^I(\tilde{u}_{S,Lx}) \cong m_{MP,Lx} \cdot \tilde{u}_{S,Lx} + I_{MP,Lx}|_{U_{S,Lx}=0} \quad (4.12)$$

Die Messpunkt- und Leiter-abhängigen Steigungen $m_{MP,Lx}$ und Ordinatenabschnitte $I_{MP,Lx}|_{U_{S,Lx}=0}$ können unter Zuhilfenahme von zuvor bestimmten Stützpunktparametern berechnet werden. Hierzu werden durch den Regler nacheinander zwei betragsmä-

ßig gleiche Steuerspannungsbeträge mit unterschiedlichen Vorzeichen $\tilde{u}_{S,SP1} = -\tilde{u}_{S,SP2}$ eingestellt. Die sich dadurch an jedem Messpunkt einstellenden Ströme I_{MP} und Spannungen U_{MP} werden gemessen und als Stützstellen zur Kennlinienerzeugung verwendet. Das Flussdiagramm in Abbildung 4.2 stellt einen möglichen in einem Regler zu implementierenden Prozess dar. Der Vorgang kann in beliebigen Intervallen, z.B. zu jeder vollen Stunde, wiederholt werden.

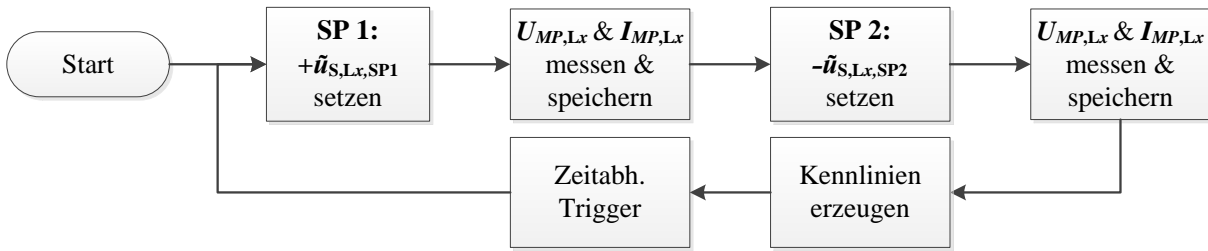


Abbildung 4.2: Prozess zur Erzeugung aller Kennlinien durch Einstellung zweier Reglerstufen $+\tilde{u}_{S,Lx,SP1}$ und $-\tilde{u}_{S,Lx,SP2}$

In Analogie zur Erzeugung der Geradengleichungen für Ströme ergeben sich ebenso für Spannungen die Funktionen $f_{MP,Lx}^U(\tilde{u}_{S,Lx})$ in den Messpunkten:

$$\boxed{f_{MP,Lx}^U(\tilde{u}_{S,Lx}) \cong m_{MP,Lx} \cdot \tilde{u}_{S,Lx} + U_{MP,Lx}|_{U_{S,Lx}=0}} \quad (4.13)$$

In den nachfolgenden Abschnitten ist weder eine Unterscheidung zwischen Spannungs- und Stromkennlinien, noch der Leiter, zur Erläuterung der Funktionsweise der für beide Größen geltenden Regelkonzepte und -ziele erforderlich. Daher wird aus Gründen einer übersichtlicheren Darstellung die Variable Λ eingeführt, die sowohl für einen Spannungs- als auch für einen Stromwert als Substitution verwendet wird. Weiterhin wird auf die Unterscheidung der drei Außenleiter verzichtet. Es gilt der allgemeine Ansatz:

$$\Lambda_{MP} = f_{MP}(\tilde{u}_{S,MP}) \quad (4.14)$$

Da für die nachfolgenden Erläuterungen zur Bestimmung einzelner Regelziele die Betrachtung auf der Bestimmung der Steuerspannung \tilde{u}_S liegt, wird die inverse Geradengleichung $g_{MP} = (f_{MP})^{-1}$ eingeführt:

$$\tilde{u}_{S,MP} = g_{MP}(\Lambda_{MP}) \quad (4.15)$$

Abbildung 4.3 stellt den Zusammenhang zur stützpunktbasierten Kennlinien-Erzeugung für Strom- oder Spannungskennlinien an drei fiktiven Messpunkten schematisch dar. Aufgrund der unterschiedlichen Platzierung weisen die Geraden verschiedene Steigungen und Ordinatenabschnitte auf. Die Vorzeichen der Geradensteigungen ergeben sich aus den Vorzeichen der Ströme in den Messpunkten.

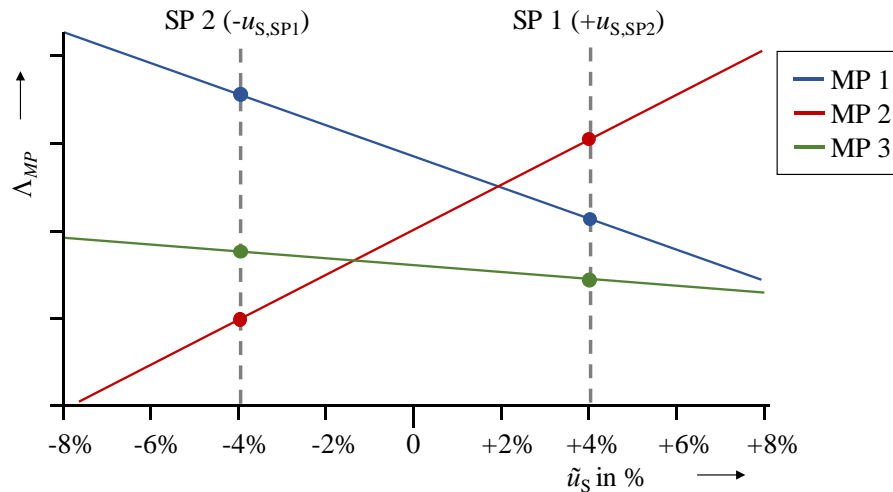


Abbildung 4.3: Erzeugung der Kennlinien mittels zweier Stützstellen

In Abhängigkeit der gewählten Steuerspannung \tilde{u}_S können die sich in allen Messpunkten einstellenden Ströme und Spannungen (hier: Λ) anhand der Geraden abgelesen bzw. durch die Regler-Software berechnet werden. Mit Hilfe der Kennlinien ist es somit möglich, unterschiedliche Regelziele zu verfolgen.

4.2.3 Kontinuierliche Anpassung der Kennlinie

Aufgrund der volatilen Strom- und Spannungsbetragsänderungen in den Messpunkten erfolgt eine stetige Änderung der Ströme I_{MP} und Spannungen U_{MP} , die wiederum in sich ändernden Ordinatenabschnitten b_{MP} resultieren. Die Steigungen m_{MP} bleiben aufgrund der Abhängigkeit von der Maschenimpedanz und der im regulären Netzbetrieb unveränderlichen Topologie konstant. Durch eine zyklische Erfassung der Spannungs- und Stromwerte (U_{MP} , I_{MP}) aller Messpunkte kann eine Aktualisierung des Ordinatenabschnitts und eine darauf basierende Parallelverschiebung aller Kennlinien zu den gemessenen Strom- und Spannungswerten, erfolgen.

Am Beispiel des in Abbildung 4.4 dargestellten Falls weicht der zum Zeitpunkt t bestimmte Kennlinienwert $\Lambda_{MP,Lx}^{(t)}$ bei eingepprägter Steuerspannung (hier $\tilde{u}_S = -4\%$) von dem zum Zeitpunkt $t + 1$ gemessenen Wert $\Lambda_{MP,Lx}^{(t+1)}$ ab. Für die Kennlinien wird somit eine Parallelverschiebung zu den aktualisierten Werten vollzogen. Der Anpassungsvorgang wird zyklisch bei jeder Messwerterfassung durchgeführt. Die sich daraus ergebenden Möglichkeiten für Soll- oder Grenzwert-Regelkonzepte sind nachfolgend erläutert.

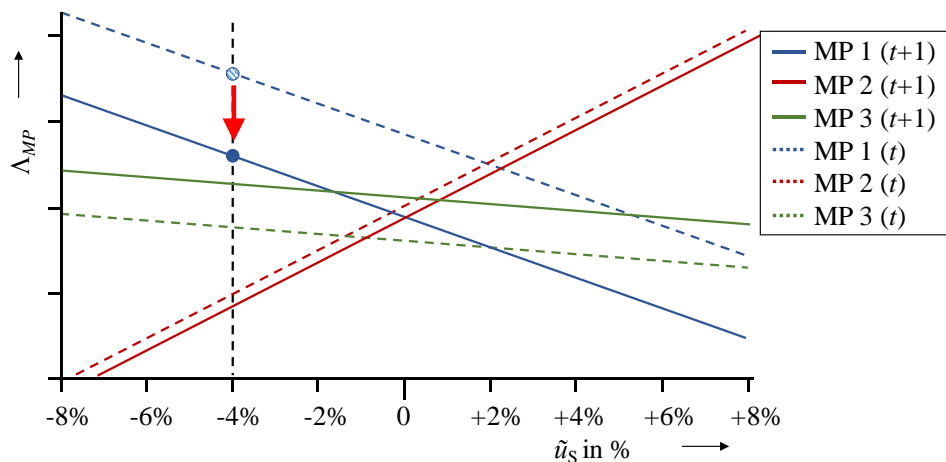


Abbildung 4.4: Anpassung der Kennlinien nach Erfassung aktualisierter Messwerte

4.2.4 Regelkonzept zur Sollwertregelung

Zur Sollwertregelung von Strömen oder Spannungen in einem beliebigen Messpunkt MP bestimmt der Regler anhand von Gleichung (4.16) den gewünschten Steuerspannungswert zur Einregelung des gewünschten $\Lambda_{MP,soll}$.

$$\tilde{u}_S = g_{MP}(\Lambda_{MP,soll}) \quad (4.16)$$

Ein Sollwert kann grundsätzlich nur für Spannung oder Strom an einem einzigen Messpunkt eingestellt werden. Die Spannungen und Ströme an allen weiteren Messpunkten ergeben sich aufgrund der zur Regelzielerreichung eingestellten Steuerspannung. Die schematische Darstellung in Abbildung 4.5 stellt den Zusammenhang grafisch dar. Aufgrund der sich ständig ändernden Lastflüsse erfolgt die in Abschnitt 4.2.3 erläuterte zyklische Anpassung der Kennlinien. Diese resultiert bei sämtlichen Regelkonzepten in einer ebenso zyklischen Anpassung von \tilde{u}_S zur Erfüllung des jeweiligen Regelziels.

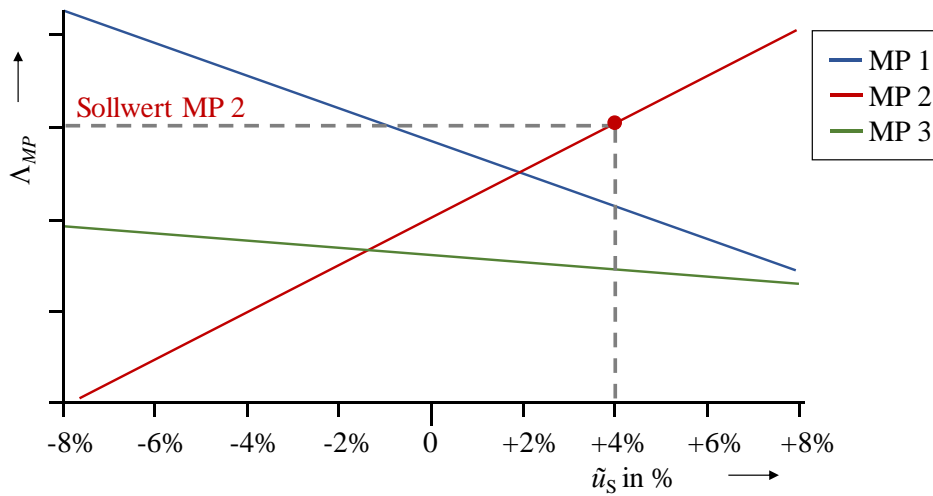


Abbildung 4.5: Sollwertregelung mittels Kennlinienverfahren

4.2.5 Regelkonzept zur Grenzwertregelung an einem Messpunkt

Neben einer Sollwertregelung ist auch eine Überwachung von Grenzwerten durchführbar. Insbesondere im Hinblick auf die Einhaltung von Strom- bzw. Spannungsrestriktionen wird diesem Regelziel für einen realen Betrieb die höchste Relevanz beigemessen. Im Gegensatz zur Sollwertregelung kann dabei eine Vergabe mehrerer Grenzwerte $\Lambda_{MP,limit}$ an unterschiedlichen Messpunkten erfolgen. Der Regler verbleibt so lange im Stand-by-Betrieb ($\tilde{u}_S = 0\%$), bis an einem der Messpunkte eine Überschreitung eines für diesen Messpunkt individuell festgelegten Grenzwerts detektiert wird. Die Berechnung der Steuerspannung bei erkannter Überschreitung des Grenzwerts erfolgt nach Gleichung (4.17). Aufgrund der diskreten Steuerspannungswerte muss durch einen Algorithmus grundsätzlich die Steuerspannung auf der sicheren Seite zur Einhaltung des Grenzwertes gewählt werden.

$$\Lambda_{MP} > \Lambda_{MP,limit} \Rightarrow \tilde{u}_S \leq g_{MP}(\Lambda_{MP,limit}) \quad (4.17)$$

Durch die fortlaufende zyklische Aktualisierung der Kennlinien erfolgt auch für dieses Regelziel eine ständige Anpassung der Steuerspannung. Hat diese $\tilde{u}_S = 0\%$ zur Folge, wechselt der Regler in den Stand-by-Zustand.

Abbildung 4.6 stellt die Grenzwertregelung an einem Messpunkt grafisch dar. Aufgrund einer Überschreitung des Grenzwerts $\Lambda_{MP1,limit}$ für MP1 bei $\tilde{u}_S = 0\%$ prägt der Regler zur Einhaltung des Grenzwerts im dargestellten Beispiel $\tilde{u}_S = 4\%$ ein.

Aufgrund der gegebenen Abhängigkeit der Strom- und Spannungswerte in den weiteren Messpunkten könnte dies durch die Einhaltung eines singulären Grenzwerts zur Grenzwertverletzung an einem oder mehreren weiteren Messpunkten führen (hier: MP2 mit $\Lambda_{MP2,limit} = \Lambda_{MP1,limit}$). Ein möglicher Lösungsansatz wird nachfolgend dargestellt.

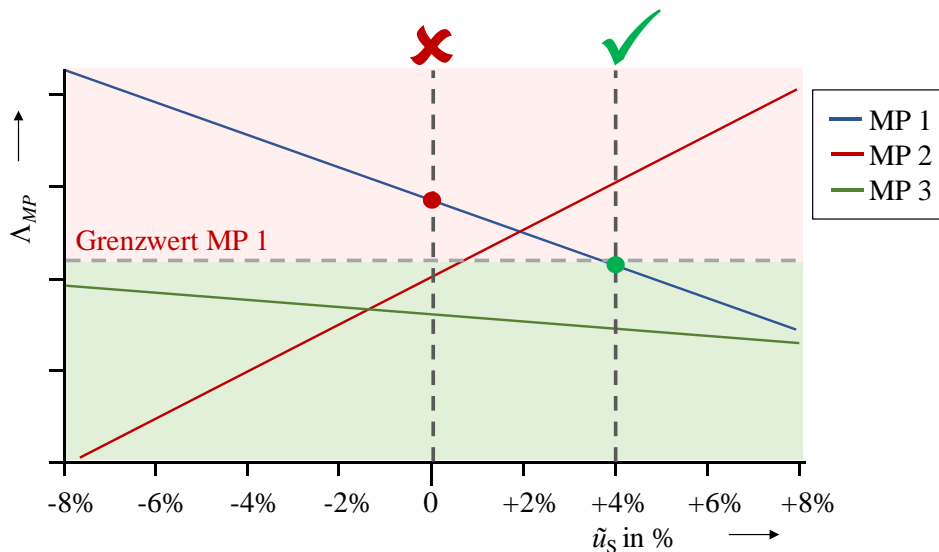


Abbildung 4.6: Grenzwertregelung an einem Messpunkt

4.2.6 Regelkonzept zur Grenzwertregelung an mehreren Messpunkten

Neben der einfachen Grenzwertverletzung sind auch mehrfache, gleichzeitige Grenzwertverletzungen mit Hilfe des Regelkonzepts adressierbar. Diese können, wie in der vereinfachten Darstellung in Abbildung 4.7 gezeigt, aufgrund der unterschiedlichen Steigungen der Kennlinien oder auch durch die individuelle Festlegung der Grenzwerte auftreten. Weiterhin kann es durch die Bekämpfung einer oder mehrerer Grenzwertverletzungen zu einer daraus resultierenden Grenzwertverletzung an einem weiteren Messpunkt kommen.

In dem in Abbildung 4.7 schematisch dargestellten Beispiel wurde für MP1 bis MP3 der gleiche Grenzwert $\Lambda_{MP1,limit} = \Lambda_{MP2,limit} = \Lambda_{MP3,limit}$ angenommen. Zur Einhaltung des Grenzwerts an MP1 ($\tilde{u}_S \approx 5\%$) würde der Grenzwert in MP2 stark überschritten.

Im Gegenzug würden bei der Einhaltung des Grenzwerts in MP2 ($\tilde{u}_S \approx -3,5 \%$) die Grenzwerte der Messpunkte MP1 und MP3 verletzt.

Das Regelkonzept für eine Grenzwertregelung an mehreren Messpunkten sieht daher vor, dass ein optimales \tilde{u}_S bestimmt wird, bei dem ein ausgewogenes Verhältnis zwischen den möglichen Grenzwertüberschreitungen an den einzelnen Messpunkten besteht.

Auch bei diesem Regelziel liegt die Priorität auf den Stromgrenzwerten. Sollte eine Grenzwertverletzung mehrerer Strom- und Spannungsgrenzwerte vorliegen, werden ausschließlich die Stromgrenzwerte betrachtet.

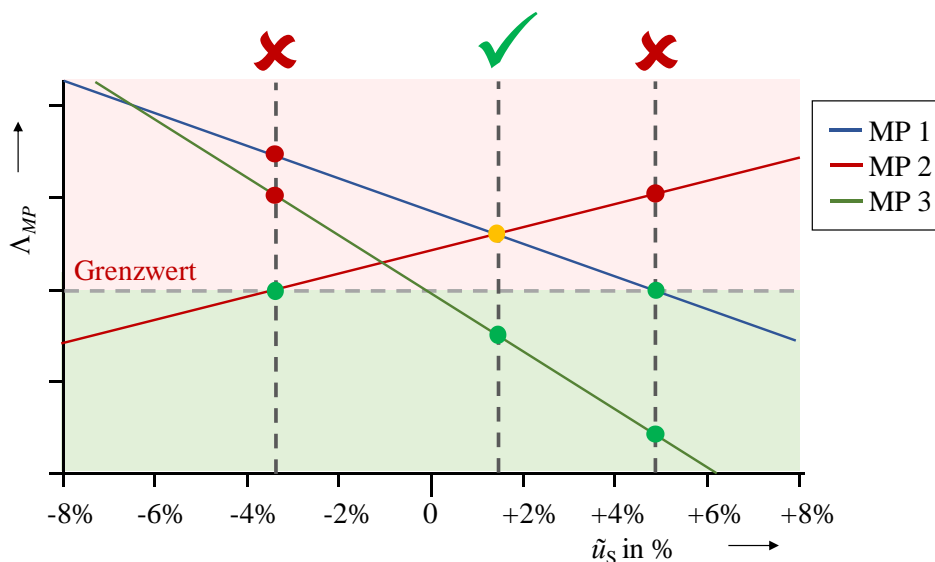


Abbildung 4.7: Grenzwertregelung an mehreren Messpunkten

Werden mindestens zwei Grenzwertverletzungen vom Regler erkannt, bestimmt dieser die bestmögliche Steuerspannung zur Erzielung der geringsten Überschreitung der Grenzwerte aller Messpunkte. Hierzu werden zuerst die Differenzen sämtlicher Funktionswerte der Kennlinien aller Messpunkte MP zu den jeweiligen Grenzwerten $\Lambda_{MP,limit}$ bestimmt. Nachfolgend wird für sämtliche Kennlinien aller Messpunkte die Steuerspannungsstufe mit der geringsten Abweichung zum jeweiligen Grenzwert ermittelt (siehe Abbildung 4.7).

Der mathematische Zusammenhang wird in Gleichung (4.18) erläutert. Es wird eine Matrix D erzeugt, in der zeilenweise für die Messpunkte $MP = 1 \dots x$ die Differenzen aus $\Lambda_{MP,limit}$ und den Beträgen aus den Funktionswerten $|f_{MP}(\tilde{u}_S(y))|$ für sämtliche,

spaltenweise dargestellten, diskreten Steuerspannungsstufen $y = 1 \dots n_{SSt}$ gebildet werden.

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} \Lambda_{MP1,limit} - |f_1(\tilde{u}_S(1))| & \cdots & \Lambda_{MP1,limit} - |f_1(\tilde{u}_S(n_{SSt}))| \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \Lambda_{MPx,limit} - |f_n(\tilde{u}_S(1))| & \cdots & \Lambda_{MPx,limit} - |f_n(\tilde{u}_S(n_{SSt}))| \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

Im Anschluss können je Spalte die Steuerspannungs-Maxima von \mathbf{D} als maximale Differenz aller Kennlinien zu deren Grenzwerten bestimmt und als Vektor \mathbf{d} zusammengefasst werden. Das Minimum aus \mathbf{d} verweist auf die Steuerspannungsstufe, in der sämtliche Kennlinien die geringste Differenz zum Grenzwert aufweisen. Aus dem Index des Minimums kann die optimale, diskrete Steuerspannungsstufe \tilde{u}_S bestimmt werden:

$$\mathbf{d} = \max(\mathbf{D}) \quad (4.19)$$

$$\tilde{u}_S = \text{find}(\mathbf{d} = \min(\mathbf{d})) \quad (4.20)$$

4.2.7 Regelkonzept für kombinierte Soll- und Grenzwertregelung

Neben der Möglichkeit einer gleichzeitigen Überwachung mehrerer Grenzwerte, kann ebenso eine kombinierte Soll- und Grenzwertregelung ausgeführt werden. Einen möglichen Anwendungsfall stellt das Einregeln eines Spannungssollwerts und eine gleichzeitige Überwachung der Stromgrenzwerte dar.

Aus dem Schutzbedarf der Betriebsmittel und Anlagen, deren übermäßige Auslastung mit Hilfe einer Grenzwertregelung verhindert werden soll, ergibt sich, dass ein zu implementierender Algorithmus im Falle eines Konflikts zwischen den beiden Regelzielen die Grenzwertregelung priorisiert. Eine aktive Sollwertregelung ist derweil zu vernachlässigen (Abbildung 4.8).

Sobald keine detektierte Grenzwertverletzung mehr vorliegt, wechselt der Regler zurück in die Sollwertregelung.

Die Bestimmung der Steuerspannungsbeträge anhand der Kennlinien beruht auf den vorab dargestellten Methoden der jeweiligen Regelkonzepte.

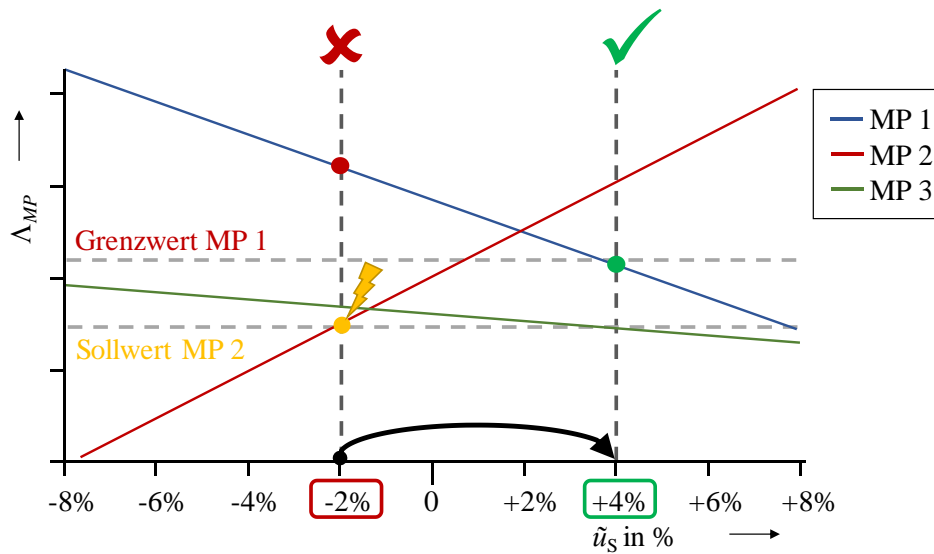


Abbildung 4.8: Regelkonzept für kombinierte Soll- und Grenzwertregelung

4.3 Implementierung der Regelkonzepte

Die Implementierung der vorab gezeigten Regelkonzepte erfolgt in einer zur Ansteuerung der Hardware geeigneten Steuereinheit und unterteilt sich im Wesentlichen in die in Abbildung 4.9 farblich markierten Bereiche.

Benutzereingaben

Mittels Benutzereingaben kann das Betriebspersonal die notwendigen Parametrierungen an dem SWR vornehmen. Bezüglich der Regelkonzepte bezieht sich dies auf die gewünschten Soll- oder Grenzwerte und deren Zuordnungen zu einzelnen Messpunkten. Nach deren Eingabe nimmt der Algorithmus den gewünschten Betrieb auf.

Messdatenerfassung

Die Erfassung der Messdaten läuft kontinuierlich im Hintergrund. Dabei werden in einem zyklischen Prozess eine Kommunikationsverbindung zu jedem eingebundenen Messgerät aufgebaut und die Momentanwerte für Spannungen und Ströme aller Leiter erfasst. Die Messdaten werden nach deren Empfang an die Kennlinienverarbeitung und die Prozesse zur Soll- und Grenzwertregelung übergeben.

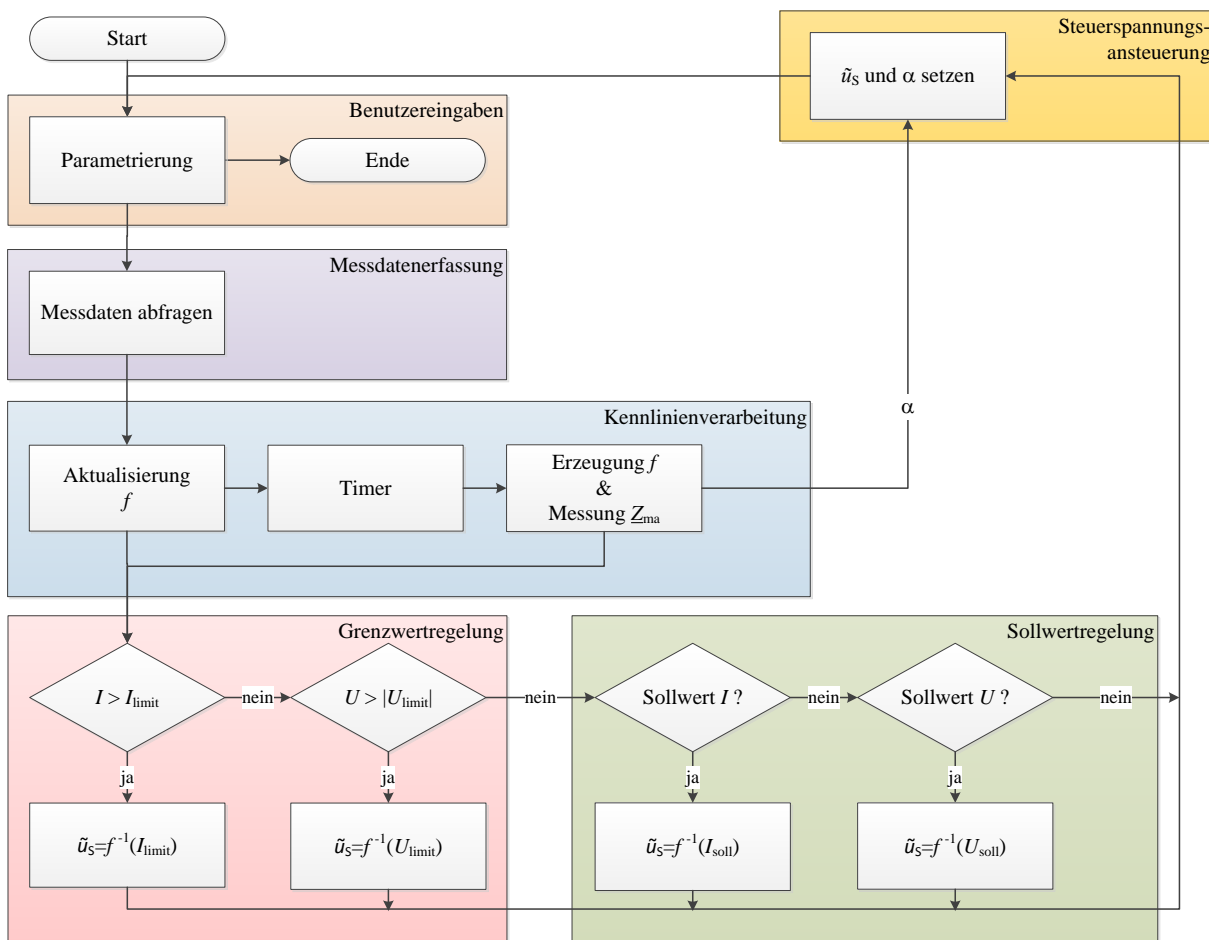


Abbildung 4.9: Flow-Chart: Regelalgorithmus

Kennlinienverarbeitung

Anhand der übertragenen Messdaten führt der Regler eine ständige Aktualisierung des Ordinatenabschnitts der Kennlinien durch. Eine Kennlinienerzeugung kann nach einer Erstinbetriebnahme oder in regelmäßigen Zeitintervallen, z.B. zu jeder vollen Stunde, durchgeführt werden. Die hierzu notwendigen Schritte sind in Abschnitt 4.2.2 erläutert. Zusätzlich erfolgt dabei eine Bestimmung von Z_{ma} nach Abschnitt 3.3. Die Anpassung der Ordinatenabschnitte im Rahmen der Kennlinienaktualisierung wird zyklisch nach jeder Messdatenerfassung ausgeführt (siehe Abschnitt 4.2.3).

Grenzwertregelung

Mittels der erzeugten Kennlinien und aufgrund der Vorgaben aus der Parametrierung beobachtet der Regler mögliche Strom- oder Spannungsgrenzwertverletzungen. Liegen diese nicht vor, wird der Prozessschritt zur Sollwertregelung aktiv.

Wurde jedoch eine Strom- oder eine Spannungsgrenzwertverletzung erkannt, wird das Regelkonzept aus Abschnitt 4.2.5 oder 4.2.6 angewendet. Im Falle eines gleichzeitigen Vorliegens von Strom- und Spannungsgrenzwertverletzung erhält die Bekämpfung der Stromgrenzwertverletzung die höhere Priorität, wodurch der Spannungsgrenzwert vernachlässigt wird.

Die geringere Priorität der Spannungsbandverletzungen begründet sich in den automatisch abschaltenden Erzeugungsanlagen bei der Überschreitung des erlaubten Spannungsbands. Für die Bekämpfung hoher Ströme sind keine vergleichbaren Mechanismen vorhanden, wodurch diese priorisiert werden.

Sollwertregelung

Aufgrund der Vorgaben aus der Parametrierung entscheidet der Regler zwischen einer Strom- oder Spannungs-Sollwertregelung. In beiden Fällen tritt danach das Regelkonzept aus Abschnitt 4.2.4 in Kraft.

Steuerspannungsansteuerung

Das ermittelte \tilde{u}_S der Regelkonzepte wird an die Steuerspannungsansteuerung übergeben. Diese bestimmt die erforderlichen Stellungen der notwendigen Schaltkontakte, um sowohl eine Steuerspannungsstufe \tilde{u}_S als auch den erforderlichen Winkel α einzustellen. Dieser wird innerhalb der Kennlinienverarbeitung durch die Messung von Z_{ma} bestimmt.

Die dargestellten Prozessschritte bilden eine sich kontinuierlich wiederholende Abfolge, bis diese durch eine Benutzereingabe innerhalb der Parametrierung geändert oder gestoppt wird.

4.4 Messdatenerfassung und -übertragung

4.4.1 Messdatenerfassung

Im Rahmen der Messdatenerfassung müssen die für den Regelprozess relevanten Strom- und Spannungs-Momentanwerte ($I_{MP,Lx}$, $U_{MP,Lx}$) aller Außenleiter an den jeweiligen Messpunkten gemessen und an den Regler zur Weiterverarbeitung übertragen werden.

Die Messdaten können z.B. durch den Einsatz von Universal- oder Power-Quality-Messgeräten ermittelt werden. Hierzu sind diese an den Messpunkten, zumeist

in Kabelverteilerschränken oder Ortsnetzstationen, zu installieren. Die Ströme der messtechnisch zu erfassenden Stromkreise müssen mittels Strom-Wandler auf den Messbereich der verwendeten Messgeräte transformiert werden. Typische Wandler-Übersetzungsverhältnisse sind z.B. 250/5 A. Die Spannungen können direkt an den Sammelschienen der Kabelverteilerschränke gemessen werden.

Das verwendete Messintervall ist vorab für alle Messpunkte einheitlich festzulegen. Kleine Intervalllängen ermöglichen eine ständige Aktualisierung der Regel-Kennlinien, wodurch kurze Reaktionszeiten des Reglers im Falle einer Soll- oder Grenzwertregelung gewährleistet werden können. Zu beachten gilt jedoch, dass diese mit einem hohen Datenaufkommen zur Datenübertragung einhergehen.

4.4.2 Messdatenübertragung

Die für den Regelungsprozess erforderlichen Messwerte müssen mittels einer Kommunikationsverbindung an den Regler übertragen werden. Hierzu sollte die Kommunikation auf Basis der vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) definierten Anforderungen erfolgen. Weiterhin empfiehlt sich die Berücksichtigung der vom VDE festgelegten Kriterien an die notwendige Informations- und Kommunikations-Technik (IKT)-Infrastruktur [62].

Um eine hohe Interoperabilität zwischen verschiedenen Technologien zu gewährleisten, sollte das Kommunikationsnetz auf Basis des Transmission Control Protocol/Internet Protocol (TCP/IP)-Protokolls, das auf dem Ethernet-Protokoll aufsetzt, arbeiten. Durch die Nutzung von Transport Layer Security (TLS)-Kanälen oder auch Public-Key-Infrastruktur (PKI)-basierter Ende-zu-Ende Verschlüsselung kann eine sichere Übertragung gewährleistet werden.

Die Steuereinheit eines SWR ist folglich mit entsprechenden Schnittstellen auszustatten, um diesen in die Kommunikationsinfrastruktur einzubinden.

Neben den vorab genannten Hauptanforderungen an die verwendete IKT sollte die eingesetzte Übertragungstechnologie anhand der folgenden Grundparameter ausgewählt werden [52]:

- Bandbreite
- Latenzzeiten
- Verfügbarkeit

- Sicherheit

Tabelle 4.1 zeigt hierzu eine Übersicht verbreiteter Übertragungstechniken und ihrer wesentlichen Merkmale. Jedoch lässt deren Bewertung lediglich einen zeilenweisen Vergleich zwischen den einzelnen Technologien zu. Eine Gewichtung der Kriterien muss für den jeweiligen Anwendungsfall erfolgen.

Tabelle 4.1: Kommunikationstechnologien im Vergleich [39] [63] [64] [62] [65]

	Stromnetz		Drahtlos					Drahtgebunden		
	BPL	PLC	GPRS	UMTS	LTE	CDMA	Sat	DSL	TV-Kabel	Glasfaser
Örtl. Verfügbarkeit	●	●	◐	◐	◐	◑	◑	◐	◑	◐
Echtzeit	●	◑	○	◑	●	●	◑	●	●	●
Bandbreite	●	◑	○	◑	●	●	◐	●	●	●
Implementierbarkeit	●	◐	◐	◐	◐	◐	◑	◑	◑	◑
TCP/IP-Fähigkeit	●	○	◐	●	●	●	◐	●	●	●
Sicherheit	●	◐	◐	◐	●	●	◐	●	●	●

● voll erfüllt ○ nicht erfüllt

4.5 Platzierungsstrategie für einen Spannungs- und Wirkleistungsregler

4.5.1 Platzierungsvarianten

Zur Platzierung eines SWRs im Netz ist sowohl eine rein technische Vorbetrachtung als auch eine Überprüfung der Platzierungsmöglichkeiten aufgrund von baulichen oder eigentumsrechtlichen Gegebenheiten vorzunehmen.

Für die technische Auslegung empfiehlt sich der Einsatz professioneller Netzplanungswerkzeuge zur Durchführung von Leistungsflussanalysen anhand der Netzdaten des gegebenen Netzes. Hierbei müssen verschiedene Platzierungen des Reglers berücksichtigt werden, da diese mit unterschiedlichen Einflüssen auf die Ströme und Spannungen innerhalb der den Regler umgebenden, vermaschten Netzstruktur einhergehen.

Abbildung 4.10 stellt die vier grundlegenden Platzierungsvarianten dar. Die Leitungsabschnitte werden dabei durch die Impedanzen $Z1$ bis $Z4$ symbolisiert. Eine Platzierung zur reinen Strombetragsregelung kann nach den schematischen Darstellungen a) bis c) vorgenommen werden:

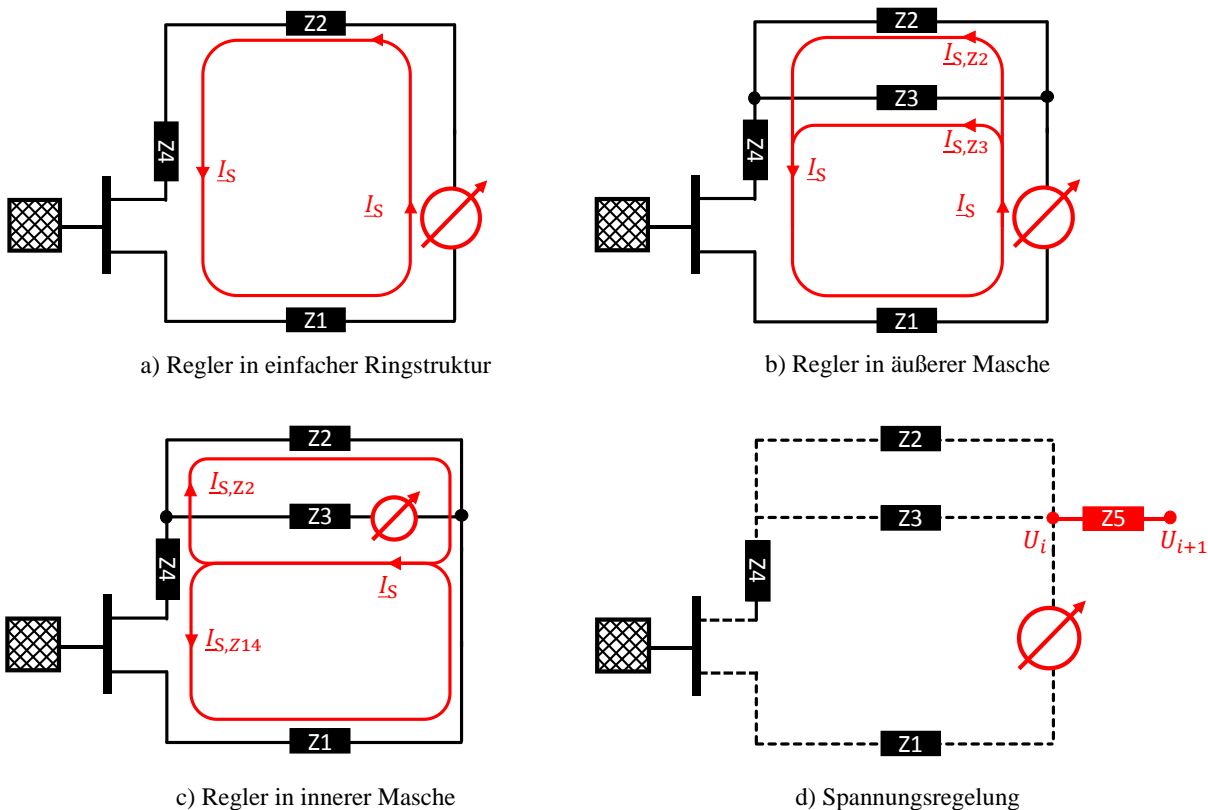


Abbildung 4.10: Positionierungsoptionen für Strom und Spannungsregelung

a) Regler in einfacher Ringstruktur

Innerhalb einer einfachen Ringstruktur kann der Regler zur Stromregelung aufgrund des in Abschnitt 3.2.4 erläuterten Superpositionsprinzips an einer beliebigen Position innerhalb des Rings eingesetzt werden.

b) Regler in äußerer Masche

In mehrfach vermaschten Strukturen teilt sich der Steuerstrom entsprechend der Impedanzen der Netzabschnitte auf. Somit ist die Platzierung stark von der Position des zu regelnden Stroms abhängig. Befindet sich dieser, wie z.B. in Abbildung 4.10, b) dargestellt im Netzabschnitt $Z2$ oder $Z3$, teilt sich I_s aufgrund des Verhältnisses der Impedanzen in $I_{s,Z2}$ und $I_{s,Z3}$ auf. Dies hat zur Folge, dass I_s ggf. entsprechend groß sein muss, um den erforderlichen Regeleinfluss auf

einen Messpunkt auszuüben. Da I_S sowohl von der maximalen Steuerspannung $U_{S,\max}$ als auch Z_{\max} abhängt, kann es hierbei zu einer Einschränkung des maximal möglichen Steuerstromes $I_{S,\max}$ kommen.

c) Regler in innerer Masche

Befindet sich der Regler in einer inneren Masche, muss auch hier die Aufteilung des Steuerstroms beachtet werden. Hat dieser den vollen Einfluss auf den Streckenabschnitt Z3, teilt er sich für die Abschnitte Z2 und Z1 + Z4 auf zwei weitere Ströme $I_{S,Z2}$ und $I_{S,Z14}$ auf. In Analogie zu Fall b) wäre auch hier nur ein begrenzter Einfluss möglich.

d) Spannungsregelung

Da der Regler für den Einsatz als reiner Spannungsregler keine Alternative zu einem rONT oder Strangregler darstellt, wird diese Option nur als Ergänzung zur priorisierten Strombetragsregelung betrachtet.

Aufgrund des größtmöglichen Einflusses auf eine Knotenspannung an einem direkt benachbarten Netzknoten (vgl. Abschnitt 3.2.6) sollte dies bei einer Platzierung entsprechend berücksichtigt werden.

In einer beliebig vermaschten Topologie empfiehlt sich im Falle einer Spannungsregelung eine möglichst nahe Platzierung des Reglers an dem zu regelnden Knoten oder Netzausläufer (hier: Z5). Somit kann sowohl die Spannung U_i an einem innerhalb der Netzmasche befindlichen Knoten, als auch die Spannung U_{i+1} am Ende eines Netzausläufers geregelt werden.

Die Szenarien müssen vorab mit Hilfe einer Lastflussrechnung überprüft werden. Neben der Einhaltung der vorgegebenen Knotenspannungen am Regler-Installationsort ist ebenso die Auslastung aller Netzabschnitte aufgrund des Regelbetriebs zu überprüfen. Zusammenfassend aus den Fällen a) bis d) kann festgehalten werden, dass der Einsatz des Reglers in einem beliebigen Abschnitt einer vermaschten Topologie möglich, aber nicht immer optimal ist. Grundsätzlich gilt, dass sich eine bestmögliche Platzierung ergibt, wenn der Regler in den überlasteten Netzabschnitt integriert ist.

4.5.2 Bauliche Anforderungen

Für eine Platzierung in einem realen NS-Netz sind neben der im Rahmen der Netzberechnungen durchgeführten Platzierung insbesondere lokale Gegebenheiten am

ermittelten Installationsort des Reglers zu berücksichtigen. So müssen Größe und Bauform des Betriebsmittels berücksichtigt werden, die aufgrund der örtlichen Bebauung die Platzierung einschränken könnten. Hierzu zählt ebenso die durch eine aktive Belüftung entstehende Geräuschbelastung.

4.5.3 Platzierung der Messtechnik

Der SWR kann Ströme und Spannungen ausschließlich an messtechnisch erfassten Knoten oder mit Hilfe der Ergebnisse einer NS-State Estimation regeln [22]. Entsprechende Geräte zur Erfassung von Strömen und Spannungen sind somit an geeigneten Knoten, wie z.B. in Kabelverteilerschränken oder Ortsnetzstationen, vorzusehen. Zur Übertragung der Daten ist eine Kommunikationsverbindung, beispielsweise Power-Line-Communication (PLC), Mobilfunk oder Glasfaser, zu installieren (vgl. Abschnitt 4.4).

4.6 Dimensionierung und Parametrierung des Reglers

4.6.1 Dimensionierung des Reglers

Die Anforderungen zur Strom- oder Spannungsregelung sowie der zu erwartende maximale Strom I_R durch den Regler bedingt die Dimensionierung und Parametrierung des Reglers.

Maximale Steuerspannung und maximaler Steuerstrom

Für die Stromregelung ergibt sich der maximale Steuerstrom $I_{S,\max}$ aus der maximalen Steuerspannung $\underline{U}_{S,\max}$ und der topologieabhängigen Maschenimpedanz \underline{Z}_{ma} . Mit Hilfe der Gleichung (3.14) kann durch den maximal auftretenden unregulierten Betriebsstrom $I_{b,\max}|_{\tilde{u}_S=0\%} = I_{R,\max}|_{\tilde{u}_S=0\%}$ im Streckenabschnitt des geplanten Reglers die Substitution der Lastströme $\underline{U}_{sub,\max}|_{\tilde{u}_S=0\%}$ berechnet werden. Zusammen mit Gleichung (3.12) kann dann durch die Vorgabe eines maximalen Steuerstroms $I_{S,\max}$ oder einer maximalen Steuerspannung $\underline{U}_{S,\max}$ die

Dimensionierung des SWR festgelegt werden:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{S,\max} &= -\left(I_{R,\max}|_{\tilde{u}_S=0\%} + I_{S,\max}\right) \cdot Z_{\text{ma}} + \underline{U}_{\text{sub,max}}|_{\tilde{u}_S=0\%} \\ \Leftrightarrow I_{S,\max} &= -\frac{\underline{U}_{S,\max} - \underline{U}_{\text{sub,max}}|_{\tilde{u}_S=0\%}}{Z_{\text{ma}}} - I_{R,\max}|_{\tilde{u}_S=0\%} \end{aligned} \quad (4.21)$$

Der Einfluss auf die jeweiligen Messpunkte muss mittels der Platzierungsstrategie aus Abschnitt 4.5 bestimmt werden.

In Bezug auf die Spannungsregelung ist durch $U_{S,\max}$ der größtmögliche Einfluss auf die lokale Spannung am Regler-Knoten gegeben. Die spannungsregelnde Auswirkung auf einen entfernt liegenden Messpunkt muss ebenso mittels der Methoden aus der Platzierungsstrategie bewertet werden.

Regler-Bemessungsleistung

Die notwendige Regler-Bemessungsleistung S_{rR} kann mittels des maximal auftretenden, durch den Regler fließenden Strom $I_{R,\max}$ bestimmt werden. Dieser kann nach Gleichung (4.22) aus dem erforderlichen maximalen Steuerstrom $I_{S,\max}$ sowie dem im ungeregelten Zustand maximal fließenden Strom $I_{R,\max}|_{\tilde{u}_S=0\%}$ berechnet werden.

$$S_{rR} = \left(I_{R,\max}|_{\tilde{u}_S=0\%} + I_{S,\max} \right) \cdot \sqrt{3} \cdot U_n \text{ V} \quad (4.22)$$

Für einen realen Regler ergeben sich aus der Bemessungsleistung insbesondere Erkenntnisse zur Auslegung der Wicklungsquerschnitte der verwendeten Stufen-Transformatoren sowie die thermische Auslastung der Komponenten.

4.6.2 Parametrierung der Regelkonzepte

4.6.2.1 Sollwertregelung

Die Auswahl des Sollwerts für Strom- oder Spannungsregelung muss Betriebs- und Anwendungsfall-abhängig erfolgen und wird durch den maximalen Einfluss $\Lambda_{MP,\max}$ des SWRs auf Strom oder Spannung in dem relevanten Messpunkt eingeschränkt. In Gleichung (4.23) ist der Zusammenhang in allgemeiner Darstellung für Strom- und

Spannungssollwerte aufgezeigt.

Die Bandbreite des einzustellenden Sollwerts $\Lambda_{MP,soll}$ wird durch den größten und kleinsten auftretenden Betriebsstrom bzw. die größte oder kleinste Spannung in einem Messpunkt ($\Lambda_{MP,b,max}$, $\Lambda_{MP,b,min}$) zusammen mit der maximal in einem Messpunkt durch den Regler hervorgerufenen Strom- oder Spannungsänderung $\Lambda_{S,MP,max}$ festgelegt.

$$(\Lambda_{MP,b,min} + \Lambda_{S,MP,max}) \geq \Lambda_{MP,soll} \geq (\Lambda_{MP,b,max} - \Lambda_{S,MP,max}) \quad (4.23)$$

4.6.2.2 Grenzwertregelung an einem Messpunkt

Für Ströme sind die Grenzwerte im Wesentlichen vorgegeben durch den Bemessungsstrom des Leiters I_r sowie den Sicherungsnennstrom I_n der verwendeten NH-Sicherungen. Im fehlerfreien Zustand sollte der Betriebsstrom $I_{MP,b}$ dauerhaft unterhalb dieser Ströme liegen. Ist diese Bedingung aufgrund der angeschlossenen Verbraucher/Erzeuger nicht zu erfüllen, kann $I_{MP,b}$ durch einen SWR auf den maximal zulässigen Betriebsstrom $I_{MP,limit}$ begrenzt werden. Um ein Auslösen der Sicherungen zu verhindern und Schäden an Betriebsmitteln zu vermeiden, sollte $I_{MP,limit}$ wie folgt gewählt werden:

$$I_{MP,limit} \leq I_n < I_r \quad (4.24)$$

Im Falle einer Spannungsgrenzwertregelung werden die maximal und minimal zulässigen Spannungsgrenzwerte $U_{MP,b,max}$, $U_{MP,b,min}$ an einem Netzknoten mit Messpunkt MP durch die DIN EN 50160 [5] vorgegeben und betragen $\pm 10 \% \cdot U_n$ für ein 10-Minuten-Intervall (vgl. Abschnitt 2.2.1). Folglich müssen die zur Parametrierung eines Reglers verwendeten Grenzwerte für die obere Spannungsbandgrenze $U_{MP,limit,up}$ und die untere Spannungsbandgrenze $U_{MP,limit,lo}$ innerhalb des in Gleichung (4.25) dargestellten Bands liegen. Dieses wird neben dem erlaubten Spannungsband durch die niedrigsten und höchsten zu erwartenden Betriebsspannungen $U_{MP,b,min}$ und $U_{MP,b,max}$ sowie dem maximalen spannungsregelnden Einfluss auf den Messpunkt $U_{S,MP,max}$ begrenzt.

$$\begin{aligned} 90 \% \cdot U_n &\leq U_{MP,limit,lo} \leq (U_{MP,b,min} + U_{S,MP,max}) \\ 110 \% \cdot U_n &\geq U_{MP,limit,up} \geq (U_{MP,b,max} - U_{S,MP,max}) \end{aligned} \quad (4.25)$$

4.6.2.3 Grenzwertregelung an mehreren Messpunkten

Zur Parametrierung der Grenzwert-Überwachung an mehreren Messpunkten basiert die Festlegung der Grenzwerte auf den Angaben aus Abschnitt 4.6.2.2.

4.6.2.4 Kombinierte Soll- und Grenzwertregelung

Für die Kombination aus Soll- und Grenzwertregelung gelten bei der Wahl des Soll- und Grenzwerts die jeweiligen Bedingungen für den Fall einer ausschließlichen Soll- oder Grenzwertregelung entsprechend den Abschnitten 4.6.2.1 und 4.6.2.2.

4.6.2.5 Kombinierte Spannungs- und Strom-Regelung

Für die Parametrierung der kombinierten Strom- oder Spannungsregelung finden die Angaben zu den vorab dargestellten Regelzielen Anwendung. Aufgrund der übergeordneten Priorität einer Strombetragsregelung gegenüber einer Spannungsbetragsregelung wird im Falle einer Stromgrenzwertverletzung grundsätzlich der Stromgrenzwert eingehalten, auch wenn dies eine Verletzung der Spannungsgrenzen zur Folge hat. Durch die selbstständige Abschaltung der Erzeugungsanlagen bei Überschreitung des zulässigen Spannungsbands würde eine Verletzung der oberen Spannungstoleranzgrenze automatisch bekämpft werden.

4.7 Topologiefehlererkennung

4.7.1 Grundlagen Topologiefehler

Weicht der Ist-Zustand einer Netztopologie vom festgelegten Soll-Zustand ab, handelt es sich um einen Topologiefehler (TF). Die Festlegung erfolgt dabei schriftlich, in Form von gedruckten oder digitalen Netzplänen, oder auch mündlich im Rahmen kurzzeitiger, betrieblich notwendiger Arbeiten, wie Wartung oder Reparatur. Abweichungen von einer bekannten Topologie treten z.B. durch undokumentierte Schalthandlungen, ausgelöste Sicherungen oder defekte Kabel und Muffen auf. Entstehen für den angeschlossenen Kunden durch die TF keine merklichen Auswirkungen, wie z.B. Versorgungsunterbrechungen, was beispielsweise bei einer ausgelösten Sicherung in Ring- oder Maschennetzen aufgrund der beidseitigen Speisung häufig der Fall ist, bleiben diese unentdeckt und werden nicht an den VNB gemeldet. Eine frühzeitige Erkennung

ist bisweilen nur durch den Einsatz von Messtechnik und der Auswertung gemessener Strom- und Spannungswerte, z.B. mittels Korrelationsanalyse oder darauf basierender Zustandsschätzverfahren, möglich [21] [22].

Ist ein SWR in ein Netz integriert, kann eine Topologiefehler- und Störungserkennung innerhalb der ihn einschließenden Masche anhand der automatisch bestimmten Maschenimpedanz und mit Hilfe der eingebundenen Messtechnik erfolgen. Hierzu gilt die Anbindung des Reglers an ein übergeordnetes Leit- oder Kontrollsystem jedoch als Grundvoraussetzung zur Übermittlung der Warn- und Störmeldungen.

4.7.2 Detektion mittels Maschenimpedanz-Auswertung

4.7.2.1 Topologiefehlerindikator

Die Maschenimpedanz Z_{ma} wird anhand der Berechnung aus Abschnitt 3.3 und Gleichung (3.41) in zyklischen Zeitintervallen bestimmt. Topologieänderungen, wie ein- oder mehrpolige Leiterunterbrechungen oder ausgelöste Sicherungen an Hauptleitungen innerhalb der Masche, wirken sich in einer Änderung von $Z_{\text{ma}}^{(t+1)}$ gegenüber $Z_{\text{ma}}^{(t)}$ aus. Durch die Bestimmung eines Topologiefehlerindikators F kann dieser nach Gleichung (4.26) zum Nachweis eines Topologiefehlers herangezogen werden. Wird dieser überschritten liegt nach Gleichung (4.26) ein Topologiefehler vor. Unter realen Einsatzbedingungen muss aufgrund möglicher Messtoleranzen ein Indikatorwert $F > 0$ topologieabhängig festgelegt werden.

$$\left| \frac{Z_{\text{ma}}^{(t+1)}}{Z_{\text{ma}}^{(t)}} - 1 \right| = \begin{cases} > F & \text{Topologiefehler} \\ \leq F & \underline{\text{kein}} \text{ Topologiefehler} \end{cases} \quad (4.26)$$

4.7.2.2 Simulation zur Topologiefehlererkennung

Zur Darstellung des aufgezeigten Ansatzes zur Nutzung des Topologiefehlerindikators wurde eine Simulation in dem in Abbildung 4.11 dargestellten realen Testnetz durchgeführt. Detaillierte Angaben zum Netz können dem Abschnitt 5.1.3 entnommen werden. Im Rahmen der Untersuchung fand eine Ermittlung der Maschenimpedanz Z_{ma} zur Detektion von Leiterunterbrechungen an verschiedenen Fehlerstellen (FS) statt. Die PV-Anlagen und Lasten wurden mit Lastzeitreihen für jeweils einen Tag in den Monaten Januar und Juli parametrisiert.

Die Ergebnisse der Simulation sind in Tabelle 4.2 aufgeführt. Der Fehlerindikator F wird in Prozent, bezogen auf den fehlerfreien Fall „kein TF“ angegeben. Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere die Leiterunterbrechungen an FS 1 bis FS 3 sowie FS 6 und FS 7 eindeutig durch den SWR erkannt werden können. Die FS 5 befindet sich in einem Streckenabschnitt mit vier parallel verlegten Kabeln. Eine Unterbrechung eines Kabels führt somit nur zu einer geringen Änderung von F . Die Fehlerstellen FS 4 und FS 8 außerhalb der Masche sind nicht eindeutig detektierbar.

Tabelle 4.2: Ergebnisse einer Topologiefehlererkennung in einem realen Netz

FS	Monat	Z_{ma} in Ω	F in %
kein TF	Januar	0,12006	0,0%
	Juli	0,11945	0,0%
1	Januar	0,15210	26,7%
	Juli	0,15133	26,7%
2	Januar	0,14892	24,0%
	Juli	0,14802	23,9%
3	Januar	0,15235	26,9%
	Juli	0,15130	26,7%
4	Januar	0,12016	0,1%
	Juli	0,11954	0,1%
5	Januar	0,12558	4,6%
	Juli	0,12489	4,6%
6	Januar	0,16883	40,6%
	Juli	0,16758	40,3%
7	Januar	0,14680	22,3%
	Juli	0,14601	22,2%
8	Januar	0,12016	0,1%
	Juli	0,11954	0,1%

Erkennung: ■ gut, ■ mittel, ■ schlecht

Die Ergebnisse zeigen, dass die eindeutig erkennbaren FS mit einer Maschenimpedanzabweichung $\Delta Z_{ma} > 22,2\%$ einhergehen. Da in Abschnitt 3.3 für die Erzeugung der Maschenimpedanz eine Abweichung der Maschenimpedanzermittlung von 2% nachgewiesen wurde, könnte eine sinnvolle Parametrierung des Fehlerindikators zwischen $2\% < F < 22,2\%$ bei z.B. $F = 10\%$ liegen. Für die zusätzliche Erkennung der FS 5 wäre F zwischen $2\% < F < 4,6\%$ zu wählen. Aufgrund der geringen Bandbreite kann es jedoch zu Fehlinterpretationen seitens des Reglers zwischen einer Last-abhängigen Abweichung des Maschenimpedanzwerts und einem möglichen Fehler kommen.

Wie im untersuchten Fall, müssen die Auswirkungen einzelner Topologiefehler auf die Maschenimpedanz und die sich daraus ergebende Parametrierung von F für jedes

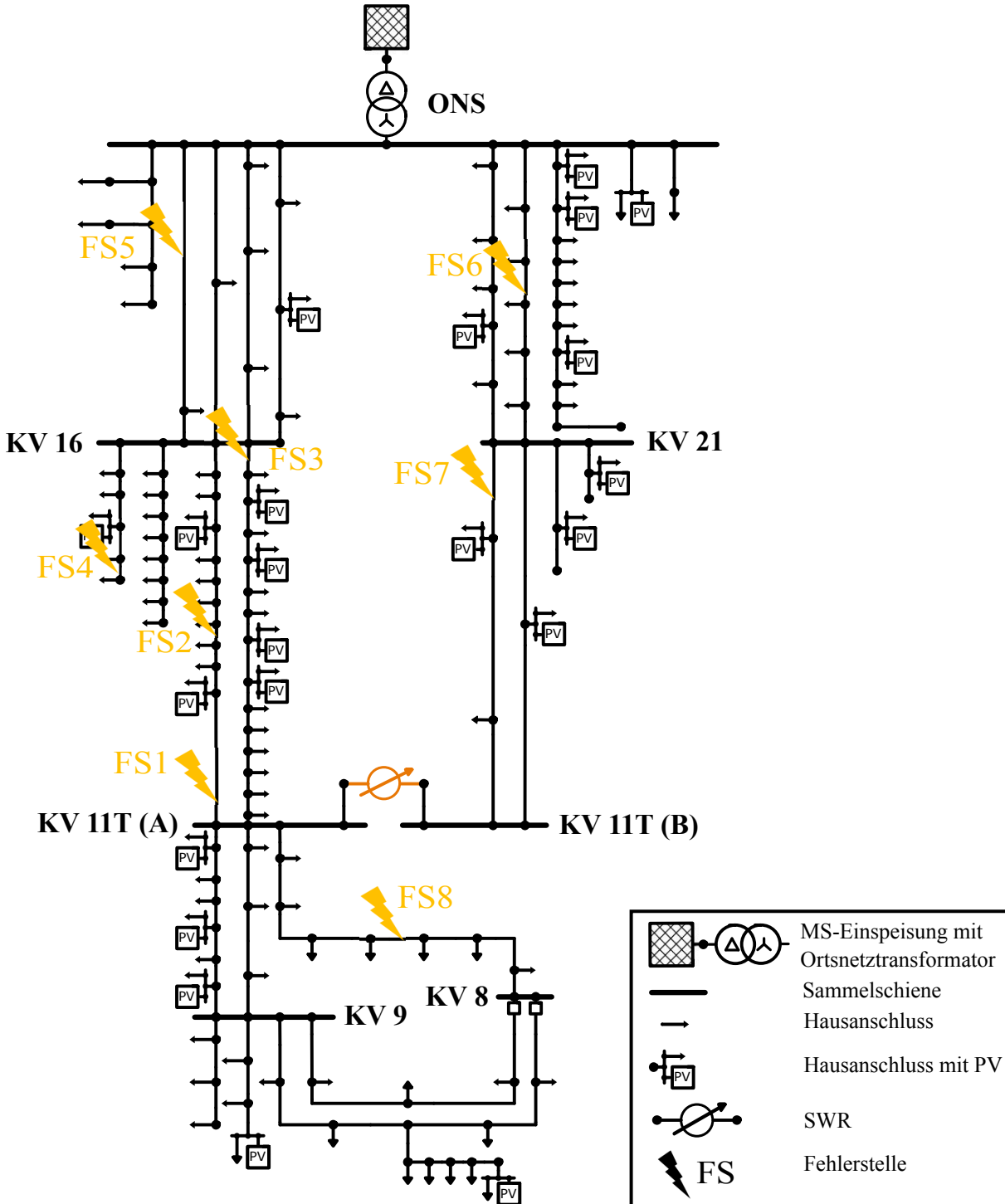


Abbildung 4.11: Reales Testnetz zur Darstellung der Topologiefehlererkennung

Netz ermittelt und bewertet werden.

4.7.3 Detektion mittels Messtechnik

Zusätzlich zum vorab dargestellten Verfahren mittels Maschenimpedanzwerten können TF durch die Auswertung der Strom- und Spannungs-Messwerte der abgesetzten Messstellen erkannt oder eingegrenzt werden. Hierzu sind ein Spannungsband sowie ein Minimalstrom festzulegen, welche die Grenzen zur Auslösung einer Fehlermeldung vorgeben.

Spannungen außerhalb des Bands weisen bei Unterschreitung auf eine Versorgungsunterbrechung oder bei Überschreitung auf z.B. eine starke Asymmetrie aufgrund eines PEN-Leiter-Fehlers hin.

Für Ströme muss ein Mindest-Strom I_{min} definiert werden, da z.B. in Nachtzeiten über längere Zeiträume kein nennenswerter Stromfluss vorliegen kann, führt eine Unterschreitung von I_{min} erst nach einem Auftreten von t_{warte} Minuten zur Meldung.

Beispiel:

$$\begin{aligned} \text{Spannungsfehler:} & \quad U_{MP} < 0,25 \cdot U_n \vee U_{MP} > 1,25 \cdot U_n \\ \text{Leiterunterbrechung:} & \quad I_{MP} \leq I_{min} = 1 \text{ A} \quad \text{für } t_{warte}=15 \text{ min} \end{aligned} \quad (4.27)$$

Werden Abweichungen der Maschenimpedanz oder der Spannungs- und Strommesswerte von den vorgegebenen Grenzen detektiert, könnten diese durch den Regler an eine übergeordnete Leitstelle gemeldet werden. Beide Ansätze können gleichermaßen in die Regler-Algorithmen implementiert werden. Eine exakte Detektierung der Fehlerart oder der Fehlerstelle ist damit jedoch nicht möglich.

Beide Verfahren zur Topologiefehlererkennung, sowohl mittels Maschenimpedanz als auch anhand der ins Netz integrierten Messtechnik, müssen für jedes Netz individuell parametrisiert werden. Hierzu sind u.a. eine entsprechende Kenntnis der Topologie sowie des Lastaufkommens und der betriebsbedingten Spannungsänderungen notwendig. Dabei sind die aufgezeigten Methoden lediglich als Indikator für einen möglichen Topologiefehler anzuwenden. Im Rahmen der Aufgaben des Betriebspersonals könnten bei entsprechender Meldung durch den Regler Maßnahmen eingeleitet werden. Im Falle eines nicht detektierten Topologiefehlers erfolgt wie in allen anderen NS-Netzen

eine Meldung erst bei einer durch den Kunden wahrgenommenen Auswirkung, wie z.B. einer teilweisen oder vollständigen Versorgungsunterbrechung.

4.8 Rückfallebene für Kommunikationsunterbrechungen

4.8.1 Auswirkungen fehlender Messdaten

Zur Bestimmung der Ströme und Spannungen an den für den Regelprozess gewählten Messpunkten stehen dem Regler lediglich die Daten der dort installierten Messgeräte zur Verfügung. Aufgrund der innerhalb eines Netzes nur geringen Anzahl erfasster Netzzustandsdaten, im Vergleich zu der großen Anzahl unbekannter Knotendaten, handelt es sich um ein stark unterbestimmtes Gleichungssystem. Aufgrund dessen kann im Falle fehlender Messdaten einzelner Messpunkte keine Berechnung der Strom- oder Spannungswerte für die jeweiligen Messpunkte erfolgen. Der Regelprozess wird somit aufgrund nicht vorhandener Daten unterbrochen. Dies hätte eine Deaktivierung des Reglers zur Folge. Eine dauerhafte Datenerfassung und -übertragung ist folglich für den Regelprozess unabdingbar. Aufgrund möglicher Störungen oder Ausfälle der Mess- oder Kommunikationstechnik ist eine Rückfallebene vorzusehen. Hierzu wurde in den entwickelten SWR eine konventionelle Rückfallebene implementiert. Innovative Ansätze wie in [66] verfolgend auf künstlichen neuronalen Netzen basierende Strategien, mit deren Hilfe im Falle einer Kommunikationsunterbrechung die fehlenden Messdaten nachgebildet werden können.

4.8.2 Konventionelle Rückfallebene

Bereits beim ersten Ausbleiben eines durch die Regler-Steuerung erwarteten Messdatensatzes wird die implementierte, konventionelle Rückfallebene aktiv. Dabei wird ein Timer aktiviert, der die Dauer der anstehenden Verbindungsunterbrechung erfasst. Das Zeitablaufdiagramm in Abbildung 4.12 visualisiert schematisch den Prozess der konventionellen Rückfallebene: Handelt es sich nur um eine kurze Verbindungsunterbrechung (Störung) zwischen den Zeitpunkten $t = 1$ bis $t = 2$, bleibt der Regler aktiv und behält die zuletzt eingestellte Steuerspannung bis zur Wiederherstellung der unterbrochenen Verbindung. Dieser Modus dient zur kurzzeitigen Überbrückung von Kommunikationsunterbrechungen, z.B. aufgrund einer schlechten Verbindungszuverlässigkeit.

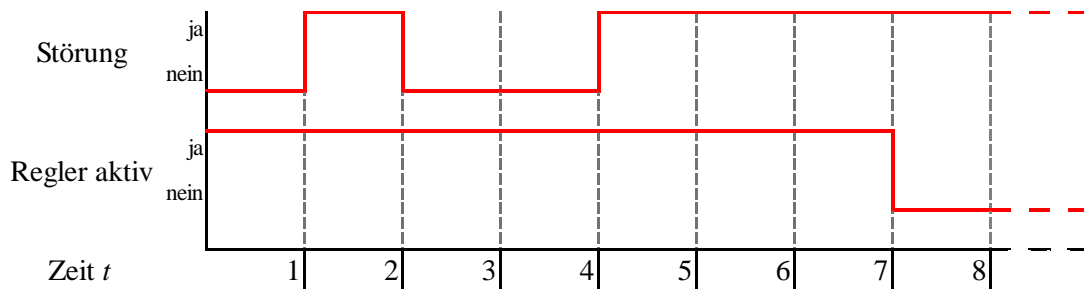


Abbildung 4.12: Zeitablaufdiagramm der konventionellen Rückfallebene

Bei länger andauernden Störungen oder Ausfällen (ab Zeitpunkt $t = 4$) wird der Regler nach einer festgelegten Wartezeit t_{warte} inaktiv und kehrt in den Stand-by-Modus ($\tilde{u}_S = 0\%$). Eine Regelung der Ströme und Spannungen wird fortan nicht mehr durchgeführt. Aufgrund der stetigen Überwachung seiner Kommunikationsschnittstellen wird der Regler bei wiederkehrender Verbindung wieder aktiv.

Die Festlegung der Wartezeit t_{warte} bis zur Deaktivierung des Reglers muss nach einer individuellen, netzabhängigen Risikobewertung durchgeführt werden. Hierzu sind die Auswirkungen eines unregelmäßigen Netzbetriebs und der dadurch auftretenden thermischen Belastungen abzuwägen. Im Rahmen des in Kapitel 6 aufgezeigten Feldtests wurde die Wartezeit mit $t_{\text{warte}} = 10 \text{ min}$ gewählt.

5 Simulative Verifikation der Regelkonzepte

5.1 Grundlagen der simulativen Verifikation

5.1.1 Simulationsprozess

Die in Kapitel 3 im Rahmen des Entwurfs eines Reglers zur Spannungs- und Wirkleistungsregelung entwickelten theoretischen Grundlagen, das verwendete Schaltungsdesign sowie die in Kapitel 4 aufgezeigten Regelkonzepte mittels Kennlinienverfahren sind durch umfangreiche Simulationen zu verifizieren. Ziel ist es, die erarbeiteten Grundlagen zu überprüfen und den Nachweis zur Funktionalität der in Algorithmen umgesetzten Regelkonzepte zu erbringen. Hierzu muss der Einfluss der Steuerspannung auf die in einem NS-Netz fließenden Ströme gezeigt und die zugrundeliegende Theorie nachgewiesen werden. Weiterhin ist die Anwendbarkeit des Kennlinienverfahrens und darauf basierender Regelkonzepte darzulegen.

Die simulativen Untersuchungen zum Nachweis der Grundlagen zu Theorie und Kennlinienverfahren werden anhand des in Abbildung 5.1 dargestellten synthetischen Ringnetzes durchgeführt. Durch die topologische Anlehnung an die in Kapitel 3 verwendeten Ringnetze ist eine einfache Verifikation der Ergebnisse möglich. Die Regelkonzepte werden dagegen in einem realen Netzmodell, Abbildung 5.2, simuliert. Dazu ist in die jeweiligen Testnetze ein SWR integriert. Im Rahmen der Simulationen zum Kennlinienverfahren wird dieser, aufgrund des in Abschnitt 3.4 erarbeiteten Schaltungsdesigns, wie folgt parametrisiert:

Steuerspannungsbetrag \tilde{u}_S : -8% bis +8% in 0,2%-Stufen

Steuerspannungswinkel $\tilde{\alpha}$: 0° bis 330° in 30°-Stufen

Zur Modellierung der Lasten und Einspeiser werden synthetisch erzeugte Haushaltlast- und PV-Zeitreihen sowie Lastzeitreihen zu Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen verwendet.

Die verwendete Parametrierung der Regelziele dient zum Test und der Darstellung des Verhaltens des Reglers. Hierbei werden die Parameter bewusst entgegen der in Abschnitt 4.6 vorgestellten Parametrierungshinweise zur gezielten Erzeugung von

Grenzwertverletzungen und zur Überprüfung der vollständigen Funktionalität der Regelalgorithmen gewählt.

5.1.2 Struktur des synthetischen Testnetzes

Das in Abbildung 5.1 gezeigte Netz basiert auf den Untersuchungen zu synthetischen NS-Netzmodellen in [52], [67], [53]. Hierzu wurden die Siedlungsstrukturen sowie die typischen NS-Netzstrukturen in ländlichen, vorstädtischen und städtischen Regionen untersucht und in siedlungstypabhängige Modelle überführt. Im Rahmen der Simulationen wurde das zu einem Ringnetz modifizierte Netzmodell „Typ S3a“, aus der Klasse der vorstädtischen Netze, verwendet. Das ursprünglich als Strahlennetz modellierte Netz wurde über einen SWR zu einem Ringnetz gekoppelt. Die Messwerte der dargestellten Messpunkte MP 1 bis MP 3 werden im Rahmen der Untersuchungen ausgewertet. Für die Hauptleitungen wird der Kabeltyp NAYY 4x150 und für die Hausanschlussleitungen NAYY 4x35 verwendet. Der Bemessungsstrom der Hauptleitungen liegt bei $I_r = 275$ A. Die Anzahl der Hausanschlüsse, Leitungslängen und Kabeltypen entstammen den Angaben aus [52] und [53].

5.1.3 Struktur des realen Testnetzes

Das reale Testnetz, welches sowohl zu Simulationsstudien als auch für den in Kapitel 6 beschriebenen Feldtest verwendet wird, entstammt einer ländlich geprägten Region

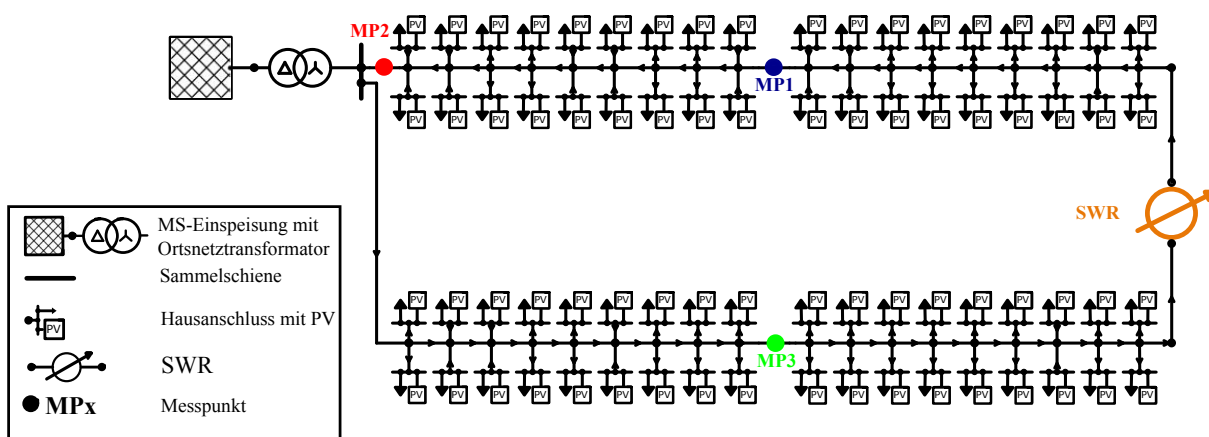


Abbildung 5.1: Synthetisches Netz

in Rheinland-Pfalz. Die Ortschaft wird mittels vier getrennt betriebener NS-Netze, jeweils durch eine ONS gespeist, versorgt. Das zu Simulations- und Feldtestzwecken ausgewählte Teilnetz wird in Abbildung 5.2 in lageähnlicher Darstellung sowie in Abbildung 5.3 in topologischer Darstellung gezeigt. Eine vergrößerte Ansicht findet sich im Anhang 15.4 wieder.

Im betrachteten Testnetz sind insgesamt 113 Hausanschlüsse vorhanden. Davon sind an 22 Hausanschlüssen 39 PV-Anlagen angeschlossen. Teilweise sind an einem Hausanschluss, aufgrund unterschiedlicher Dachneigungen oder zeitversetzter Anlagenerweiterungen, mehrere PV-Anlagen installiert. Die Summe der Anlagen-Bemessungsleistung im gesamten Netz beträgt $P_{PV} = 418$ kWp. Die Hauptleitungen sind mit dem Kabeltyp NAYY 4x95 ausgeführt, der einen Bemessungsstrom $I_r=215$ A aufweist. Der überwiegende Teil der Hausanschlussleitungen liegt als NAY2Y 4x35 vor. In Summe sind 5,835 km NS-Kabel im Netz verlegt. Durch den zuständigen VNB wurde in mehreren Straßen eine beidseitige Verlegung von Hauptleitungen gewählt. Zwischen der ONS und dem KV 16 ist sogar eine beidseitige, parallele Kabelführung vorhanden. Die höchste Lastdichte tritt aufgrund der Siedlungsdichte zwischen KV 16 und KV 11T(A) auf. Der KV 11T verfügt über zwei getrennt betreibbare Sammelschienensysteme (A) und (B). Zwischen diesen ist der SWR angeschlossen, der dadurch zu einer Kopplung des Ringnetzes, ausgehend von der ONS über den KV 16 sowie über den KV 21 zum KV 11T, führt. Die einfache Länge des Rings beträgt ca. 750 m. Insgesamt sind 32 der 39 PV-Anlagen am Ringnetz angeschlossen. Diese speisen mit einer Bemessungsleistung von $P_{PV} = 292$ kWp in diesen Netzteil ein. Weiterhin gehen von der Sammelschiene KV 11T (A) drei weitere Kabel zu KV 8 und KV 9 ab. Dieser Abschnitt wird nachfolgend als strahlenförmiger Netzausläufer betrachtet.

Sowohl im Rahmen der Simulationsstudien als auch in dem in Kapitel 6 beschriebenen Feldtest werden die Messpunkte MP 1 (KV 16) und MP 2 (KV 21) zur Darstellung der Stromregelkonzepte verwendet. Der im Netzausläufer befindliche MP 3 an KV 9 dient als Messpunkt für die Spannungsregelziele.

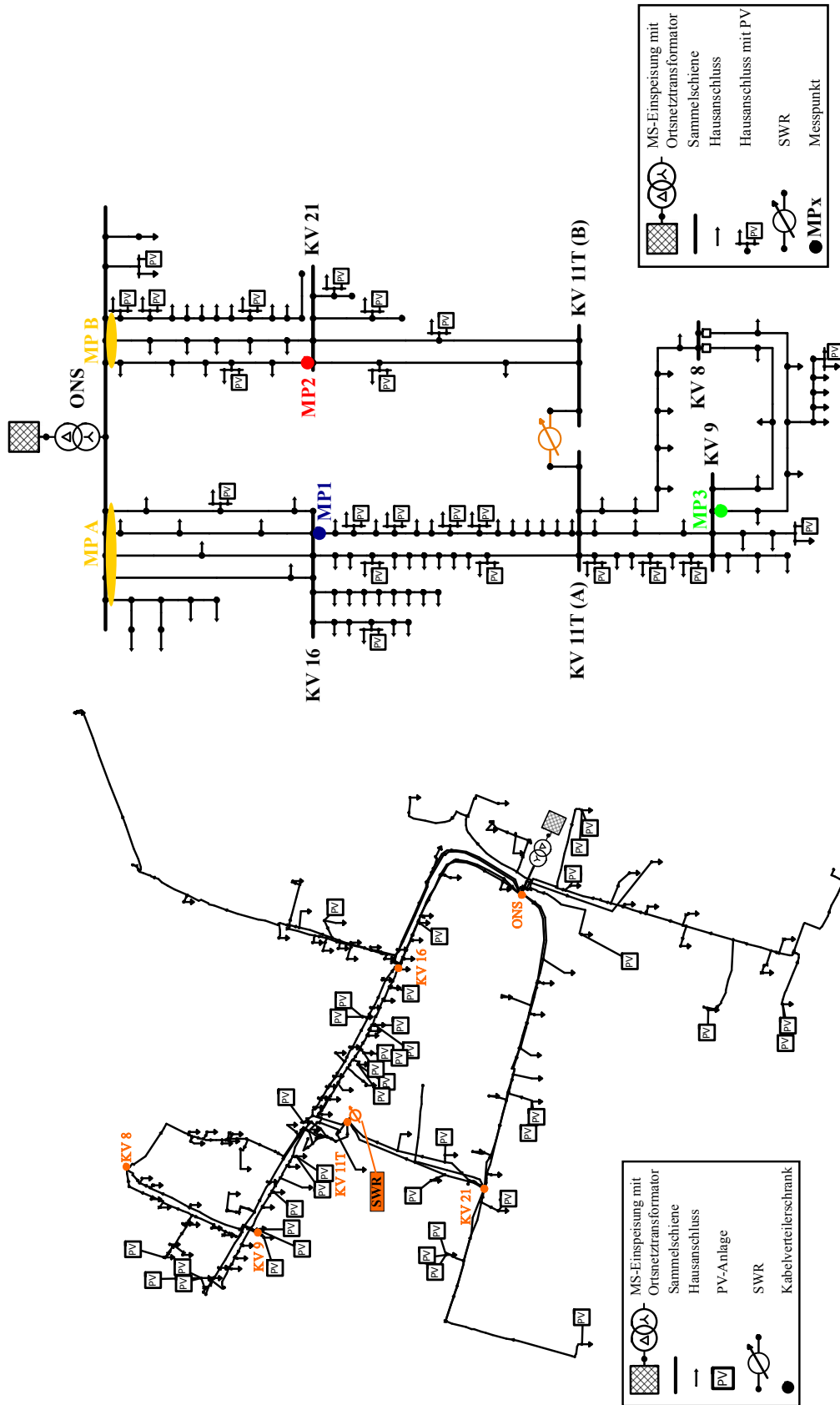


Abbildung 5.2: Reales Ortsnetz in lageähnlicher Darstellung
 Abbildung 5.3: Reales Ortsnetz in topologischer Darstellung

5.1.4 Lastzeitreihen

5.1.4.1 Haushalte und Photovoltaik

Im Rahmen der Simulationen werden sowohl im synthetischen als auch im realen Netz synthetisch erzeugte Lastzeitreihen für HH und PV-Anlagen verwendet. Die Wirk- und Blindleistungszeitreihen werden mit Hilfe eines am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement vorliegenden Tools, beruhend auf [27], in 15-Minuten-Auflösung für ein Jahr generiert. Aus den Datensätzen wurde ein exemplarischer Tag im Juli mit optimaler PV-Erzeugung ausgewählt. Zur realitätsnahen Simulation des Reglerverhaltens werden die auf 15-Minuten-Werten basierenden Zeitreihen auf 1-Minuten-Werte interpoliert. Daraus ergeben sich 1440 Simulationszeitschritte für 24 Stunden.

5.1.4.2 Elektrofahrzeuge

Ergänzend zu den Haushaltslastzeitreihen wird entsprechend der voraussichtlichen, durchschnittlichen Durchdringung des Verkehrssektors mit Elektrofahrzeugen im Jahr 2030, 12,5% der Hausanschlüsse mittels zufälliger Verteilung jeweils ein Elektrofahrzeug zugeordnet. Die Fahrzeuge laden mit der einheitlichen Ladeleistung von 11 kW. Anhand der Untersuchungen aus [68] und [69] wurden Zeitreihen mit unterschiedlichen Startzeitpunkten und Dauern der Ladevorgänge generiert.

Zusätzliche, öffentliche oder halb-öffentliche Ladesäulen werden nicht berücksichtigt, da diese häufig durch einen eigenen Stromkreis, teilweise sogar einer eigenen ONS, versorgt werden.

5.2 Verifikation des Steuerspannungsansatzes

In Kapitel 3 wird in Abschnitt 3.2.4 der Zusammenhang zwischen der Steuerspannung U_S und dem Steuerstrom I_S hergeleitet. Weiterhin wird der Rückschluss auf die Gültigkeit des Superpositionsprinzips für I_S aufgezeigt. Beides kann anhand einer einfachen Simulation im synthetischen Ringnetz nach Abbildung 5.1 verifiziert werden. Hierzu wird das Netz mit PV- und Lastzeitreihendaten parametrisiert und es werden für einen diskreten Zeitpunkt drei statische Simulationen mit $\tilde{u}_S \in \{-8\%, 0\%, +8\%\}$ durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5.4, gemeinsam mit einer abgewandelten Darstellung der Ringnetz-Topologie aus Abbildung 5.1, zusammengefasst. Die Leitungsabschnitte zwischen den Netzknoten sind dabei mit $i = 1 \dots 34$ nummeriert. Die

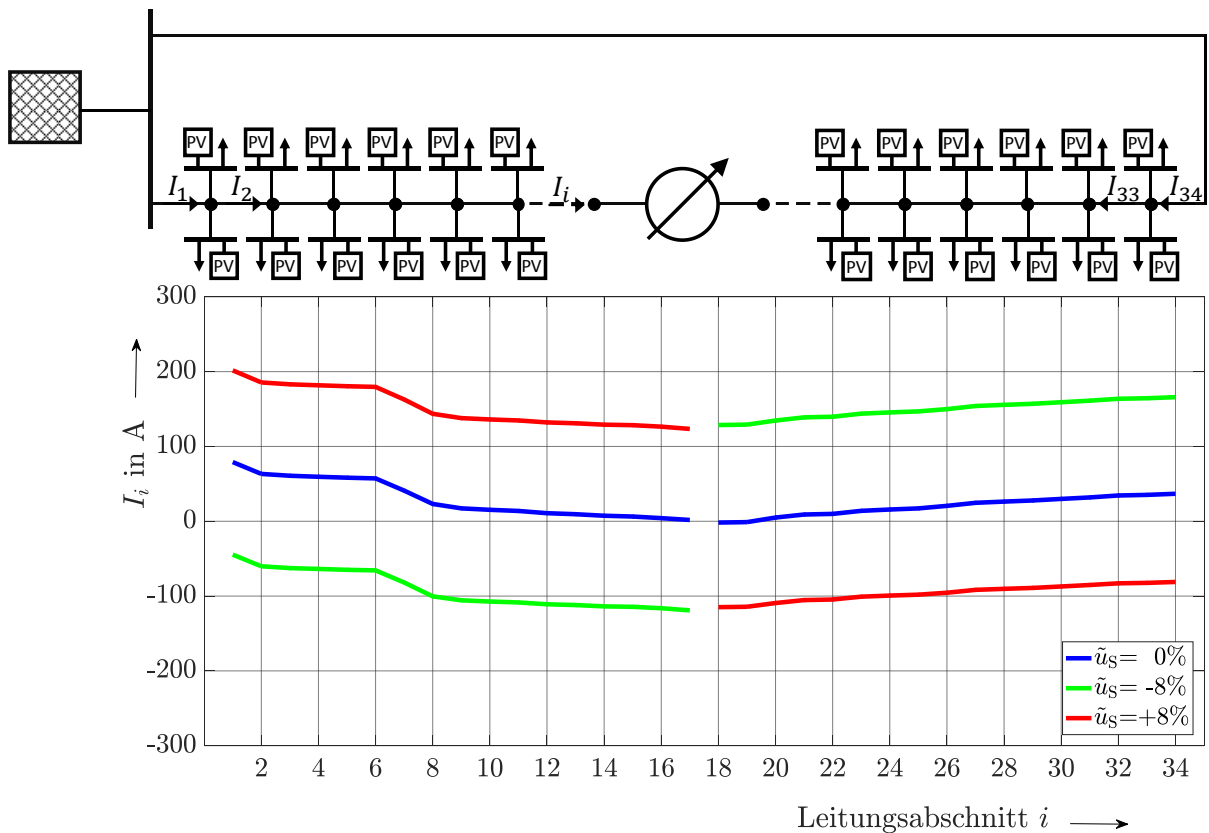


Abbildung 5.4: Nachweis des Superpositionsprinzips

in jedem Leitungsabschnitt auftretenden Ströme sind in dem darunter befindlichen Diagramm dargestellt.

Aufgrund der Gleichung (3.17) wird mit der dem Netz zugrunde liegenden Maschenimpedanz $\underline{Z}_{\text{ma}} = 0,161 \Omega e^{j21,2^\circ}$ bei $\tilde{u}_S = \pm 8\%$ ein Strom $I_S = \pm 113,8 \text{ A}$ eingeprägt. Dies entspricht der Differenz der Ströme $|I_S| = |I_i|_{U_S=\pm 8\%} - |I_i|_{U_S=0\%}$ für alle Leitungsabschnitte i . Die Gültigkeit der für die Stromregelung elementaren Gleichung (3.17) sowie das Superpositionsprinzip kann an diesem einfachen Beispiel dargestellt werden.

5.3 Verifikation der analytischen Regelziele

5.3.1 Optimale Steuerspannung

Zur Darstellung des in Abschnitt 3.2.4 hergeleiteten Zusammenhangs zur Strombetragsregelung mittels einer optimalen, d.h. kontinuierlich wählbaren, Steuerspannung sowie

der Verifikation der darauf aufbauenden analytischen Regelziele aus Abschnitt 4.1 werden diese im synthetischen Ringnetz aus Abbildung 5.1 simuliert. Hierbei soll durch Regelziel 1 der Strom I_R im Installationsknoten des Reglers sowie durch Regelziel 2 der Strom I_{MP1} in MP 1 auf einen Sollstrom $I_{soll}=100$ A eingeregelt werden. Mittels Regelziel 3 erfolgt die betragsmäßige Angleichung der Strombeträge $|I_{mm-1}| = |I_{mm+1}|$ in den Stromkreisabgängen an der Sammelschiene der Ortsnetzstation (vgl. Abbildung 4.1).

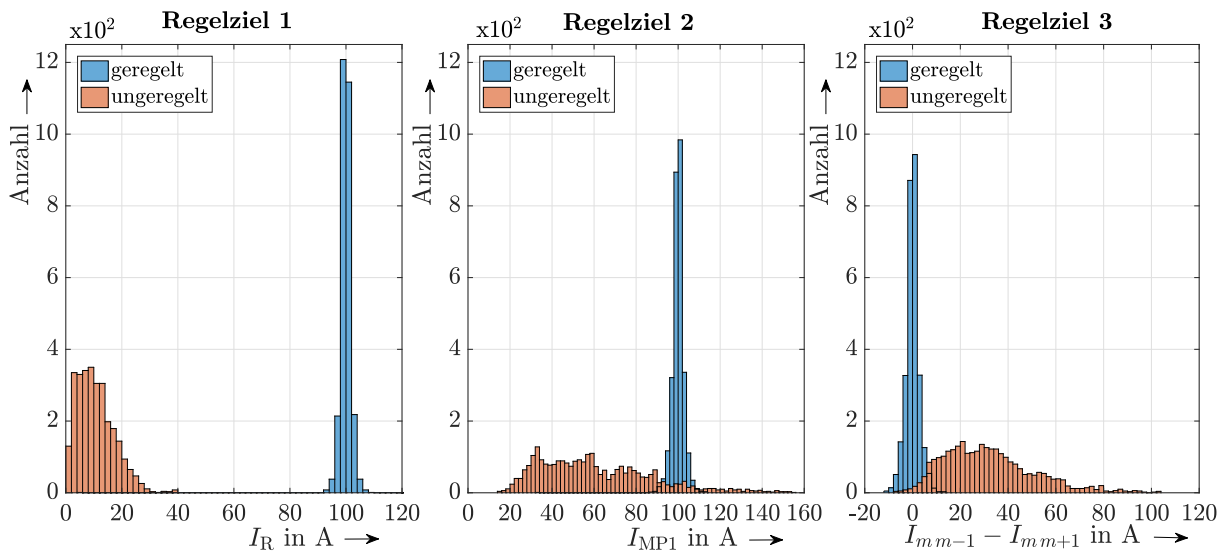


Abbildung 5.5: Auswertung der Simulationsergebnisse für die analytischen Regelziele

Die Simulationsergebnisse werden in Form von Histogrammen in Abbildung 5.5 dargestellt. Hierzu sind für alle drei Regelziele die auftretenden Ströme im ungeregelten und im durch den Regler geregelten Fall gezeigt. Die Standardabweichungen von $\sigma_{RZ1}=2,463$ A für Regelziel 1, $\sigma_{RZ2}=2,932$ A für Regelziel 2 und $\sigma_{RZ3}=2,766$ A für Regelziel 3 verweisen auf die ausreichende Genauigkeit des Verfahrens zur Einhaltung eines Sollwerts. Die Abweichungen ergeben sich maßgeblich aufgrund des schaltungstechnischen Aufbaus des Reglers, welcher bei der Einstellung einer Steuerspannung \underline{U}_S eine Änderung der Spannungen $\underline{U}_{R, \text{ein}}$, $\underline{U}_{R, \text{aus}}$ an den Regler-Anschlüssen und somit auch aller anderen Spannungen \underline{U}_i der im Netz befindlichen Knoten zur Folge hat. Die Spannungsänderung wirkt sich auf den Leistungsfluss des P-Q-Lastmodells aufgrund des fixen Leistungsbezugs der Lasten aus. Zusätzlich führt die Verlustleistung des Reglers zu einer weiteren Abweichung. Durch iterative Anpassung der Steuerspannung an den geforderten Sollwert können die Abweichungen reduziert werden.

5.3.2 Diskrete Steuerspannung

Die zuvor dargestellten Simulationsergebnisse wurden mittels einer kontinuierlich wählbaren Steuerspannung erzielt. Im Hinblick auf die Realisierung eines Reglers mit diskreten Steuerspannungsstufen werden in einer weiteren Simulation die Differenzen zwischen kontinuierlicher und diskreter Steuerspannung mit einer Stufenweite von $\tilde{u}_{S,\Delta} = 0,2\%$ für das vorab dargestellte Regelziel 1 aufgezeigt. Hierzu sind im Histogramm in Abbildung 5.6 die auftretenden Abweichungen ΔI vom eingeregelt Sollwert $I_{\text{soll}} = 100\text{A}$ dargestellt. Die für ein diskretes \tilde{u}_S berechnete Standardabweichung $\tilde{\sigma}_{\text{RZ1}} = 3,459\text{ A}$ weicht um $\Delta\sigma = \tilde{\sigma}_{\text{RZ1}} - \sigma_{\text{RZ1}} = 0,996\text{ A}$ von $\sigma_{\text{RZ1}} = 2,463\text{ A}$ bei stetigem u_S ab. Das Ergebnis kann ebenso auf die Regelziele 2 und 3 übertragen werden.

Trotz der Diskretisierung weisen die Ergebnisse eine ausreichende Genauigkeit auf und erfordern, insbesondere im Hinblick auf eine Strombegrenzung zur Reduzierung der thermischen Belastung der Betriebsmittel, keine exaktere Einhaltung der Regelziele.

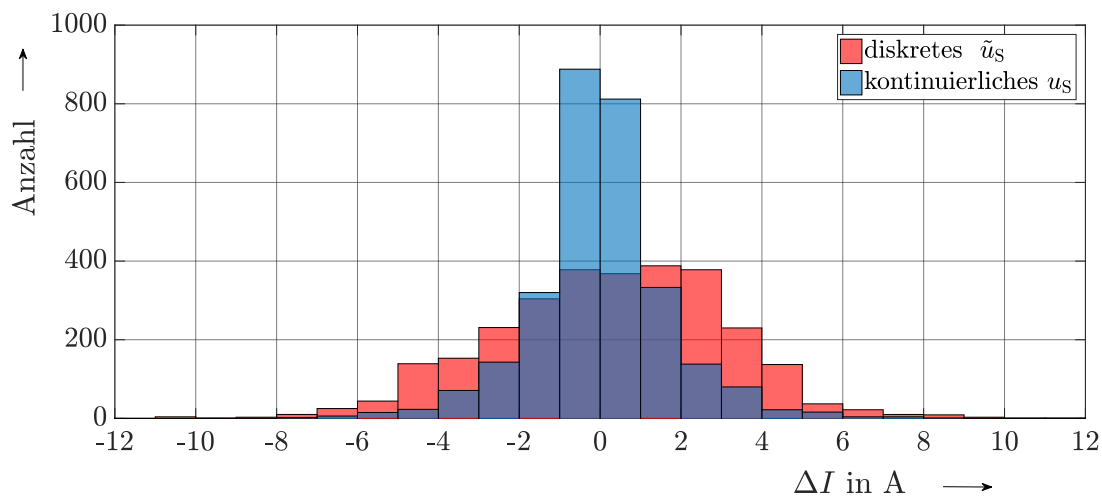


Abbildung 5.6: Vergleich kontinuierlicher und diskreter Steuerspannungsstufen

5.4 Verifikation des Kennlinien-Konzepts

Zum Nachweis der Kennlinien-Eigenschaften wird anhand der durchgeführten Simulationen der in Abschnitt 4.2.2 aufgezeigte, geradenförmige Verlauf der Kennlinien für hohe Lasten dargestellt. Hierzu werden mit dem synthetischen Netzmodell aus Abbildung 5.1 zwei Simulationen durchgeführt. Vorab wurden der Maschenimpedanzwinkel ψ_{ma} und der davon abhängige Steuerspannungswinkel α bestimmt. Anhand

der gegebenen Lastzeitreihen wird der Zeitpunkt mit der höchsten Netzauslastung bestimmt. Mittels statischer Simulationen werden im ersten Schritt für die insgesamt 81 diskreten Steuerspannungsstufen \tilde{u}_S mit Winkel $\tilde{\alpha}$ die daraus in den Messpunkten MP 1 bis MP 3 und dem Regler resultierenden Ströme I_{MPx} und I_R sowie Spannungen U_{MPx} und $U_{R, \text{ein}}$ erzeugt und in den Diagrammen in Abbildung 5.7 und Abbildung 5.8 als „MPx sim“ für die Messpunkte und „R sim“ für den SWR dargestellt. Im zweiten Schritt erfolgt die Erzeugung der Kennlinien mittels des in Abschnitt 4.2.2 dargestellten Stützpunkt-Verfahrens, im Diagramm gekennzeichnet mit „MPx kenn“ und „R kenn“. Die Spannungskennlinien beziehen sich auf die Ausgangsseite des Reglers.

Die Ergebnisse in Abbildung 5.7 und Abbildung 5.8 zeigen eindeutig, dass die für alle diskreten Steuerspannungsstufen berechneten Simulationswerte „MPx sim“ bis auf die äußeren Randbereiche ohne nennenswerte Abweichungen auf den mittels Stützpunkten erzeugten Geraden „MPx kenn.“ liegen. Die erkennbare Differenz zwischen $I_{MP3, \text{sim}}$ und $I_{MP3, \text{kenn}}$ prägt sich lediglich für die obersten Steuerspannungsstufen mit $\tilde{u} > 7,6\%$ aus und beträgt in diesem Fall $\Delta I_{MP3} = |I_{MP3, \text{sim}} - I_{MP3, \text{kenn}}| = 19,9 \text{ A}$ für $\tilde{u}_S = +8\%$. Für die erzeugten Spannungskennlinien ergibt sich ein ähnliches Bild. Hier ergibt sich jedoch eine vernachlässigbare Differenz von $\Delta U_{MP3} = |U_{MP3, \text{sim}} - U_{MP3, \text{kenn}}| = 0,4 \text{ V}$ für $\tilde{u}_S = -8\%$.

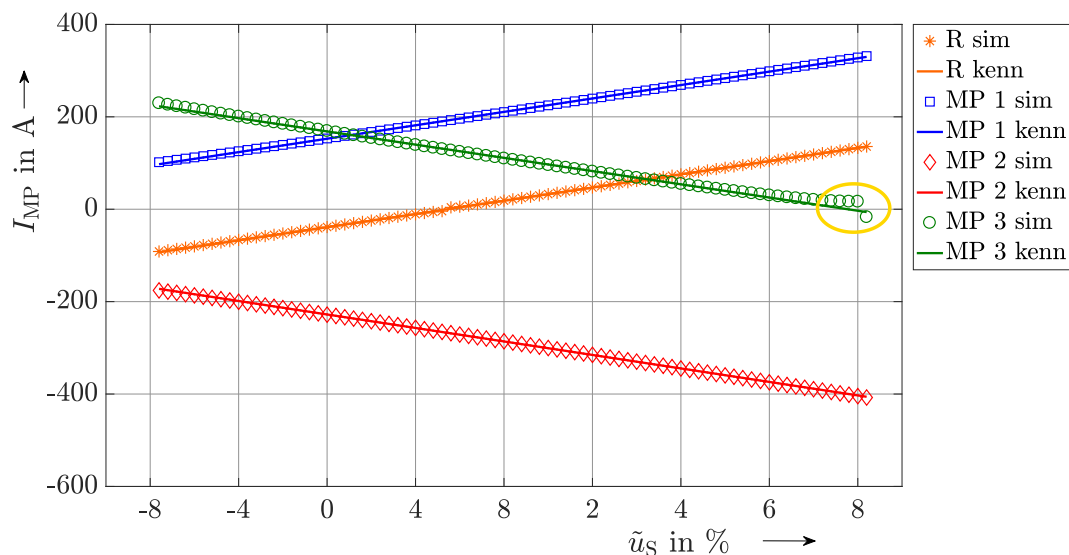


Abbildung 5.7: Stromkennlinien-Erzeugung bei hoher Last

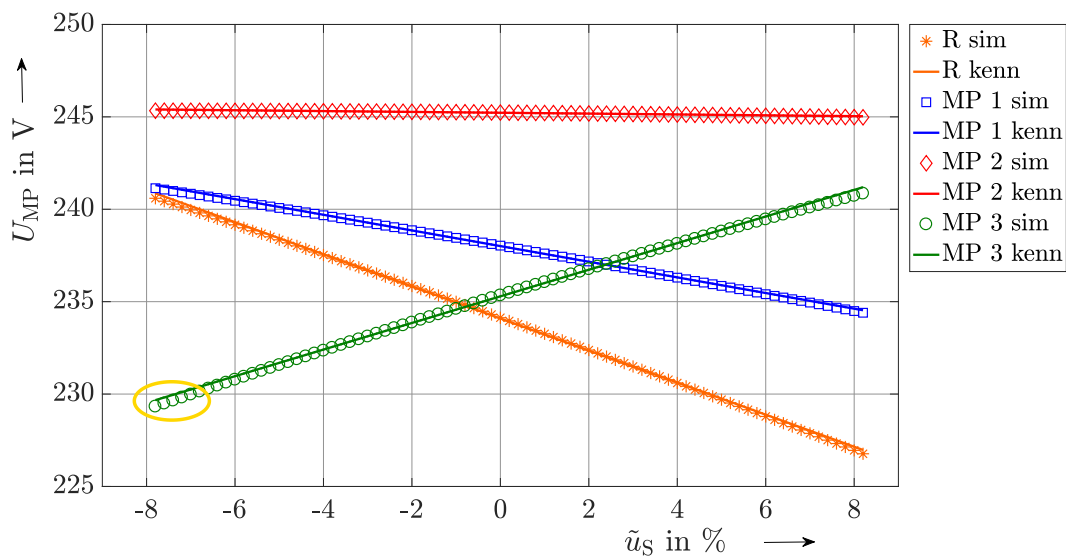


Abbildung 5.8: Spannungskennlinien-Erzeugung bei hoher Last

Für den dargestellten Fall der Spannungskennlinie des MP 3 wäre eine iterative Anpassung der Steuerspannungsstufe um lediglich $\Delta \tilde{u}_S = 0,2\% \dots 0,4\%$ in den nachfolgenden Regelzyklen ausreichend. Für den Fall der Stromkennlinien des MP 3 ist bei Erreichen der maximalen Steuerspannung $\tilde{u}_{S,\max}$ keine weitere Reduzierung des Stroms I_{MP3} möglich.

Anhand des dargestellten Beispiels wird gezeigt, dass Ströme und Spannungen mittels geradenförmiger Kennlinien hinreichend genau abgeschätzt werden können. Weiterhin geht aus den Stromkennlinien hervor, dass die Beträge der Steigungen $|m_{MPx}|$ der dargestellten Geraden aufgrund der im Ringnetz für alle Netzabschnitte geltenden Maschenimpedanz Z_{ma} , gleich sind. Lediglich die Ordinatenabschnitte $|b_{MPx}|$ unterscheiden sich (vgl. Abschnitt 4.2.2). Für die Steigungen der Spannungskennlinien trifft dies nicht zu. Diese weisen am Regler die höchste sowie an der ONS in MP 2 die geringste Steigung auf. Dies zeigt, dass eine Spannungsregelung an direkt zum Regler benachbarten Knoten die größte Wirkung entfaltet.

5.5 Verifikation der Regelkonzepte mittels Kennlinienverfahren

5.5.1 Referenzwert-Simulation

Im Rahmen einer ersten Referenzwert-Simulation in dem in Abschnitt 5.1.3 vorgestellten realen Testnetz, unter Verwendung synthetischer Haushalts- und Elektrofahrzeuglastzeitreihen, werden für die nachfolgend betrachteten Messpunkte MP 1 bis MP 3 Referenzwerte für einen Netzbetrieb ohne SWR erzeugt. In der grafischen Darstellung in Abbildung 5.9 wird deutlich, dass insbesondere in MP 1 die Einflüsse der PV-Einspeisung in den Mittagsstunden sowie die geforderte Ladeleistung der angeschlossenen EVs in den Abendstunden ab ca. 17:00 Uhr zu einer starken Auslastung des Netzes führen. Sowohl die hohe Last- und PV-Dichte im Streckenabschnitt zwischen KV 16 und KV 11T(A) (siehe Abbildung 5.3) als auch die mit vier parallelen Kabeln ausgeführte Anbindung des KV 16 an die ONS resultieren in einer stark inhomogenen Auslastung der Ringstruktur. Dies wird durch den nur gering ausgelastetem Streckenabschnitt zwischen KV 11T(B) und der ONS, erkennbar an den überwiegend niedrigen Strömen in MP 2 am KV 21, deutlich. Insbesondere in den Abendstunden treten an MP 1 Ströme bis zu $I_{MP1} = 125\% \cdot I_{r,NAYY4x95}$ des Bemessungsstroms der Hauptleitung auf.

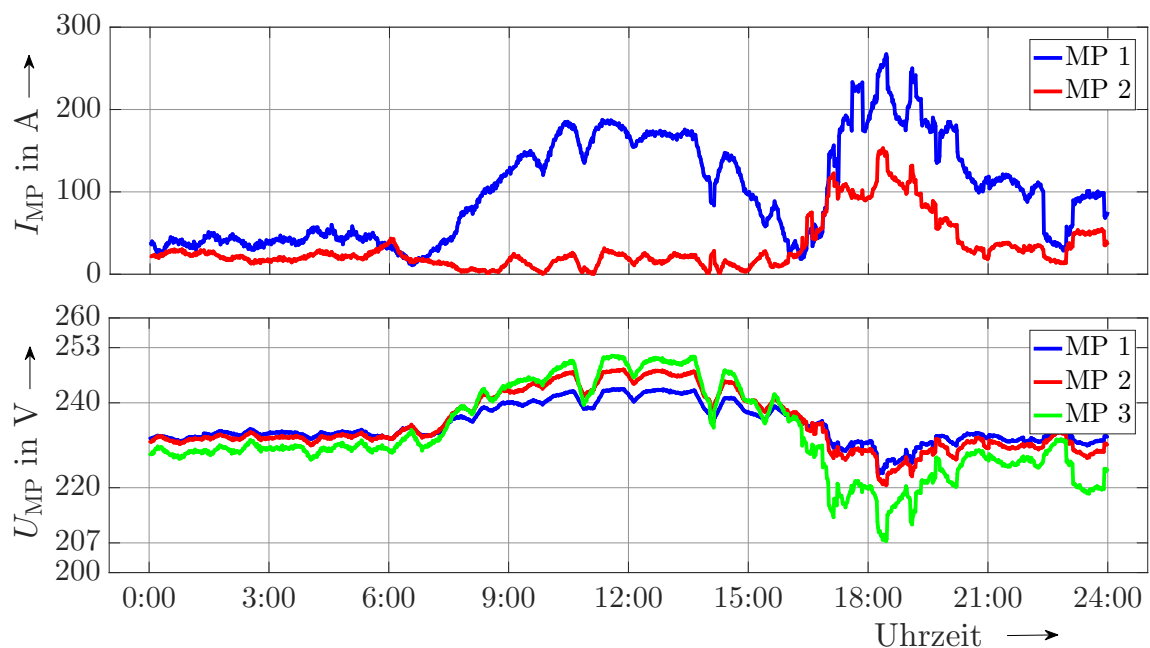


Abbildung 5.9: Strom- und Spannungs-Referenzwertsimulation

In MP 3 werden die auftretenden Ströme aufgrund der Lage des Messpunkts im Netzausläufer nicht betrachtet. MP 3 dient jedoch als Referenzpunkt für die nachfolgend dargestellten Regelkonzepte zur Spannungsregelung, da dieser Spannungen zwischen $U_{MP3} = 90 \% \cdot U_n \approx 207 \text{ V}$ und $U_{MP3} = 109 \% \cdot U_n \approx 251 \text{ V}$ aufweist.

5.5.2 Sollwertregelung

5.5.2.1 Stromsollwert

Die Sollwertregelung hat zum Ziel einen Strom oder eine Spannung in einem Messpunkt dauerhaft auf einen vorgegebenen Sollwert einzuregulieren. Hierzu wird eine Simulation unter Annahme des Stromsollwerts $I_{MP1,soll} = 100 \text{ A}$ für MP 1 durchgeführt. Abbildung 5.10 stellt das Ergebnis grafisch dar. Bis auf lediglich kurze Zeitabschnitte bis 12:00 Uhr und einem länger andauernden Abschnitt zwischen 16:00 Uhr bis 20:30 Uhr, konnte der vorgegebene Sollwert mit einer maximalen Abweichung von $\Delta I_{max} = \pm 2 \text{ A}$ eingehalten werden. Die aufgezeigten Abweichungen in den genannten Zeiträumen treten aufgrund des Erreichens der maximalen Steuerspannung $\tilde{u}_S = \tilde{u}_{S,max} = \pm 8 \%$ auf.

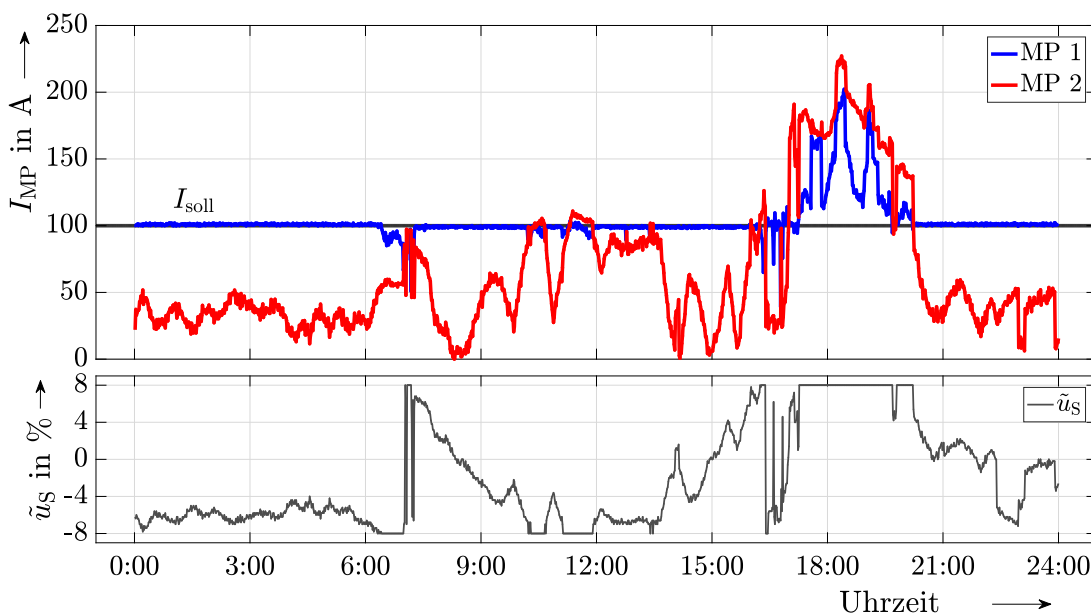


Abbildung 5.10: Sollwertregelung Strom, $I_{MP1,soll} = 100 \text{ A}$

5.5.2.2 Spannungssollwert

Im Falle einer Spannungssollwertregelung für $U_{MP3,soll} = 230 \text{ V}$ an MP 3 kann der Sollwert nur bis 07:30 Uhr und zwischen 20:30 Uhr bis 23:30 Uhr eingehalten werden (Abbildung 5.11). Aufgrund der hohen PV-Einspeisung sowie der starken Netzauslastung durch EV-Ladevorgänge überschreiten die Sollwertabweichungen an MP 3 die durch die Steuerspannungsstufen vorgegebene maximal mögliche Spannungskorrektur durch den Regler.

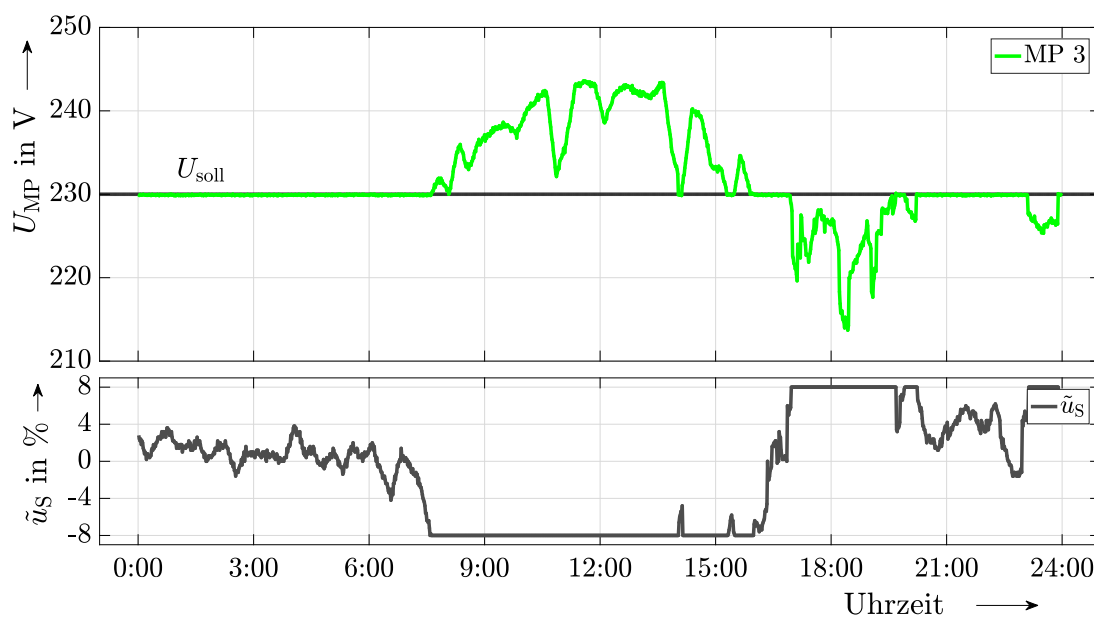


Abbildung 5.11: Sollwertregelung Spannung, $U_{MP3,soll} = 230 \text{ V}$

5.5.3 Grenzwertregelung an einem Messpunkt

5.5.3.1 Stromgrenzwert

Die Simulation zur Verifikation der Grenzwertregelung wird für einen Stromgrenzwert $I_{MP1,limit} = 150 \text{ A}$ an MP 1 durchgeführt (Abbildung 5.12). Aufgrund der in den Morgenstunden ansteigenden PV-Einspeisung wird gegen 10:00 Uhr eine Grenzwertüberschreitung durch den Regelalgorithmus detektiert. Infolgedessen kann der Grenzwert durch das Einprägen der Steuerspannung eingehalten werden. In den Abendstunden ab ca. 17:00 Uhr wird eine erneute Grenzwertregelung erforderlich. Der zur Einhaltung des Grenzwerts erforderliche Steuerstrom übersteigt jedoch den

maximal möglichen Steuerstrom $\underline{I}_{S,\max}$, welcher durch die maximale Steuerspannung $\tilde{u}_{S,\max}$ begrenzt wird. Folglich kann der Grenzwert im Zeitraum bis ca. 20:00 Uhr nicht dauerhaft eingehalten werden. Die Steuerspannung beträgt zu diesen Zeitpunkten $\tilde{u}_S = +8\%$

Im Vergleich zur Referenzwertsimulation wird deutlich, dass aufgrund der Strombegrenzung der durch MP 1 abgeregelte Leistungsfluss durch MP 2 erfolgen muss. Dies hat die Anhebung des im Messpunkt fließenden Stroms I_{MP2} zur Folge.

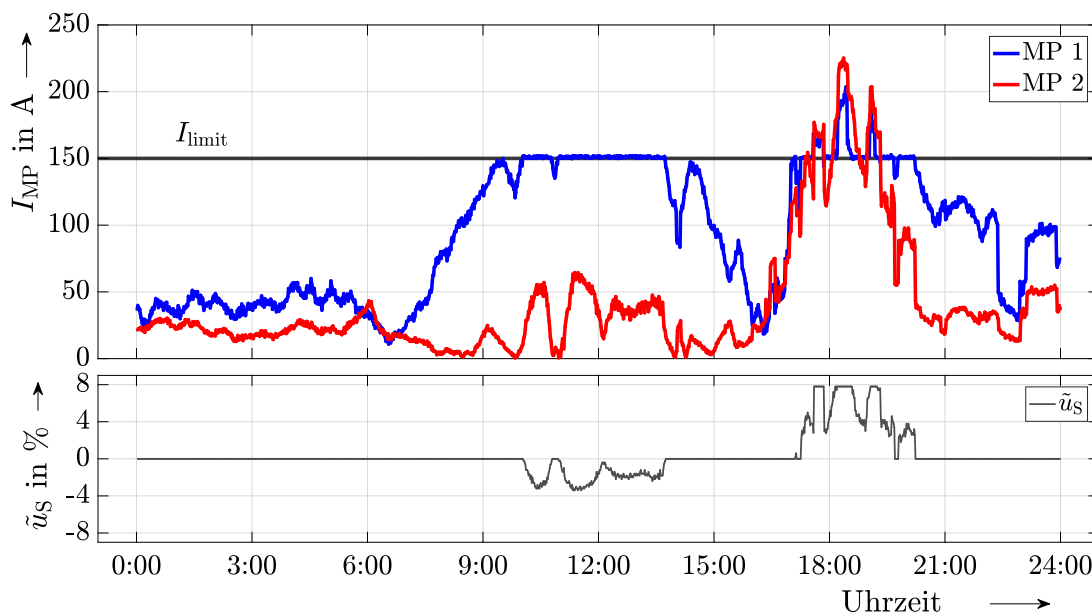


Abbildung 5.12: Grenzwertregelung Strom, $I_{MP1,limit} = 150$ A

5.5.3.2 Spannungsgrenzwert

Im Rahmen der Simulation zur Spannungsgrenzwertregelung wurde für den oberen und unteren Spannungsgrenzwert, zur Darstellung der Wirkungsweise des Reglers, die Einhaltung eines Spannungsbands zwischen $U_{MP3,limit,up} = 103\% \cdot U_n$ und $U_{MP3,limit,lo} = 97\% \cdot U_n$ als Regelziel festgelegt.

Das Simulationsergebnis in Abbildung 5.13 zeigt, dass nur für kurze Zeiträume am Morgen sowie in den Abendstunden das obere und untere Spannungsband aufgrund des maximal möglichen Steuerspannungsbetrags eingehalten werden kann.

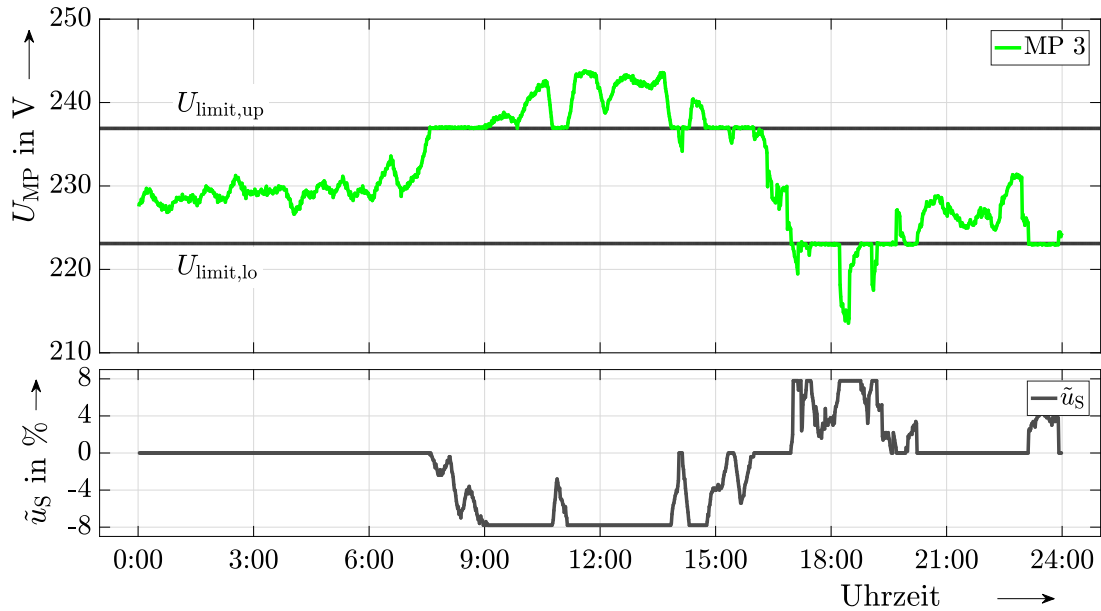


Abbildung 5.13: Grenzwertregelung Spannung, $U_{MP3,limit} = \pm 3\% \cdot U_n / \sqrt{3}$

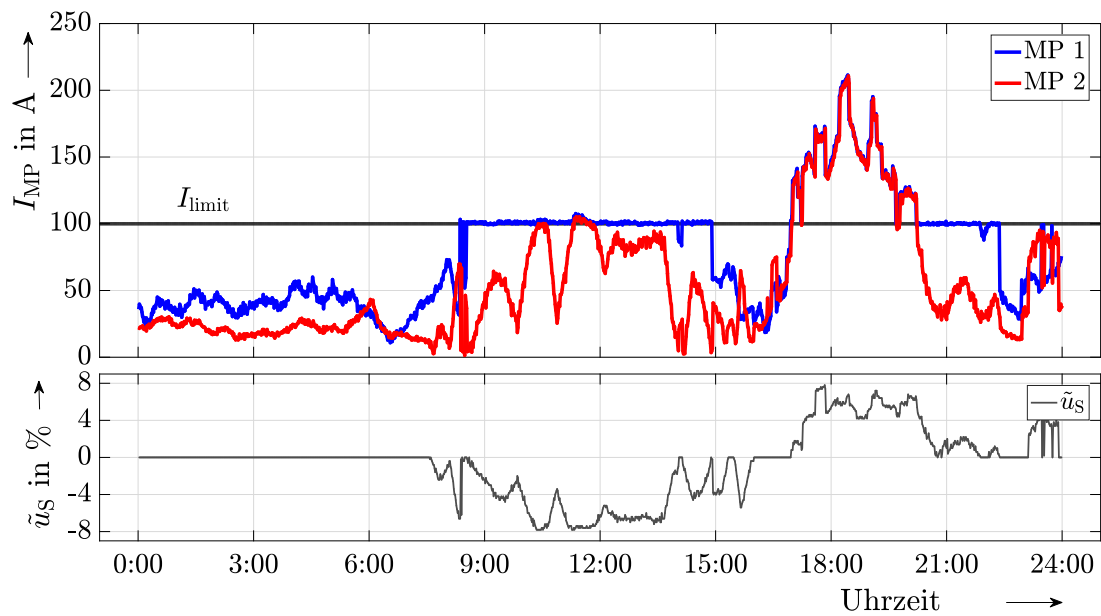


Abbildung 5.14: Multiple Grenzwertregelung Strom, $I_{MP1,limit} = I_{MP2,limit} = 100A$

5.5.4 Grenzwertregelung an mehreren Messpunkten

Das Regelkonzept zur Grenzwertregelung an mehreren Messpunkten wird nachfolgend für die Stromgrenzwerte $I_{MP1,limit} = I_{MP2,limit} = 100 \text{ A}$ für MP 1 und MP 2 dargestellt. Das Simulationsergebnis in Abbildung 5.14 zeigt, dass bis 15:00 Uhr der Grenzwert an MP 1 überwiegend eingehalten wird. In den Abendstunden ab 17:00 Uhr kann weder für MP 1 noch für MP 2 eine gleichzeitige Einhaltung erfolgen. Dementsprechend wird die geringste gemeinsame Abweichung durch den Regler bestimmt (vgl. Abschnitt 4.2.6), wodurch die in den Messpunkte fließenden Ströme $|I_{MP1}| = |I_{MP2}|$ den gleichen Betrag aufweisen. Dies stellt sich wiederum durch die aufeinanderliegenden Kurven zwischen 17:00 Uhr und 20:00 Uhr dar. Nach dem Unterschreiten des Grenzwerts $I_{MP2} < I_{MP2,limit}$ in MP 2 ab 20:00 Uhr muss lediglich der Grenzwert $I_{MP1} = I_{MP1,limit}$ in MP 1 bis ca. 22:30 Uhr eingehalten werden.

5.5.5 Kombinierte Soll- und Grenzwertregelung

5.5.5.1 Strom Soll- und Grenzwert

Das Regelkonzept für eine kombinierte Soll- und Grenzwertregelung wird für einen Stromsollwert $I_{MP1,soll} = 100 \text{ A}$ für MP 1 sowie einen Grenzwert $I_{MP2,limit} = 150 \text{ A}$ für MP 2 durchgeführt. Die Simulationsergebnisse in Abbildung 5.15 zeigen die wesentlichen Merkmale des Regelkonzepts. Bis auf einen kurzen Zeitraum gegen 07:00 Uhr und einen mehrstündigen Zeitraum ab 16:00 Uhr kann der Sollwert an MP 1 dauerhaft eingehalten werden. Aufgrund der steigenden Auslastung erreicht der Strom I_{MP2} ab 17:00 Uhr den vorgegebenen Grenzwert $I_{MP2} \geq I_{MP2,limit}$. Die Einhaltung des Grenzwerts wird fortan durch den Regler priorisiert. Infolgedessen entsteht eine starke Abweichung vom festgelegten Sollwert $I_{MP1,soll}$ zugunsten der Grenzwert-Einhaltung in MP 2. Gegen 20:00 Uhr sinkt der Strom I_{MP2} unter den vorgegebenen Grenzwert $I_{MP2,limit}$, wodurch der Regler zurück in den Sollwertregelmodus für MP 1 wechselt. Die auffälligen Steuerspannungssprünge gegen 07:00 Uhr und 16:30 Uhr resultieren aus der Umkehr der Leistungsflussrichtung in MP 1. Daraus ergibt sich eine Vorzeichenänderung des Stroms I_{MP1} , welche zu einer Vorzeichenänderung der Steuerspannung führt.

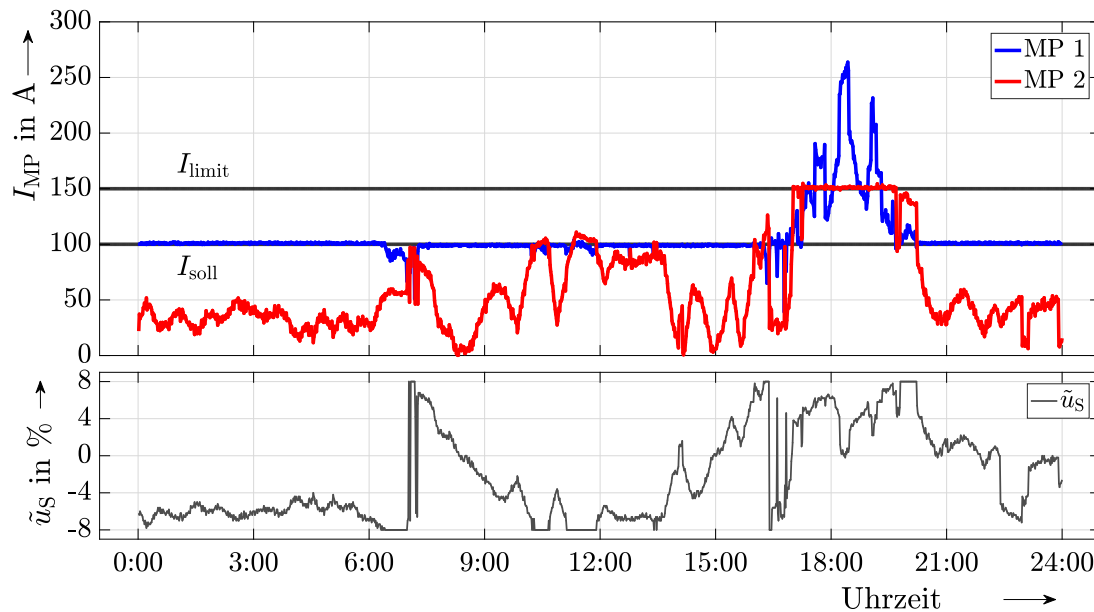


Abbildung 5.15: Kombinierte Soll- und Grenzwertregelung Strom, $I_{MP1,soll} = 100A$ und $I_{MP2,limit} = 150A$

5.5.5.2 Strom- und Spannungsgrenzwert

Zum simulativen Nachweis der Funktionalität der kombinierten Strom- und Spannungsgrenzwertregelung wird für MP 1 ein Stromgrenzwert $I_{MP1,limit} = 80 A$ und für MP 3 ein Spannungsband von $U_{MP3,limit} = \pm 3 \% \cdot U_n / \sqrt{3}$ festgelegt. Abbildung 5.16 stellt die Simulationsergebnisse in einem Diagramm mit getrennten Ordinaten für Strom und Spannung dar. Gegen 08:00 Uhr wird der obere Spannungsgrenzwert $U_{MP3,limit,up} = 103 \% \cdot U_n / \sqrt{3}$ in MP 3 erreicht und durch den aktiven Regler eingehalten. Aufgrund des starken Anstiegs des Stroms in MP 1 ändert der Regler bereits gegen 09:00 Uhr das vorab aktive Regelziel zu Stromgrenzwertregelung und limitiert den Strom auf den vorgegebenen Grenzwert $I_{MP1,limit}=80 A$. Ab etwa 15:00 Uhr erfolgt für ca. 2 h erneut die Einhaltung des Spannungsgrenzwerts $U_{MP3,limit,up}$ und ändert sich gegen 17:00 Uhr zu einer weiteren Stromgrenzwertregelung.

Die kurz nach 18:00 Uhr auftretende Überschreitung des Stromgrenzwerts kann durch den SWR nur unzureichend mit maximaler Steuerspannung $\tilde{u}_S = \tilde{u}_{S,max} = -8 \%$ beantwortet werden. Eine Einhaltung des Grenzwerts ist zu diesem Zeitpunkt folglich nicht möglich.

Die Simulation zeigt, dass durch den Regler eine priorisierte Einhaltung des Stromgrenzwerts erfüllt werden kann.

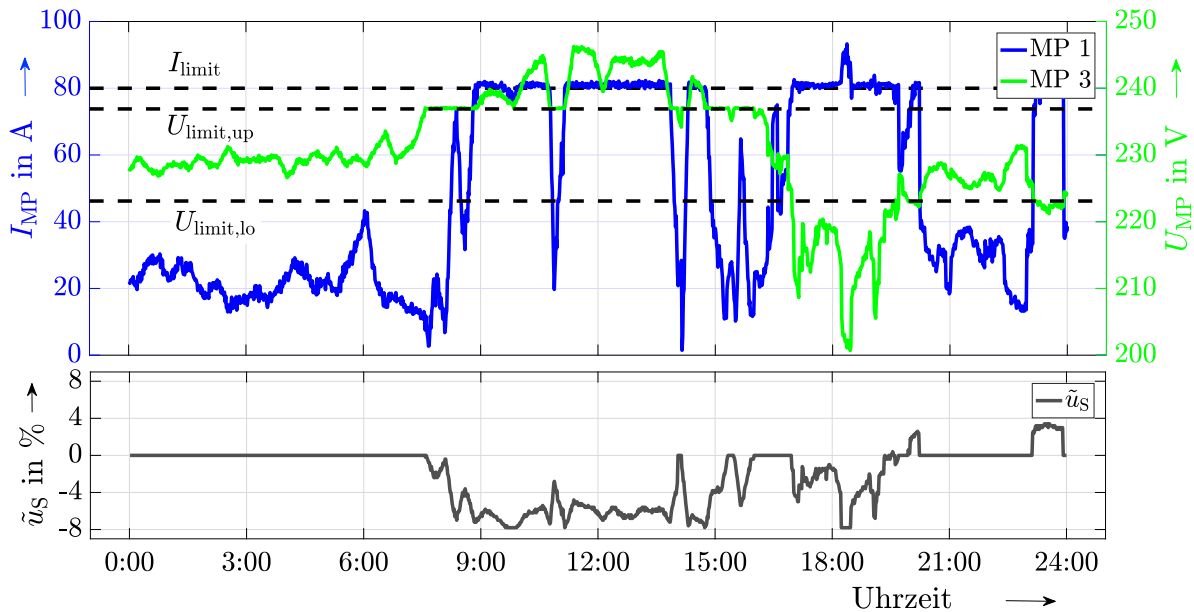


Abbildung 5.16: Kombinierte Strom- und Spannungsgrenzwertregelung, $I_{MP1,limit} = 80$ A und $U_{MP3,limit} = \pm 3\% \cdot U_n / \sqrt{3}$

5.6 Bewertung der Simulationsergebnisse

Die mit Hilfe des synthetischen Testnetzes durchgeführten Simulationen können die wesentlichen Grundlagen zu Theorie und Anwendung der Strom- und Spannungsregelziele darstellen und die Funktionsweise der Algorithmen nachweisen. Die Verifikation des Steuerspannungsansatzes verdeutlicht den Zusammenhang zwischen Steuerspannung und Maschenimpedanz sowie das Superpositionsprinzip. Dieses ermöglicht zur Regelung der Hauptleitungsströme die freie Positionierung eines SWR innerhalb eines Ringnetzes. Somit können die darauf basierenden, analytischen Regelziele eindeutig nachgewiesen werden. Insbesondere der Vergleich einer Regelung mit optimaler Steuerspannung gegenüber einer Regelung mit diskreter Steuerspannung zeigt, dass eine Realisierung der Regler-Hardware, basierend auf konventionellen Bauteilen, eine ausreichende Genauigkeit zur Erfüllung von Soll- oder Grenzwertregelzielen erreicht [70].

Alle in Kapitel 4 erläuterten Regelkonzepte mittels Kennlinienverfahren werden mit einem realen Netzmodell verifiziert. Auch hier können die entscheidenden Merkmale der Regelkonzepte aufgezeigt werden. Mit Hilfe der gewählten Parametrierungen sind die Abhängigkeiten zwischen Soll- und Grenzwerten sowie der maximal möglichen Steuerspannung darstellbar. Im Hinblick auf die Parametrierung eines realen Reglers

muss zur uneingeschränkten Einhaltung von Soll- oder Grenzwerten den Vorgaben zur Dimensionierung des Reglers und seiner Parametrierung in Abschnitt 4.6 Beachtung geschenkt werden.

Es wird außerdem deutlich, dass in dem verwendeten realen Testnetz eine Spannungsregelung nur bedingt möglich ist. Unter Zuhilfenahme der Theorie aus Kapitel 3 lässt sich dies jedoch auch für andere Netze vermuten. Eine reine Verwendung des Reglers zur Spannungsregelung ist folglich nicht effizient.

6 Verifikation im Labor- und Feldtest

6.1 FLOW-R-Prototyp

Die nachfolgend beschriebenen Untersuchungen der Labor- und Feldtests wurden an einem im Rahmen des Forschungsvorhabens „Flexibler Ortsnetz Spannungs- und Wirkleistungsregler (FLOW-R)“ entwickelten Prototypen durchgeführt. Aufbau und Parametrierung des Reglers sind in Anlehnung an die in Kapitel 3 dargestellten Schaltkreise zur Steuerspannungsbetrags- und Steuerspannungswinkelansteuerung ausgeführt. Die Bemessungsleistung des Reglers beträgt $S_r = 150 \text{ kVA}$ bei Netznominalspannung $U_n = 400 \text{ V}$. Die wichtigsten, und im Kontext dieser Arbeit relevanten Baugruppen, sind in Abbildung 6.1 markiert. Die Regelkonzepte aus Kapitel 4 wurden in der integrierten speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) implementiert. Diese verfügt u.a. über eine Ethernet-Schnittstelle zur Anbindung an die im Testnetz vorhandene IKT. Die SPS kommuniziert mit den Messpunkten, erlaubt die Parametrierung durch den Nutzer über ein Webinterface und meldet Warnungen und Störungen.

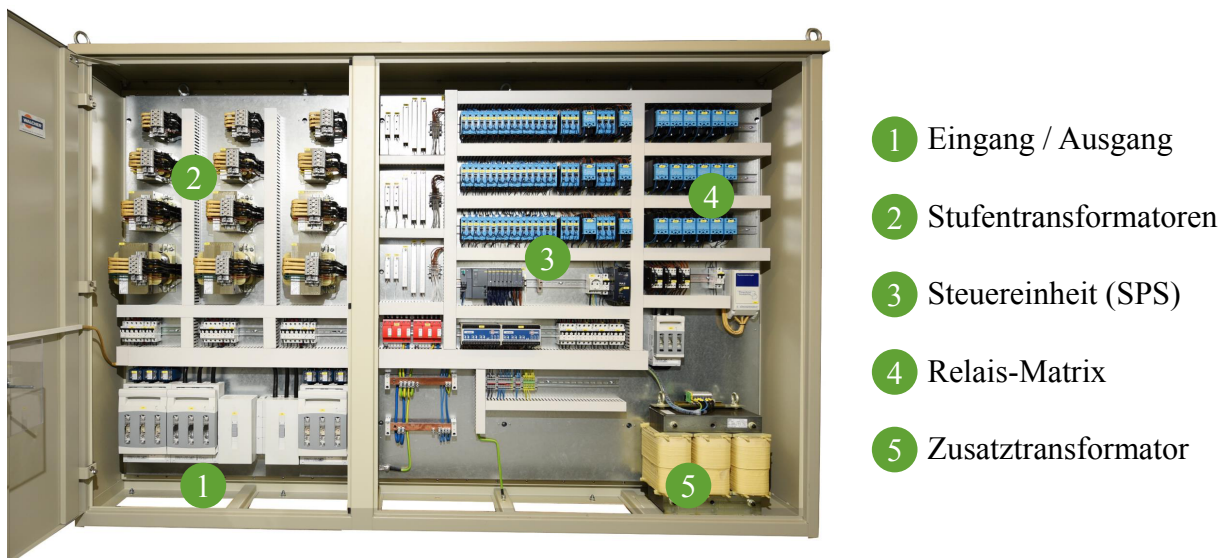


Abbildung 6.1: Prototyp des FLOW-Reglers mit Baugruppenbezeichnung
 (Foto: Walcher GmbH & Co. KG)

6.2 Labortest

6.2.1 Grundlagen des Labortests

6.2.1.1 Testprozess

Die in Kapitel 3 und 4 entwickelten Grundlagen und darauf basierende Regelkonzepte wurden vorab in Kapitel 5 in einer softwarebasierten Simulationsumgebung getestet. Obgleich die Regelkonzepte im Rahmen der Simulation verifiziert werden können, ist der Test eines physikalisch existierenden Regler-Prototyps für einen Einsatz im Netz unerlässlich. Folglich müssen sämtliche Regelkonzepte, die notwendigen Sicherheitsfunktionen zur Abschaltung im Störungs- oder Fehlerfall sowie die thermische Belastung der internen Regler-Komponenten untersucht werden. Ziel ist der Nachweis der uneingeschränkten Funktionalität aller Algorithmen und Sicherheitseinrichtungen. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf dem Test der implementierten Algorithmen zur Realisierung der Regelkonzepte. Hierzu erfolgt im ersten Schritt eine Überprüfung der Regelziele in einem vereinfachten Labor-NS-Netzmodell mit vermaschter Topologie. Dazu werden mittels Verbraucher- und Erzeuger-Nachbildungen Strom- und Spannungsprofile erzeugt, die eine Analyse des Reglerverhaltens erlauben.

Alle Labor- und Feldtestuntersuchungen werden mit gleicher Parametrierung für alle Leiter durchgeführt. Sofern keine Untersuchung asymmetrischer Ströme vorliegt, sind für eine übersichtlichere Darstellung nur die Messwerte für Leiter L1 gezeigt.

6.2.1.2 Struktur des Labornetzmodells

Wesentlicher Bestandteil des Labor-Aufbaus ist eine Netznachbildung nach Abbildung 6.2, die eine niederdichte Ein- bis Zweifamilienhaussiedlung in einem halbstädtischen Gebiet repräsentiert und einen realitätsnahen Reglerbetrieb zulässt. Die Netzmodell-Topologie, die realisierten Längen der einzelnen Streckenabschnitte sowie der nachgebildete Kabeltyp NAYY 4x150 entsprechen den Vorgaben aus dem synthetischen Netzmodell „Typ S3a“ nach [52] [53], das bereits im Rahmen der Simulationen verwendet wurde. Durch Umschaltung einzelner Streckenabschnitte kann die Topologie bedarfsabhängig geändert werden. Weiterhin können an den Sammelschienen SS1 bis SS4 Regler oder Last-/Erzeuger-Nachbildungen angeschlossen werden.

Die einzelnen Netzabschnitte werden durch Leitungsnachbildungen (LNB), die auf die

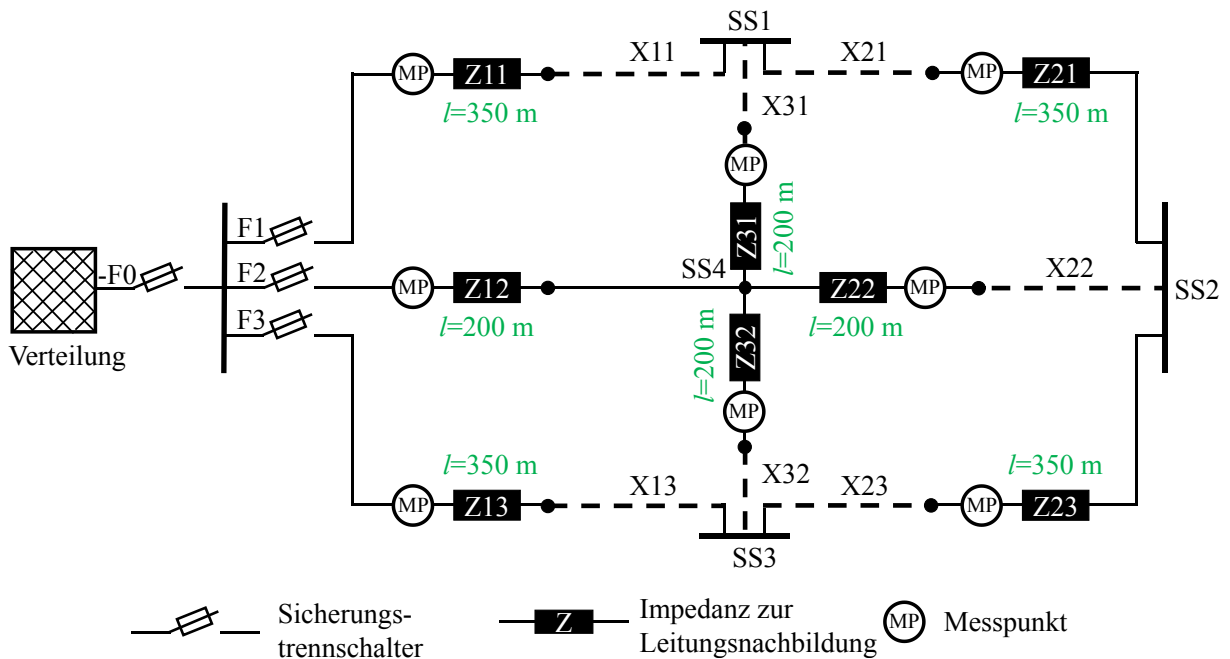


Abbildung 6.2: Topologie des Maschennetz-Modells des Prüfstands

Betriebsimpedanz des genannten Kabeltyps abgestimmt sind, realisiert. An allen LNBs werden mittels Universalmeßgeräten Strom-, Spannungs- und Leistungswerte erfasst, die dem Regler als Messpunkte zur Verfügung gestellt und ebenso zur Verifikation der Untersuchungen genutzt werden. Das durch die Messgeräte vorgegebene Messintervall beträgt $t_{\text{mess}} = 200 \text{ ms}$ und erlaubt eine hochaufgelöste Darstellung und Auswertung der Messdaten.

Mittels zweier Lasten mit stufbaren Leistungen bis zu jeweils $P_{\text{Last,max}} = 75 \text{ kW}$ können typische NS-Netz-Leistungsflüsse im Netzmodell erzeugt werden. Dies ermöglicht die Verifikation der Regler-Algorithmen zur Stromregelung. Zur Ermittlung der thermischen Belastung der Komponenten des Reglers kann dieser mit Strömen bis zu $I_{\text{max}} = 210 \text{ A}$ belastet werden, was diesen annähernd mit seiner Bemessungsleistung S_r auslastet. Zur Überprüfung der spannungsregelnden Regelkonzepte werden mit Hilfe einer PV-Nachbildung am Ende eines Netzausläufers, der an einer der Sammelschienen angeschlossen werden kann (vgl. Abbildung 6.10), Spannungen $U > 110 \% \cdot U_n$ erzeugt.

Die skriptbasierte Ansteuerung der Last- und PV-Nachbildungen erfolgt zusammen mit der Messwerterfassung über einen zentralen Prüfstandsleitnehmer.

Eine umfassende Beschreibung des Prüfstandaufbaus befindet sich im Anhang 15.1.

6.3 Verifikation der Regelkonzepte im Labortest

6.3.1 Regelkonzepte zur Stromregelung

6.3.1.1 Soll- und Grenzwertregelung

Zur Untersuchung der Implementierung der Algorithmen zur Strom-Soll- und Grenzwertregelung wird die Netztopologie nach Abbildung 6.3 verwendet. Der Regler ist zwischen der als Impedanz dargestellten LNB Z23 und der Sammelschiene SS2 angeschlossen. Weiterhin sind die beiden Lasten 1 und 2 an SS2 vorhanden.

Ziel ist die Soll- und Grenzwertregelung des Stroms durch die Impedanz Z23, gemessen an MP 23. Hierzu wird mittels der Lastansteuerung ein rampenförmiges An- und Absteigen des Strombetrags durch Z23 und den Regler, für $I_{Z23} = I_R = 0 \text{ A} \dots 90 \text{ A}$, über einen Zeitraum von 30 min, erzeugt. Sowohl für die Sollwertregelung als auch für die Grenzwertregelung ist $I_{Z23,\text{soll}} = I_{Z23,\text{limit}} = 50 \text{ A}$ als Regelziel vorgegeben.

Abbildung 6.4 stellt die Messergebnisse grafisch dar. Diese zeigen, dass der Regler im Falle einer Sollwertregelung den Strom innerhalb eines engen Bands von $\Delta I_{Z23} = \pm 3 \text{ A}$ einhalten kann. Im Falle der Grenzwertregelung beginnt der Regler erst ab einer Überschreitung von $I_{Z23,\text{limit}}$ mit der Begrenzung des Stroms und hält diesen innerhalb des gleichen Bands ein.

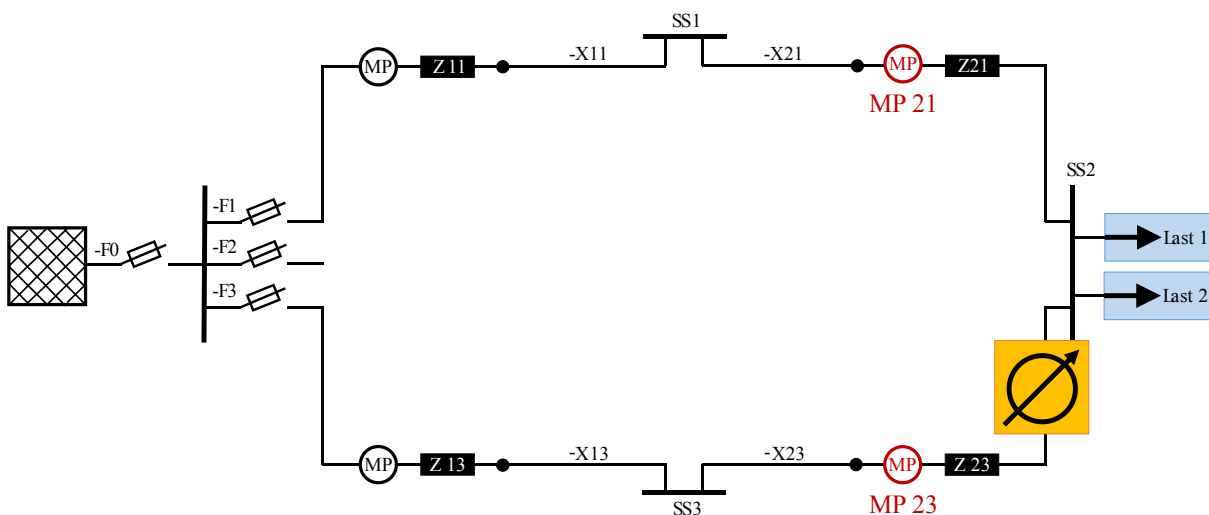


Abbildung 6.3: Typ A: Ringtopologie zur Verifikation der Soll- und Grenzwertregelung

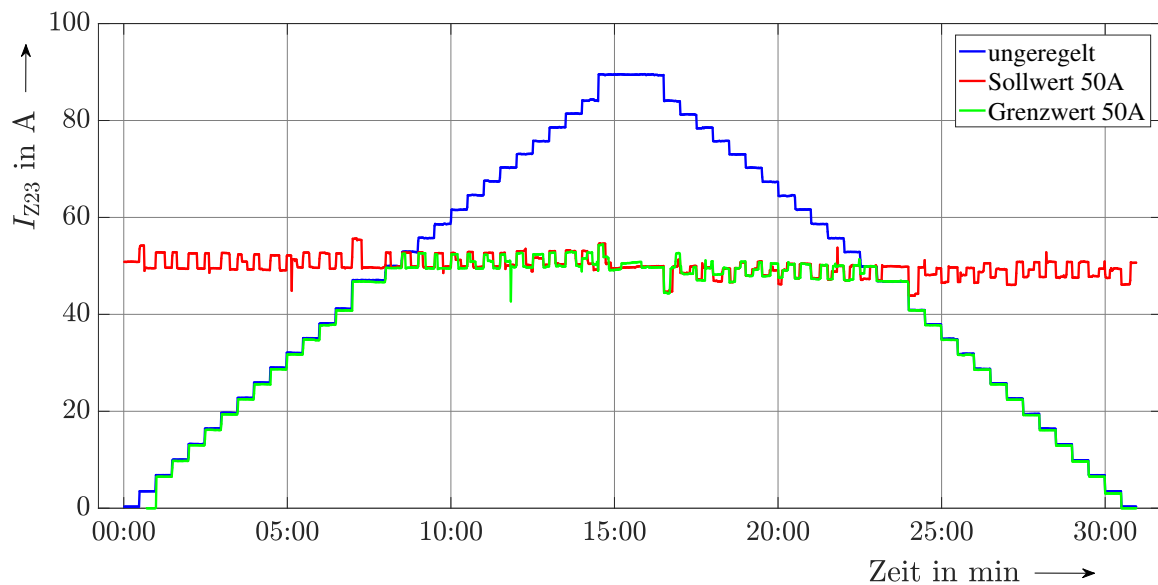


Abbildung 6.4: Soll- und Grenzwertregelung bei symmetrischer Belastung

6.3.1.2 Regler-Zeitverhalten

Abbildung 6.4 zeigt für die geregelten Ströme einen stark ausgeprägten Rechteckverlauf der erfassten Messwerte. Die Ursache liegt in der zyklischen Bearbeitung sämtlicher Prozessschritte, beschrieben in Abschnitt 4.3, Abbildung 4.9. In Abbildung 6.5 wird das Zeitverhalten der Regelung schematisch dargestellt. Änderungen des Lastflusses wirken sich direkt auf den eingeregelteten Strom aus. Die Abbildung zeigt, dass ein Lastsprung, sowohl im unregelmäßig als auch im geregelten Fall, zu einer Änderung des Stroms um ΔI führt. Die dadurch verursachte Regelzielabweichung wird vom Algorithmus erfasst und die Steuerspannung neu bestimmt. Abhängig davon zu welchem Zeitpunkt des zyklisch verlaufenden Prozesses die Abweichung auftritt, ergeben sich Prozessschritt-abhängige Reaktionszeiten bis zur Korrektur der Regelzielabweichung. Das am Beispiel der Stromregelung dargestellte Verhalten gilt unabhängig für jeden Außenleiter und ebenso im Falle einer Spannungsregelung. Insbesondere im Rahmen der Feldtestuntersuchungen sind nennenswerte Lastsprünge aufgrund der Zuschaltung einzelner Verbraucher zu verzeichnen. Im Rahmen der Reaktionszeit des Reglers wird auch hier die Steuerspannung entsprechend nachgeführt. Die maximale Reaktionszeit beträgt ca. 20 s und ist damit ausreichend kurz, um thermische Überlastungen zu verhindern.

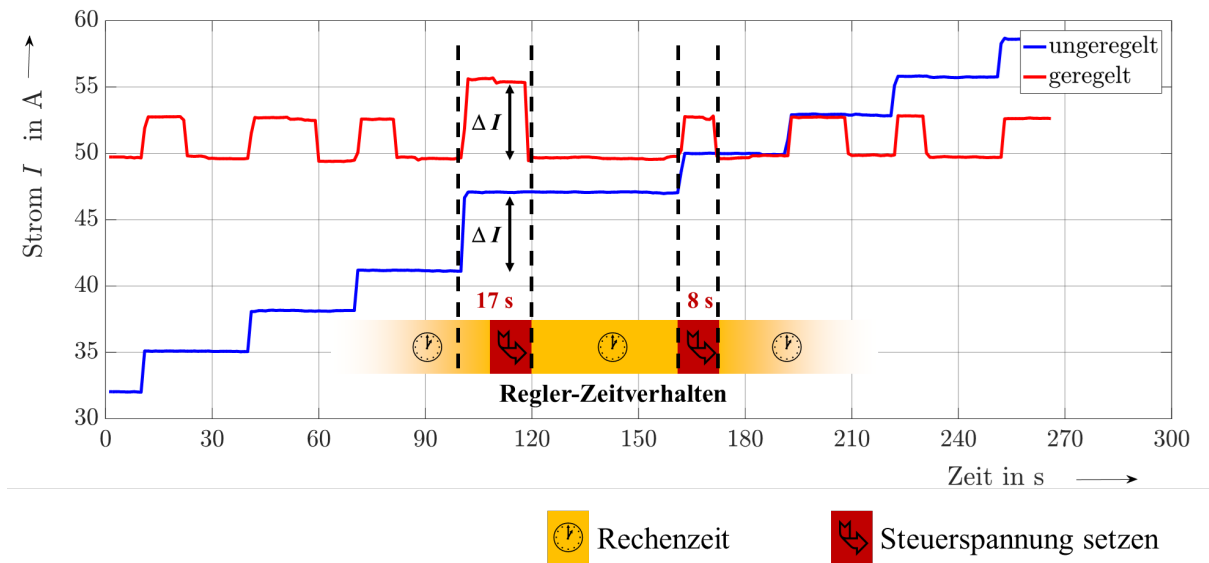


Abbildung 6.5: Regler-Zeitverhalten

6.3.1.3 Regelung asymmetrischer Ströme

Neben symmetrischen Regelzielen ist der Regler aufgrund der Möglichkeit zur individuellen Stufenwahl je Leiter in der Lage auch asymmetrische Ströme und Spannungen zu regeln. Hierzu wurden neben den zuvor genannten Untersuchungen auch Tests bei asymmetrischen Belastungen durchgeführt. Bedingt durch den Testaufbau können lediglich Ströme bis 33 A je Leiter erzeugt werden. Im Rahmen einer Sollwertregelung wurden die Stromsollwerte der drei Leiter auf $I_{Z23,Lx,soll} = 20$ A festgelegt.

Abbildung 6.6 stellt die Untersuchungsergebnisse dar. Bei genauer Betrachtung zeigt die dreiphasige Darstellung, dass der Regler auch bei einer asymmetrischen Belastung den gewünschten Sollwert einhalten kann. Natürlich wird auch dies durch das vorab erwähnte Zeitverhalten mit den dadurch entstehenden Abweichungen versehen.

Das Ergebnis des dargestellten Tests gilt exemplarisch für alle weiteren implementierten Regelziele.

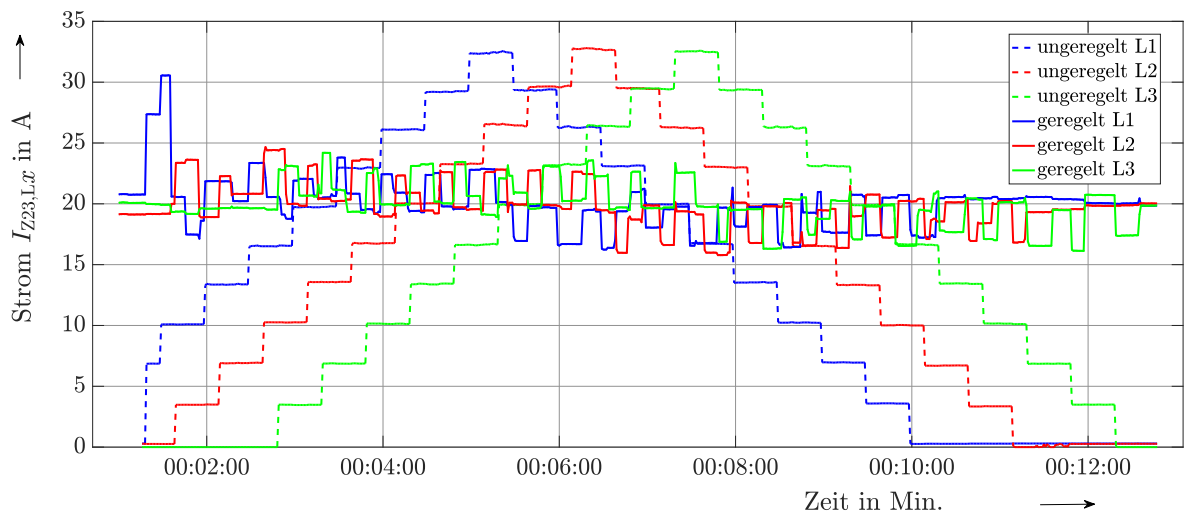


Abbildung 6.6: Sollwertregelung bei asymmetrischer Belastung

6.3.1.4 Grenzwertverletzung an mehreren Messpunkten

In einem weiteren Versuch wird die Behandlung der Grenzwertverletzungen an mehreren Messpunkten untersucht. Hierzu wird das Netzmodell mit der Topologie „Typ B“ nach Abbildung 6.7 verwendet. Als Grenzwerte werden $I_{MP22,limit} = 60$ A für MP 22 und $I_{MP23,limit} = 80$ A für MP 23 festgelegt. Der Lastverlauf entspricht der Rampenfunktion aus den vorherigen Untersuchungen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6.8 dargestellt.

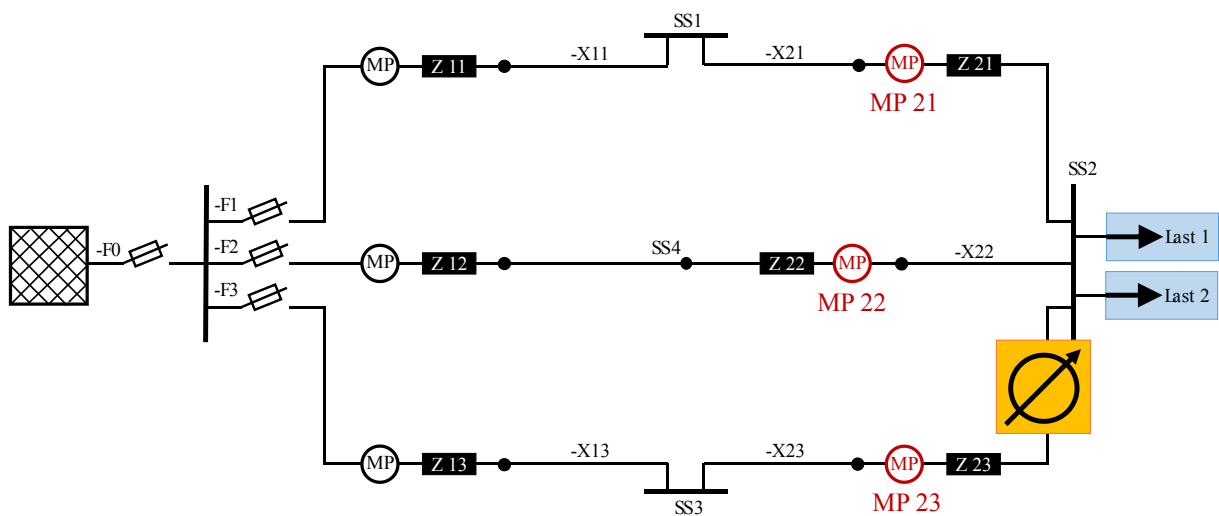


Abbildung 6.7: Typ B: Vermaschtes Netz mit zwei Maschen

Aufgrund der gewählten Grenzwertparameter findet ab ca. 9:00 min die Begrenzung des Stroms I_{MP22} statt. Durch die hervorgerufene Anhebung des Stroms I_{MP23} wird gegen 13:00 min der Grenzwert $I_{MP23,limit}$ erreicht. Die Optimierung der gleichzeitigen Grenzwertüberschreitungen in beiden Messpunkten (vgl. Abschnitt 4.2.6) geht mit einer erkennbaren Überschreitung der Grenzwerte $I_{MP22,limit}$ und $I_{MP23,limit}$ um ≈ 13 A einher.

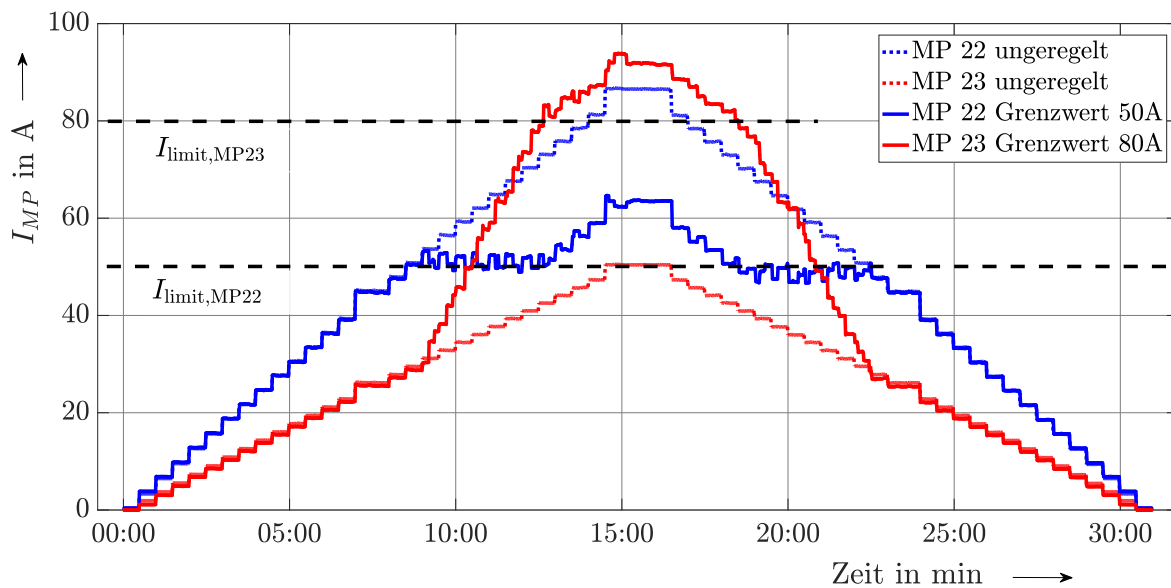


Abbildung 6.8: Grenzwertverletzung an mehreren Messpunkten

6.3.1.5 Kombinierte Sollwert- und Grenzwertregelung

Die Überprüfung des Regelziels zur kombinierten Soll- und Grenzwertregelung wird ebenso in der Topologie „Typ B“ durchgeführt. Für die Messpunkte MP 22 und MP 23 werden der Grenzwert $I_{MP22,limit} = 60$ A und der Sollwert $I_{MP23,soll} = 80$ A festgelegt. Abbildung 6.9 stellt die Messwerte der unregulierten und regulierten Verläufe dar. Aufgrund der Einhaltung des Sollwerts $I_{MP23,soll}$ ergibt sich bei zunehmender Last eine Verletzung des Grenzwerts $I_{MP22,limit}$. Aufgrund der Priorisierung der Grenzwertregelung wird $I_{MP22,limit}$ jedoch folgerichtig eingehalten. Dies resultiert in der Abweichung des Sollwerts für $I_{MP23} \neq I_{MP23,soll}$ ab 14:30 min bis 17:30 min.

Bis 6:30 min führt der eingepreiste Steuerstrom I_S zu einer Leistungsverschiebung innerhalb der Netzmasche, die in einem Absinken des Strombetrags $|I_{MP22}|$ in MP 22

resultiert. Aufgrund der sich ändernden Leistungsverschiebung und damit verbundener Vorzeichenänderung um 6:30 min steigt der Strombetrag danach wieder an. Der Effekt wiederholt sich zum Zeitpunkt 25:00 min.

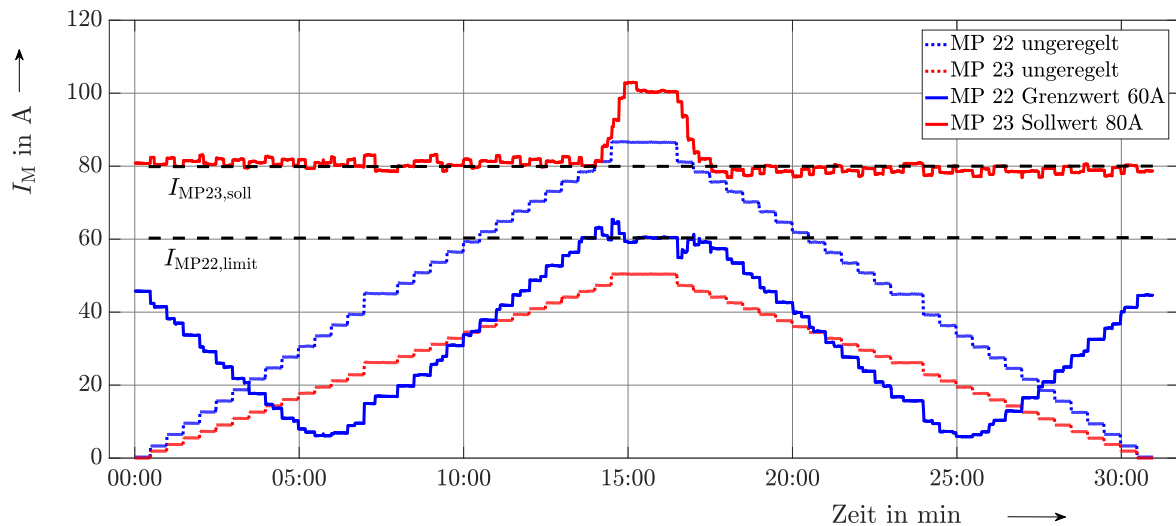


Abbildung 6.9: Kombinierte Sollwertregelung und Grenzwertregelung

6.3.2 Regelkonzepte zur Spannungsregelung

6.3.2.1 Grenzwertregelung

Das Regelkonzept zur Spannungsgrenzwertregelung wird anhand des in Abbildung 6.10 dargestellten Netzmodells „Typ C“ verifiziert. Dieses umfasst eine an SS2 angeschlossene Stichleitung Z PV, die eine PV-Anlagen-Nachbildung mit dem Netzmodell verbindet. Die Parameter der PV-Nachbildung können dem Anhang 15.1.5 entnommen werden. Durch den Einsatz von Last und PV kann somit ein am MP PV messbares Spannungsband zwischen $U_{MP\,PV,\min} = 210\text{ V} \approx -8,5\% \cdot U_n / \sqrt{3}$ und $U_{MP\,PV,\max} = 255\text{ V} \approx +11\% \cdot U_n / \sqrt{3}$ erzeugt werden. Aufgrund der unregulierten Labornetzspannung weist die Versorgungsspannung des Netzmodells eine leicht volatile Abweichung von $U_n / \sqrt{3}$ auf.

Zur Darstellung des Regelkonzepts wird das Regelziel auf $U_{\text{limit}} = \pm 8\% \cdot U_n / \sqrt{3} = 230\text{ V} \pm 18,4\text{ V}$ festgelegt.

In Abbildung 6.11 werden die Kurven für den unregulierten Referenz- und geregelten Spannungsverlauf dargestellt. Es wird deutlich, dass in Analogie zur Stromgrenzwert-

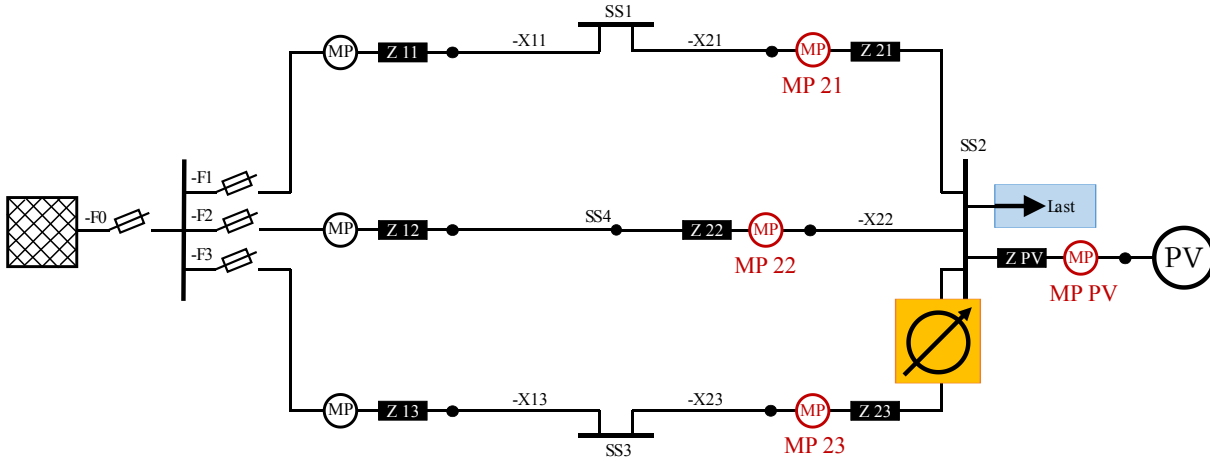


Abbildung 6.10: Typ C: Vermaschts Netz mit zwei Maschen sowie einer Stichleitung mit angeschlossener PV-Anlage

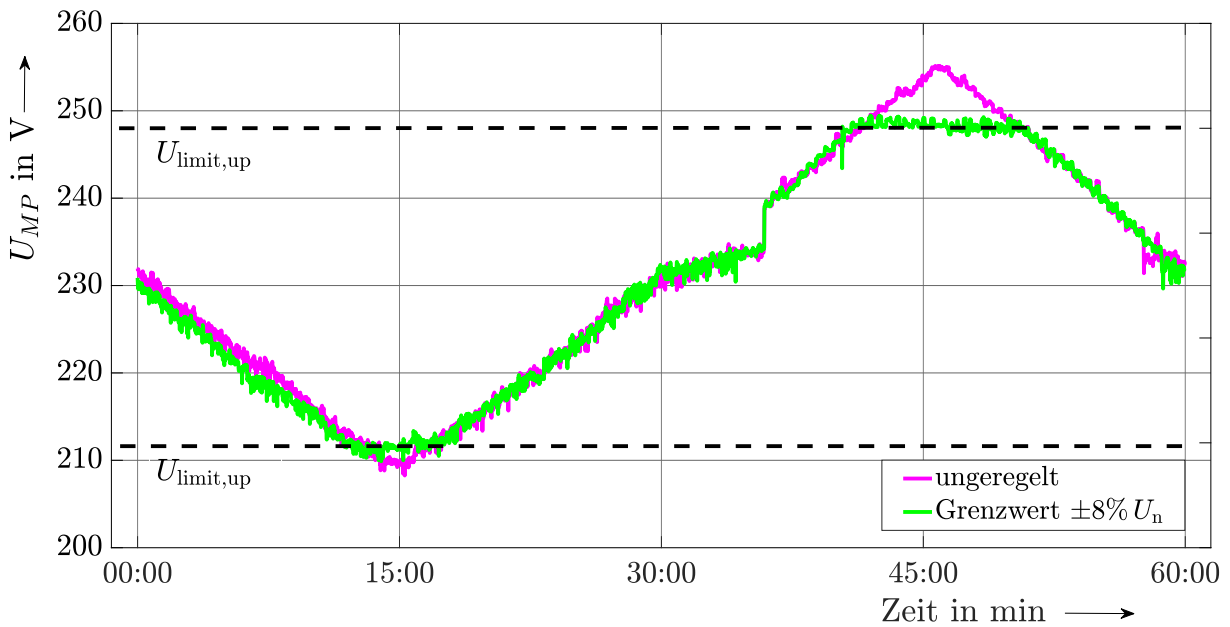


Abbildung 6.11: Spannungsgrenzwertregelung, $U_{MP\ PV,limit} = \pm 8\% \cdot U_n / \sqrt{3}$

regelung auch das vorgegebene Spannungsband eingehalten werden kann. Dies ist insbesondere bei der Betrachtung des oberen Grenzwerts erkennbar, der im Vergleich zur Referenzmessung klar auf $U_{\text{limit,up}} = 248.4 \text{ V}$ begrenzt wird. Der untere Grenzwert $U_{\text{limit,lo}} = 211.6 \text{ V}$ wird ebenso eingehalten, ist jedoch im Kurvenverlauf aufgrund der Einschränkungen des erzeugbaren Spannungsbands weniger deutlich zu erkennen.

6.4 Feldtest

6.4.1 Grundlagen des Feldtests

Der Test des FLOW-R-Prototyps im Rahmen des Feldtests in einem realen NS-Netz bildet den Abschluss der umfangreichen Untersuchungen. Hierzu werden, wie bereits im Labortest durchgeführt, die wesentlichen Regelkonzepte und Funktionen des Reglers überprüft. Die Unterscheidungsmerkmale des Feldtests zum Labortest liegen dabei in den realen, nicht beeinflussbaren asymmetrischen Lastverläufen sowie in der Messdatenerfassung und -übertragung bei Verwendung einer BPL-Infrastruktur.

Die durchgeführten Tests leiten sich aus den Simulations- und Laboruntersuchungen ab. Auch hierbei ist eine Parametrierung der Regelziele mit Testparametern zur Darstellung der Wirkungsweise des Reglers erforderlich. Dies gilt insbesondere für die gewählten Grenzwerte zur Darstellung der Strom-Soll- und Grenzwertregelung.

6.4.2 Struktur des Testnetzes

Das reale Testnetz zur Überprüfung des Reglers wurde bereits im Rahmen der Simulationsstudien in Abschnitt 5.1.3 ausführlich beschrieben. Die dabei verwendeten Messpunkte werden ebenso als im Testnetz existierende Messpunkte für den Feldtest verwendet. Wesentliche Unterschiede bestehen in den realen Strom- und Spannungsverläufen aufgrund der unregelmäßigen MS/NS-Netzeinspeisung, dem Verbrauchsverhalten der angeschlossenen Kunden und der einstrahlungsabhängigen PV-Einspeisung. Aufgrund der nicht vorhandenen Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge ist ein stark ausgeprägtes Lastaufkommen in den Abendstunden, wie in den Simulationen in Kapitel 5 dargestellt, nicht gegeben.

6.5 Verifikation der Regelkonzepte im Feldtest

6.5.1 Referenzmessung

Zur Verifikation der Untersuchungen wurde eine Referenzmessung bei inaktivem SWR an einem Tag mit hoher PV-Einspeisung durchgeführt. Abbildung 6.12 zeigt die Strommesswerte I_{MP1} , I_{MP2} an den Messpunkten MP 1 und MP 2, sowie die Spannungswerte U_{MP3} an MP 3. Die Kurven mit den Bezeichnungen „MP x “ zeigen die ungefilterten Werte des verwendeten 30-Sekunden-Messintervalls zwischen 5:00 Uhr und 21:00 Uhr. Das volatile Verhalten resultiert aus der kundengetriebenen Nutzung der Verbraucher sowie der einstrahlungsabhängigen PV-Einspeisung. Die mit dunkler Einfärbung hervorgehobenen Kurven „MP x AVG“ repräsentieren die durch einen Mittelwertfilter geglätteten Verläufe der Strom- und Spannungsmesswerte.

Für die maximalen Ströme in MP 1 und MP 2 sind $I_{MP1,max} \approx 80$ A und $I_{MP2,max} \approx 15$ A messbar. Aufgrund der hohen PV-Einspeisung erreichen die Spannungen an MP 3 Werte um $U_{MP3,max} \approx 247$ V $\approx 107\% \cdot U_n / \sqrt{3}$.

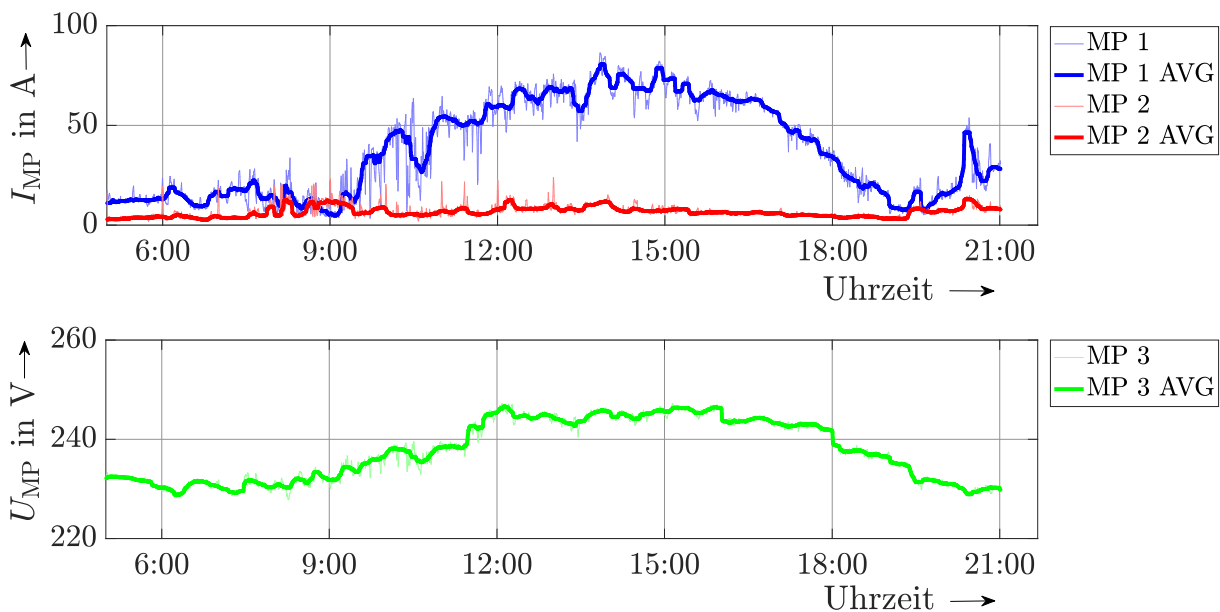


Abbildung 6.12: Strom- und Spannungswerte an einem Referenztag

6.5.2 Sollwertregelung

Zur Überprüfung der Stromsollwertregelung wird das Regelziel für MP 1 auf $I_{MP1,soll} = 40 \text{ A}$ eingestellt. Die in Abbildung 6.13 aufgeführten Messwerte zeigen, dass der Sollwert über den gesamten Messzeitraum eingeregelt werden kann. Der Strom in MP 2 ergibt sich aufgrund des konstanten Strom- und Leistungsflusses in MP 1 und der damit verbundenen Leistungsverschiebung durch den Messpunkt MP 2. Die über den Messzeitraum gleichmäßig verteilten, zu jeder vollen Stunde auftretenden markanten Peaks der ungefilterten Kurven resultieren aus der automatisch durchgeführten Erzeugung/Aktualisierung der Kennlinien, beschrieben in Abschnitt 4.2.2. Durch die Einstellung der beiden zur Erzeugung notwendigen Steuerspannungen $u_{SP1} = -3 \%$ und $u_{SP2} = +3 \%$ entsteht eine kurzzeitige Änderung der Ströme in den Messpunkten MP 1 sowie MP 2, erkennbar an den zu jeder vollen Stunde auftretenden Peaks. Aufgrund des nur kurzzeitigen Auftretens $< 30 \text{ s}$ tragen diese vernachlässigbar zur thermischen Belastung der Kabel bei. Da die geringen Steuerspannungsbeträge zur Erzeugung wesentlich kleiner als die maximale Steuerspannung $|\tilde{u}_{S,max}| \gg |u_{SP1}| = |u_{SP2}|$ sind, führen diese zu keiner Spannungsbandverletzung. Zur Wahrung einer übersichtlichen Darstellung der Steuerspannungswerte wird auf eine Darstellung der schnellen Stufenänderung während des Erzeugungsvorgangs verzichtet.

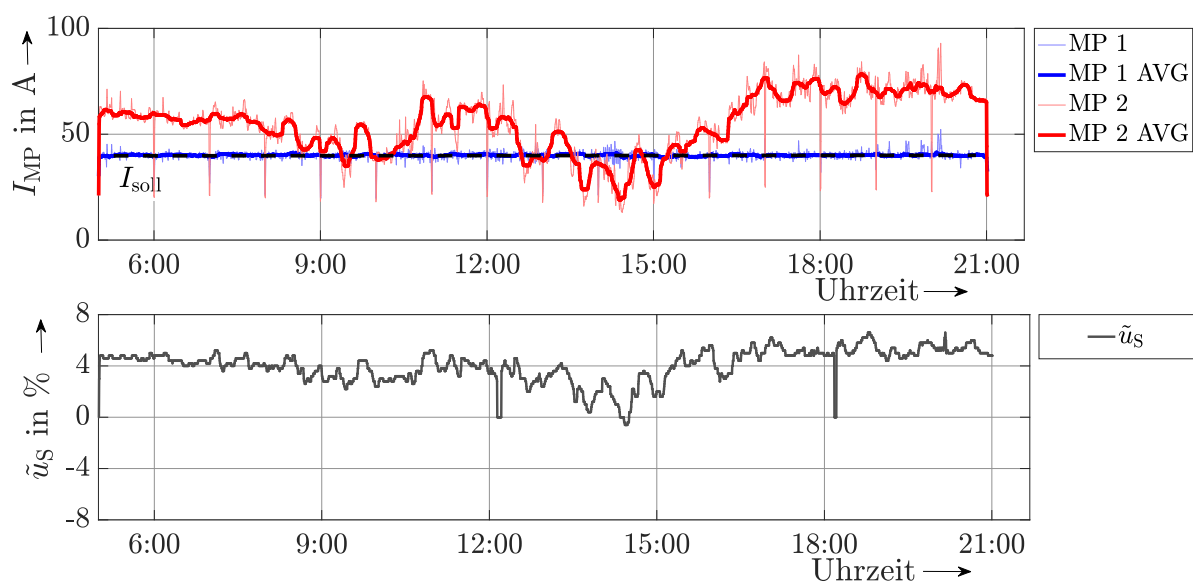


Abbildung 6.13: Stromsollwertregelung, $I_{MP1,soll} = 40 \text{ A}$

6.5.3 Grenzwertregelung an einem Messpunkt

Im Rahmen der Überprüfung des Regelziels zur Stromgrenzwertregelung wurde der Grenzwert an MP 1 auf $I_{MP1,limit} = 40 \text{ A}$ festgelegt. Abbildung 6.14 stellt die Messergebnisse grafisch dar. Der Anstieg des Stroms I_{MP1} aufgrund zunehmender PV-Einspeisung führt zu einer Aktivierung der Grenzwertregelung ab ca. 10:30 Uhr und dauert bis ca. 16:00 Uhr an. Der als „MP 1 AVG“ dargestellte Mittelwert stellt die Begrenzung des Stroms auf $I_{MP1} = I_{MP1,limit} = 40 \text{ A}$ eindeutig dar.

Der aufgezeigte Verlauf der Steuerspannung \tilde{u}_S zeigt den Zeitraum. Aufgrund der gleichbleibenden Stromflussrichtung wurden ausschließlich Steuerspannungen mit gleichem Vorzeichen eingestellt.

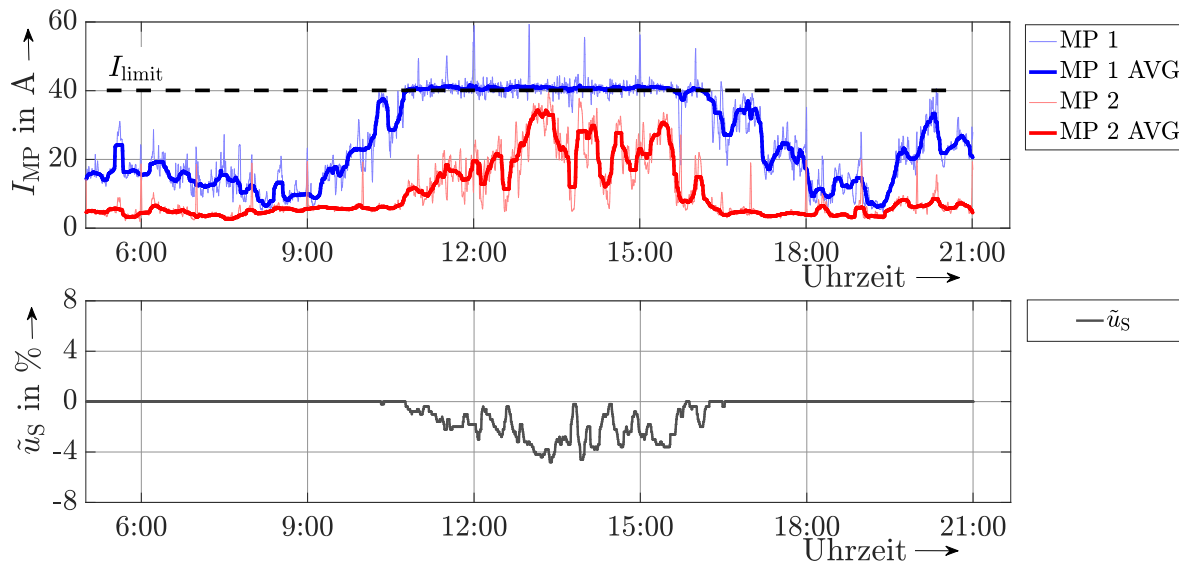


Abbildung 6.14: Stromgrenzwertregelung, $I_{MP1,limit} = 40 \text{ A}$

6.5.4 Grenzwertregelung an mehreren Messpunkten

Entgegen der in Abschnitt 5.5.4 simulierten Grenzwertverletzungen an MP 1 und MP 2 wird im Rahmen des Feldtests die Verifikation des Algorithmus durch eine Angleichung der Stromkreisauslastung an der ONS nachgewiesen. Hierzu werden die Ströme aller Stromkreisabgänge an der ONS zu KV 16 in einem Messpunkt MP A, der Stromkreisabgänge zu KV 21 in MP B erfasst, siehe Abbildung 5.3.

Die Grenzwerte werden für beide Messpunkte auf $I_{MPA,limit} = I_{MPB,limit} = 40 \text{ A}$ festgelegt. Die Messergebnisse in Abbildung 6.15 zeigen, dass ab ca. 10:30 Uhr der

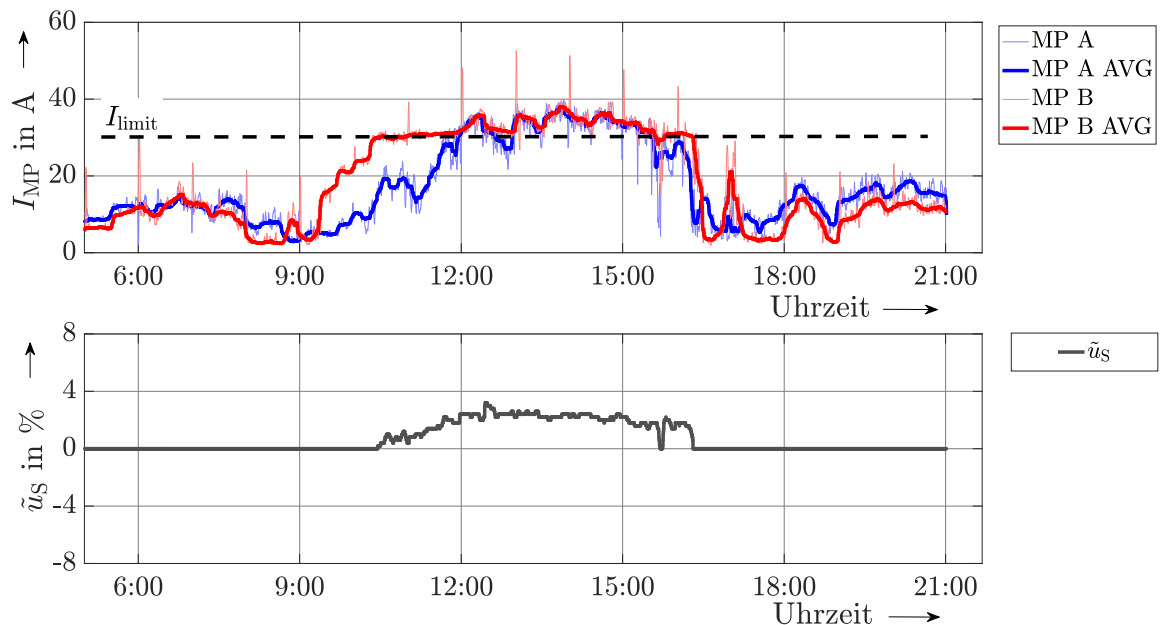


Abbildung 6.15: Grenzwertregelung an mehreren Messpunkten,

$$I_{MP1,limit} = I_{MP2,limit} = 40 \text{ A}$$

Grenzwert in MP B erreicht und begrenzt wird. Gegen 12:00 Uhr findet ebenfalls eine Überschreitung in MP A statt. Der Regler ermittelt folgerichtig die minimale Überschreitung beider Grenzwerte (vgl. Abschnitt 4.2.2), was sich im Kurvenverlauf in identischen Strombeträgen $|I_{MPA}| = |I_{MPB}|$ für beide Messpunkte bis ca. 15:30 Uhr darstellt.

6.5.5 Kombinierte Soll- und Grenzwertregelung

6.5.5.1 Stromregelung

Zur Überprüfung der kombinierten Strom-Soll- und Grenzwertregelung wird der Sollwert für MP 1 auf $I_{MP1,soll} = 40$ A, der Grenzwert an MP 2 auf $I_{MP2,limit} = 60$ A festgelegt. Abbildung 6.16 stellt die Priorisierung zwischen Soll- und Grenzwertregelung eindeutig dar. Wie bereits durch Simulation und Labortest bestätigt, kann der SWR den Sollwert an MP 1 bis zur Überschreitung des Grenzwerts gegen 10:30 Uhr an MP 2 einhalten. Danach ist aufgrund der Regelzielpriorisierung die Einhaltung des Grenzwerts $I_{MP2,limit}$ bei gleichzeitiger Vernachlässigung des Sollwerts $I_{MP1,soll}$ bis 18:00 Uhr zu beobachten. Nach der Unterschreitung des Grenzwerts wird die Sollwertregelung wieder aufgenommen.

Die dargestellten Ergebnisse des Feldtests zeigen zugleich mehrere Effekte des Regler-Verhaltens bei stark volatilen Lastflüssen auf, die insbesondere in den markierten Bereichen in Abbildung 6.16 zu erkennen sind. Aufgrund der im Verhältnis zu den eingestellten Soll- und Grenzwerten stark volatilen, kurzzeitigen Änderungen der Ströme in MP 1 und MP 2 führt dies gegen 06:15 Uhr zu einer Fehlinterpretation des Algorithmus der notwendigen Steuerspannung. Sowohl gegen 11:00 Uhr als auch gegen 13:00 Uhr kommt es zu jeweils einem etwa 5 min andauernden Einbruch der PV-Einspeisung. Anhand der Steuerspannung ist zu erkennen, dass der Regler kurzzeitig in den Sollwertregelbetrieb wechselt. Aufgrund der Mittelwertfilterung ist dieser Zustand an den dargestellten Strömen MP 1 AVG jedoch nicht eindeutig erkennbar. Gegen 18:30 Uhr kommt es aufgrund der stark ausgeprägten Peaks in MP 2 zu einer kurzzeitigen Richtungsänderung des Leistungsflusses in MP 1. Diese führt zu einem temporären Vorzeichenwechsel der Steuerspannung.

Bei betrieblich relevanten Strom-Soll- und Grenzwerten $I > 100$ A ist der volatile Einfluss der Last- und erzeugungsbedingten Stromänderung so gering, dass nennenswerte Abweichungen vom Regelziel auszuschließen sind.

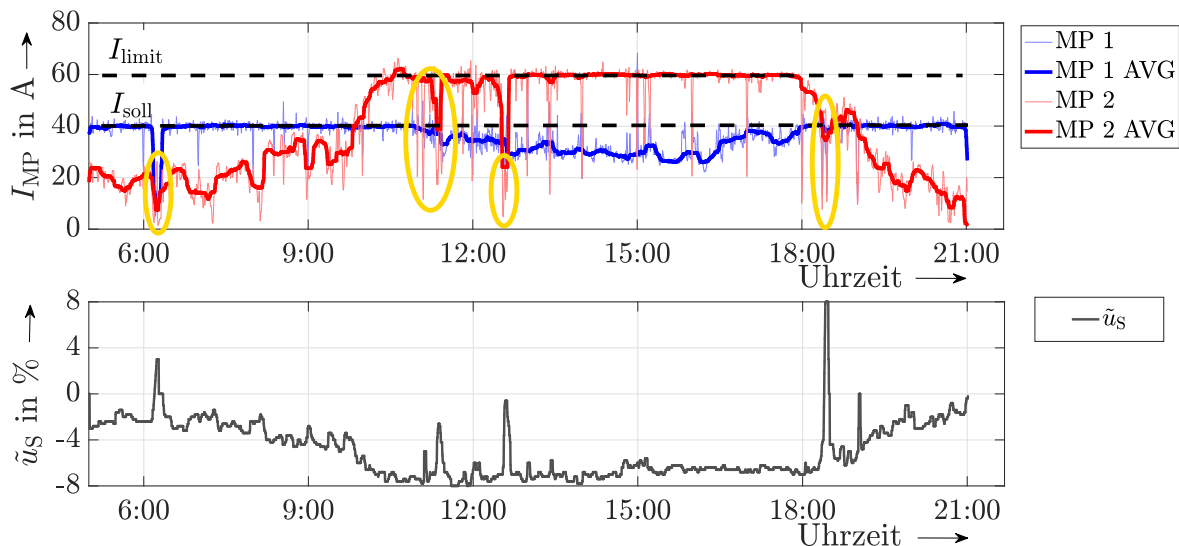


Abbildung 6.16: Kombinierte Soll- und Grenzwertregelung für Ströme,
 $I_{MP1,soll} = 40$ A, $I_{MP2,limit} = 60$ A

6.5.5.2 Spannungsregelung

In Analogie zur kombinierten Soll- und Grenzwertregelung für Ströme wird diese ebenso für Spannungswerte getestet. Die Messwerte in Abbildung 6.17 zeigen, dass

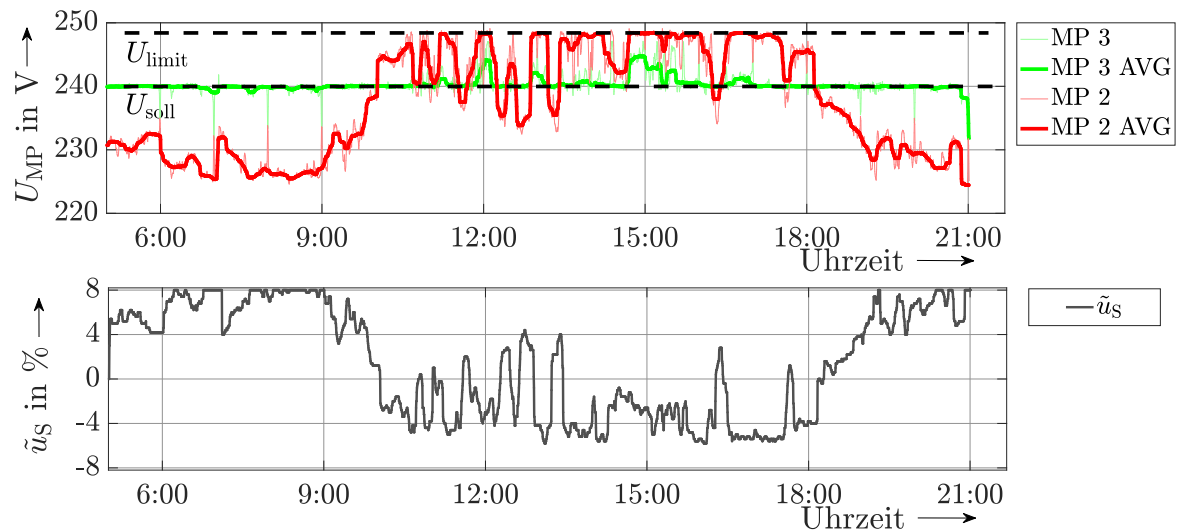


Abbildung 6.17: Kombinierte Soll- und Grenzwertregelung für Spannungen,

$$U_{MP3,soll} = 240 \text{ V}, U_{MP2,limit} = 8\% \cdot U_n / \sqrt{3}$$

der für MP 3 vorgegebene Sollwert $U_{MP3,soll} = 240 \text{ V}$ bei inaktiver Grenzwertregelung eingehalten werden kann. Lediglich bei Überschreitung des für MP 2 festgelegten Grenzwerts $U_{MP2,limit} = 8\% \cdot U_n / \sqrt{3}$ wird die Spannungssollwertregelung zugunsten der Grenzwertregelung vernachlässigt.

6.5.6 Regelung mit reduzierter Transformator-Stufenanzahl

Die Steuerspannungsverläufe aller für den Feldtest dargestellten Untersuchungen weisen eine hohe Anzahl an Steuerspannungsänderungen auf. Diese ergeben sich aus den volatilen Strömen und Spannungen sowie der geringen Stufenweite, die eine exakte Einhaltung eines Soll- oder Grenzwerts ermöglicht. Dies kann zu einer starken Beanspruchung der verwendeten Bauteile und einer möglichen Reduzierung der elektrischen oder mechanischen Lebensdauer führen.

Zur Erzeugung der im Prototyp verwendeten Stufenweite $\tilde{u}_{S,\Delta} = 0,2\%$ sind vier Stufentransformatoren sowie die zur Ansteuerung notwendigen Relais notwendig. Dies hat einen entsprechenden Platzbedarf und eine sich daraus ergebende Größe des SWR zur Folge. Aufgrund der Anzahl der Bauteile geht die Wahl kleiner Stufenweiten folglich mit höheren Kosten für den SWR einher.

Im Rahmen der Feldtests wird somit eine Konfiguration mit drei Stufentransformatoren

getestet. Diese wird softwareseitig durch Deaktivierung des Stufentransformators T_1 realisiert. Die sich daraus ergebende Stufenweite ändert sich infolgedessen zu $u_{S,\Delta}|_{T=3} = 0,6\%$ mit lediglich 27 statt 81 einstellbaren diskreten Stufen.

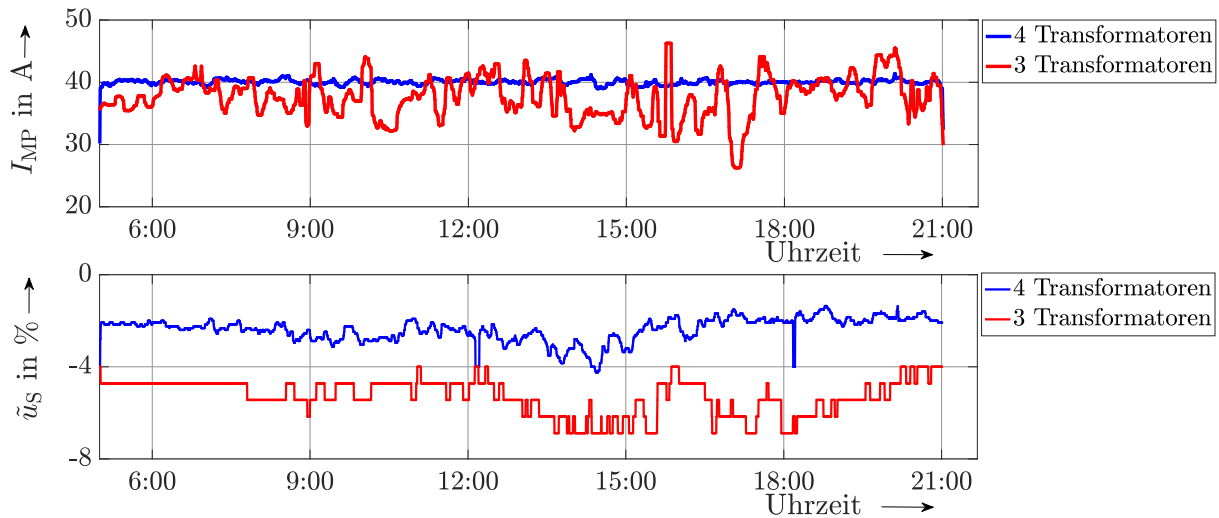


Abbildung 6.18: Vergleich der Sollstromregelung mit hoher und reduzierter Stufenzahl

In Abbildung 6.18 ist eine exemplarische Sollwertregelung dargestellt. Hierbei werden sowohl die Ströme $I_{MP1,soll}$ in MP 1 als auch die eingestellten Steuerspannungen \tilde{u}_S zur Sollwertregelung mit vier Stufentransformatoren aus Abschnitt 6.5.2 mit einer Regelung mit drei Stufen verglichen. Aufgrund der Durchführung der Untersuchungen an unterschiedlichen Tagen ist lediglich ein qualitativer Vergleich der Ergebnisse möglich.

Anhand der Messwerte ist ersichtlich, dass die Abweichung des Sollwerts bei der Nutzung dreier Transformatoren stark ausgeprägt ist. Folglich müssen Abweichungen bis zu $|I_{MP1} - I_{MP1,soll}| = 14\text{ A}$ toleriert werden. Die Steuerspannungsstufen werden mit vier Transformatoren insgesamt 1684 mal im betrachteten Zeitraum geändert. Durch den Einsatz von lediglich drei Transformatoren kann dieser Wert auf 245 Stufenänderungen drastisch reduziert werden.

6.6 Bewertung der Labor- und Feldtestergebnisse

Die vorab dargestellten Ergebnisse basieren sowohl auf Labor- als auch Feldtests. Somit konnten im Labor mit synthetischen Lastzeitreihen in einer NS-Netznachbildung die wesentlichen Merkmale der Soll- und Grenzwertregelziele für Ströme und Spannungen

dargestellt werden. Hierzu zählt ebenso der Nachweis der für jeden Leiter individuellen Erfüllung eines Regelziels für alle drei Außenleiter. Weiterhin kann an den Messergebnissen eine exakte Beobachtung der Regleraktivitäten vorgenommen werden. Dadurch wird die Veranschaulichung des Zeitverhaltens des Algorithmus ermöglicht. Dieses erlaubt das Auftreten von Strom- oder Spannungs-Peaks, die allerdings innerhalb weniger Sekunden durch eine Anpassung der Steuerspannung ausgeregelt werden können. Die äußerst kurzzeitigen Peaks haben folglich keinen nennenswerten Einfluss auf die thermische Belastung des Netzes.

Im Rahmen des Feldtests werden die wesentlichen Regelziele in einem realen Netz getestet und die Ergebnisse der Simulationsstudien aus Kapitel 5 nachgewiesen. Die Konzepte zur Stromregelung erfüllen die geforderten Regelziele. Die Regelziele zur Spannungsregelung sind durch den nur bedingten Einfluss des Reglers auf die Spannung im Netzausläufer nur in engen Parametrierungsgrenzen erfüllbar.

Obwohl das verwendete Testnetz keine Betriebsströme oberhalb der Bemessungswerte der Betriebsmittel aufweist, können die Ergebnisse auf wesentlich höhere Betriebsströme skaliert werden. Diese Annahme wird insbesondere durch die Simulationsstudien, die ein wesentlich stärker ausgelastetes Netz berücksichtigen, bekräftigt.

Die exemplarisch durchgeführte Stromsollwertregelung mit drei statt vier Stufentransformatoren lässt zumindest einen qualitativen Vergleich der Auswirkungen einer reduzierten Steuerspannungsstufenweite zu. Obgleich die Verringerung des Bauteilbedarfs zur Reduzierung der Abmessung des Betriebsmittels beitragen, sind aufgrund der stark erhöhten Stufenweite sowie der geringeren maximalen Steuerspannung Einbußen bei der Erfüllung des gewählten Regelziels zu verzeichnen. Diese müssen mit dem verfolgten Regelziel abgeglichen und möglicherweise auftretende Grenzwertverletzungen berücksichtigt werden.

7 Betrieblicher Nutzen

7.1 Gesichtspunkte zur Entscheidungsfindung

Der Einsatz innovativer Maßnahmen als Alternative zum konventionellen Netzausbau stellt in erster Linie einen Lösungsansatz zur Bewältigung einer technischen Problemstellung dar, wobei die sich aus dem technischen Fortschritt ergebenden Lösungsansätze häufig nicht durch die geltenden gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen erfasst, schlechtesten Falls behindert werden. Für eine wirtschaftliche Bewertung muss somit eine Betrachtung des kostenminimalen Netzausbaus mit Hilfe innovativer Betriebsmittel im Vergleich zu konventionellem Netzausbau erfolgen. Neben den wirtschaftlichen Aspekten sollten bei der Realisierung von Maßnahmen zum Netzaus- oder umbau folgende Gesichtspunkte in die Entscheidungsfindung einfließen [13]:

1. Gleichberechtigte Prüfung innovativer und konventioneller Maßnahmen. Bestimmung der kosteneffizientesten und zukunftsfähigsten Lösung.
2. Berücksichtigung des Zustands bestehender Anlagen. Anstehende Reinvestitionen begünstigen zumeist konventionelle Maßnahmen.
3. Individuelle Netzstrukturen und prognostizierbarer Versorgungsaufgaben erfordern eine einzelfallabhängige Prüfung sämtlicher Maßnahmen.
4. Betrachtung der Dauer zur Umsetzung einer Maßnahme sowie die sich daraus ergebenden Flexibilitäten. Innovative Betriebsmittel sind z.B. bei einer Änderung der Versorgungsaufgabe flexibel an anderen Stellen einsetzbar.
5. Beeinträchtigungen öffentlicher Infrastrukturen in der Zeit der Umsetzung einer Maßnahme entscheiden über die Akzeptanz innerhalb der betroffenen Bevölkerungsgruppen.

7.2 Wirtschaftliche Bewertung

7.2.1 Regulatorische Bewertung

Bei der regulatorischen Bewertung sind insbesondere die Aufwendungen für Kapitalkosten (CAPEX¹) und Betriebskosten (OPEX²) zu unterscheiden. Werden durch die CAPEX die langfristigen Abschreibungen unterliegenden Aktiva bezeichnet, stehen im Gegensatz dazu die Kosten für den operativen Geschäftsbetrieb OPEX, welche in voller Höhe bilanziert werden. Da die Kapitalverzinsung die einzige dem Netzbetreiber zugestandene Gewinnmöglichkeit darstellt, soll das in den Netzen gebundene Kapital (CAPEX) erhalten und verzinst werden. Die Erlöse aus den Betriebskosten (OPEX) zur Bewirtschaftung des Kapitals werden lediglich in der Höhe des Ergebnisses der letzten Kostenprüfung gewährt.

Durch den Einsatz innovativer Betriebsmittel kommt es häufig zu einer Steigerung des Betriebsaufwands, welcher sich durch notwendige Qualifizierungsmaßnahmen, der Regelung von EE-Anlagen nach § 14 EEG oder einer Steigerung der Verlustenergie durch Erhöhung der übertragenen Ströme, aber auch der notwendigen Versorgungsenergie für die IKT- und Automatisierungstechnik, verglichen mit dem konventionellen Netzausbau darstellt. Zusätzlich weist der hohe Anteil an IKT- und leistungselektronischen Komponenten unter günstigen Bedingungen lediglich eine technische Nutzungsdauer von rund 10 bis 15 Jahren auf, wobei die technische Nutzungsdauer von Kabeln bei rund 60 bis 80 Jahren liegt. [71]

Somit führt eine Reduzierung der Gesamtkosten im Vergleich zum konventionellem Netzausbau durch die Verschiebung zwischen CAPEX und OPEX zu einem Absinken der Gewinnbeträge. [4] [13]

7.2.2 Finanzmathematische Bestimmung der Wirtschaftlichkeit

Zur wirtschaftlichen Bewertung einer Investitionsmaßnahme ist eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchzuführen, deren Ziel es ist, mehrere Varianten zur Erfüllung einer Anforderung zu betrachten.

¹engl.: capital expenditures

²engl.: operational expenditures

Hierzu kann die Annuitätenmethode eingesetzt werden. Diese gilt als eine der ökonomischen Bewertungsansätze in der Verteilnetzplanung. Durch die Verteilung des Kapitalwerts einer Investition mit den Ein- und Auszahlungen über die Nutzungsdauer, kann eine jährliche Annuität ermittelt werden, die dem jährlichen Kapitalüberschuss einer Investition entspricht. Diese über die Nutzungsdauer gleichen Beträge werden zur Bewertung einer Investition herangezogen. Dabei können Investitionen unterschiedlicher Anschaffungswerte und Nutzungsdauern ohne die Berücksichtigung einer Differenzinvestition direkt miteinander verglichen werden. Ist der Wert der Annuität $A \geq 0$ ist eine Investition als positiv zu bewerten. [72] [73]

Die Annuität A kann nach Gleichung (7.1) bestimmt werden. Sie ergibt sich aus den Anschaffungskosten C_0 , den Barwerten der Ersatzbeschaffungen C_n im Falle einer Reinvestition, dem Restwert RW der Anlage nach der Nutzungsdauer sowie dem Annuitätenfaktor a .

$$A = (C_0 + C_1 + C_2 + \dots + C_n - RW) \cdot a \quad (7.1)$$

Für den Annuitätenfaktor a , mit Zinssatz z und Nutzungsdauer N , gilt:

$$a = \frac{(1+z)^N \cdot z}{(1+z)^N - 1} \quad (7.2)$$

7.2.3 Vergleich eines SWRs mit konventionellem Netzausbau

Zur Darstellung und zum Vergleich des wirtschaftlich sinnvollen Einsatzes eines SWRs wird dieser mit einem klassischen Netzausbau verglichen. Dazu erfolgt ein Vergleich der Investitionskosten C und der Annuitäten A zwischen dem Einsatz eines SWR gegenüber einem konventionell ausgebauten Streckenabschnitt. Für diesen werden die Kosten für die Erdverlegung einer Hauptleitung des Typs NAYY 4x150, inkl. Installationsmaterial für Muffen, berücksichtigt. Die Kosten des konventionellen Netzausbaus werden über die Länge des Abschnitts variiert. Ziel ist die Gegenüberstellung der Investitionskosten $C_R = C_{Ka}(l_{Ka})$ und der Annuitäten $A_R = A_{Ka}(l_{Ka})$

Die unterschiedlichen Ausstattungsmerkmale der SWR und deren Anschaffungskosten, basierend auf Herstellerangaben, inklusive der Kosten für IKT und Messtechnik sind der Tabelle 7.1 zu entnehmen. Eine Übersicht der Kosten für Material und Netzbau

sowie dem notwendigen Tiefbau können im Anhang der Tabelle 15.6 entnommen werden.

Tabelle 7.1: Übersicht der Kosten verschiedener SWR-Varianten einschließlich IKT und Messtechnik (Detaillierte Angaben im Anhang, Tabelle 15.7)

Regler		Summe
Variante	Ausführung	
V1	SWR, 100 kVA, fixer Winkel, 3 Stufentransformatoren	22.210 €
V2	SWR, 150 kVA, fixer Winkel, 3 Stufentransformatoren	23.010 €
V3	SWR, 100 kVA, fixer Winkel, 4 Stufentransformatoren	24.210 €
V4	SWR, 150 kVA, fixer Winkel, 4 Stufentransformatoren	25.010 €
V5	SWR, 100 kVA, variabler Winkel, 3 Stufentransformatoren	26.810 €
V6	SWR, 150 kVA, variabler Winkel, 3 Stufentransformatoren	28.010 €
V7	SWR, 100 kVA, variabler Winkel, 4 Stufentransformatoren	28.810 €
V8	SWR, 150 kVA, variabler Winkel, 4 Stufentransformatoren	30.010 €

Mit Hilfe der Gleichung 7.1 werden für Netzausbau und Regler die jährliche Annuität A bestimmt. Aufgrund der unterschiedlichen wirtschaftlichen Nutzungsdauern von $N_{Ka} = 40$ a für Kabel und $N_R = 20$ a für Netzregler, erfolgt nach 20 Jahren eine Reinvestition in einen neuen SWR, für dessen zukünftige Anschaffungskosten, aufgrund sinkender Produktionskosten, $C_1 = 0,9 \cdot C_0$ angenommen wird. Sowohl für Regler als auch konventionellen Netzausbau wird als Diskontierungszinssatz z der durch die BNetzA vorgegebene Eigenkapitalzins $z = 5.64\%$ angenommen [74]. Die Betriebskosten für Regler und Kabel sind für den Zeitraum der Nutzungsdauer in die Investitionskosten eingepreist.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 7.1 zusammengefasst. Eine Aufstellung der Berechnungsergebnisse ist Tabelle 15.8 und Tabelle 15.9 im Anhang zu entnehmen.

Das Diagramm zeigt sowohl die Länge der konventionell ausgebauten Streckenabschnitte, die die gleiche Annuität $A_R = A_{Ka}(I_{Ka})$ wie die Reglervarianten V1 bis V8 aufweisen, als auch die Länge der Streckenabschnitte mit einer Investition $C_R = C_{Ka}(I_{Ka})$ gleicher Höhe. Der aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimale Einsatzbereich eines SWRs liegt dabei oberhalb der Grenze gleicher Annuität. Ein konventioneller Netzausbau würde hier zu einer höheren Annuität $A_{Ka} > A_R$ führen. In dem Bereich zwischen der Investitions- und Annuitäten-Grenze ist der Einsatz eines SWR nur aus Sicht einer reinen Investitionsentscheidung dem konventionellen Netzausbau vorzuziehen.

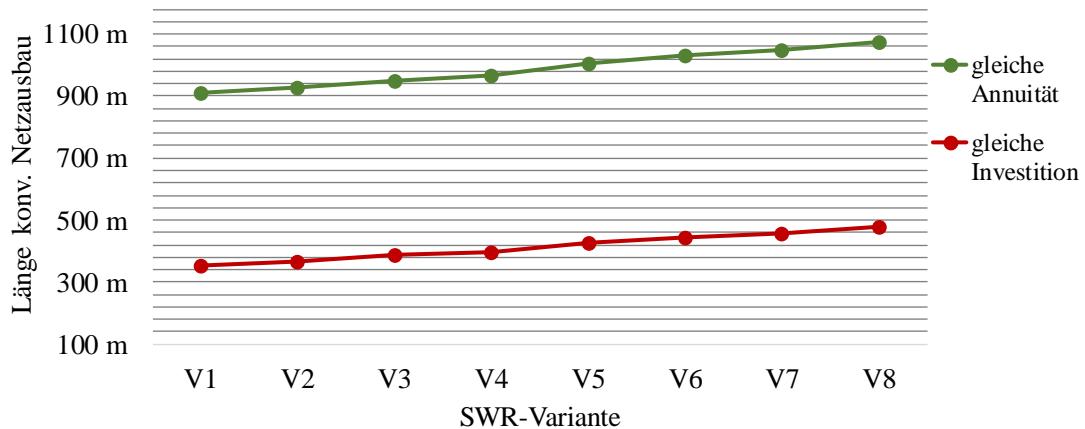


Abbildung 7.1: Vergleich der Investitions- und Annuitätskosten für den realisierbaren Ortsnetzausbau und einen SWR

7.3 Technische Bewertung

Aufgrund der individuellen Topologien, Kabeltypen und Eigenschaften von NS-Netzen muss der Einsatz eines Reglers für jeden Einzelfall technisch bewertet und mit anderen innovativen Maßnahmen oder einem konventionellen Netzausbau verglichen werden. Bei den technischen Bewertungen zum Einsatz eines SWRs müssen insbesondere die Maschenimpedanz-abhängige Möglichkeit zur Einstellung eines Steuerstroms I_S , die maximal auftretenden Betriebsströme $I_{b,max}$ sowie die durch den Regler verursachten Knotenspannungsänderungen überprüft werden.

Mit Hilfe einer Simulationsrechnung zur beispielhaften Darstellung der Effektivität eines SWRs kann seine Wirksamkeit gezeigt werden. Hierzu wird das Netz nach Abbildung 7.2 betrachtet. Die Ringtopologie wird durch die beiden Impedanzen Z_{m1} und Z_{mk} dargestellt. Diese stehen stellvertretend für die Ersatzimpedanzen z.B. vermaschter Netzabschnitte oder paralleler Kabelführungen zwischen den Knoten 1 und m sowie m und k (vgl. Abschnitt 3.2.5). Im Rahmen der Simulation wird jedoch von einer einfachen, unverzweigten Hauptleitung des Kabelstyps NAYY 4x150 ausgegangen. Zur Parametrierung der Impedanzen wird die bezogene Mitsystemimpedanz Z'_{NAYY} des Kabelstyps verwendet (Gleichung 7.3). Die Kabelstrecken zwischen den Knoten 1 und m sowie m und k weisen die variablen Längen l_{m1} und l_{mk} auf. Die Summe dieser ergibt die Gesamtlänge der Masche $l_{ma} = l_{m1} + l_{mk}$ und die davon abhängige

Maschenimpedanz Z_{ma} (Gleichung 7.4).

$$\begin{aligned} Z_{m1} &= Z'_{NAYY} \cdot l_{m1} \\ Z_{mk} &= Z'_{NAYY} \cdot l_{mk} \end{aligned} \quad (7.3)$$

$$Z_{ma} = Z'_{NAYY} \cdot l_{ma} \quad (7.4)$$

Als Worst-Case-Betrachtung wird eine variable Last H_k an Knoten k mit Wirkleistung P_{Hk} angenommen, die die Ströme I_{m1} und I_{mk} bewirkt. Diese sollen durch den Regler auf einen vorgegebenen maximalen Betriebsstrom I_{limit} von $I_{m1} \wedge I_{mk} \leq I_{limit} = I_n = 200A$, der sich aus einem Sicherungsnennstrom I_n ergibt, begrenzt werden.

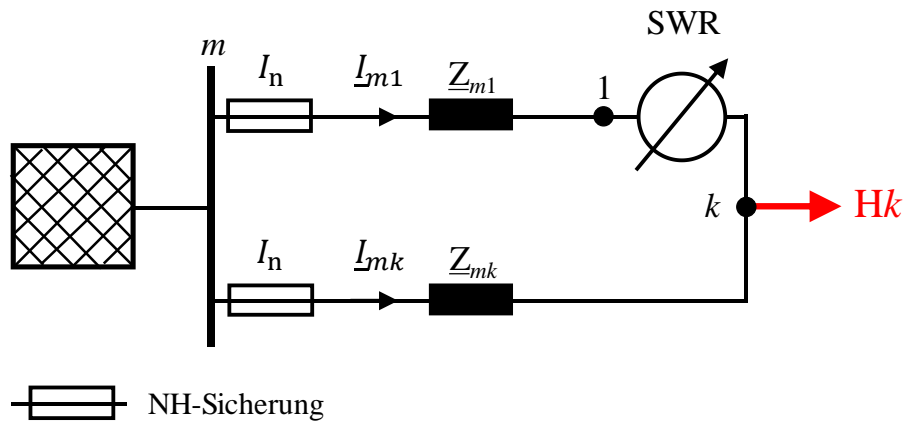


Abbildung 7.2: Ringnetz zur technischen Bewertung des Einsatzes eines SWRs

Das Diagramm in Abbildung 7.3 stellt den maximalen Wirkleistungsbezug der Last H_k in Abhängigkeit des Verhältnisses der Netzabschnittimpedanzen Z_{m1} und Z_{mk} und der Gesamtlänge des Netzinges $l_{ma} = l_{m1} + l_{mk}$ grafisch dar. Dabei wurde die Leistung P_{Hk} der Last auf einen maximalen Strom $I_{mk} = 200A$ maximiert. Für den Strom I_{m1} gilt $I_{m1} < I_{mk}$. Für die Impedanzverhältnisse $\frac{Z_{m1}}{Z_{mk}} \neq 1$ verteilt sich der Leistungsfluss inhomogen auf die beiden Netzabschnitte. Der SWR ist inaktiv.

Durch die Verwendung des Reglers kann der Leistungsfluss P_{mk} durch den Streckenabschnitt mit der Impedanz Z_{mk} zu dem Streckenabschnitt mit der Impedanz Z_{m1} verschoben werden. Eine Steigerung des Wirkleistungsbezugs der Last bis zu einem erneuten Erreichen des Grenzwerts $I_{mk} = I_{limit} = 200 A$ ist die Folge:

$$P_{Hk}^{(t+1)} \Big|_{I_{mk}=I_{limit}} = P_{Hk}^{(t)} + \Delta P_{Hk} \quad (7.5)$$

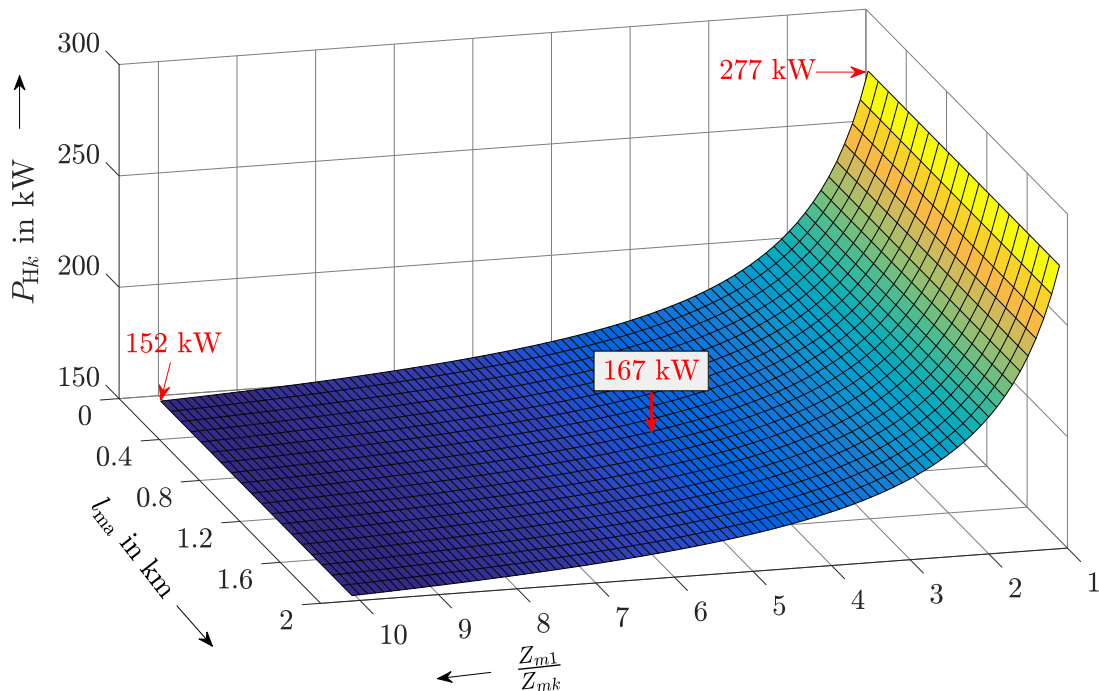


Abbildung 7.3: Maximaler Wirkleistungsbezug der Last H_k aus Abbildung 7.2 im unregelten Fall

Durch die Verwendung des SWRs kann die Leistung der Last, unter Berücksichtigung der Grenzwertvorgaben der Ströme, teilweise drastisch erhöht werden. Hierzu sind die Ergebnisse für unterschiedliche Leitungslängen l_{ma} und Impedanzverhältnisse $\frac{Z_{m1}}{Z_{mk}}$ in Abbildung 7.4 dargestellt.

Das starke Absinken von ΔP_{Hk} bei steigendem Maschenimpedanzverhältnis $\frac{Z_{m1}}{Z_{mk}}$ und zunehmender Streckenlänge l_{ma} resultieren aus einer zunehmenden Maschenimpedanz Z_{ma} , welche zu einem abnehmenden maximalen Steuerstrom $I_{S,max}$ führt.

Als Beispiel kann für eine Ringtopologie mit einer Gesamtlänge von $l_{ma} = 1$ km sowie einem Impedanzverhältnis von $\frac{Z_{m1}}{Z_{mk}} = \frac{5}{1}$ die Leistung $P_{Hk}^{(t)} = 167$ kW im unregelten Fall um $\Delta P_{Hk} = 53$ kW auf $P_{Hk}^{(t+1)} = 220$ kW im geregelten Fall angehoben werden. Dies entspricht einer Steigerung um 32%.

Die vorab durchgeführte Simulation gibt einen klaren Hinweis auf die technischen Möglichkeiten zur Steigerung der Aufnahmefähigkeit eines Netzes für Einspeiser oder Lasten. Dabei gilt festzuhalten, dass insbesondere bei stark unterschiedlichen Netzabschnittimpedanzen Z_{m1} und Z_{mk} eine hohe Effektivität des Reglers erzielt werden kann.

Weiterhin sind die vermiedenen Tiefbauarbeiten sowie die durch den Regler geschaffe-

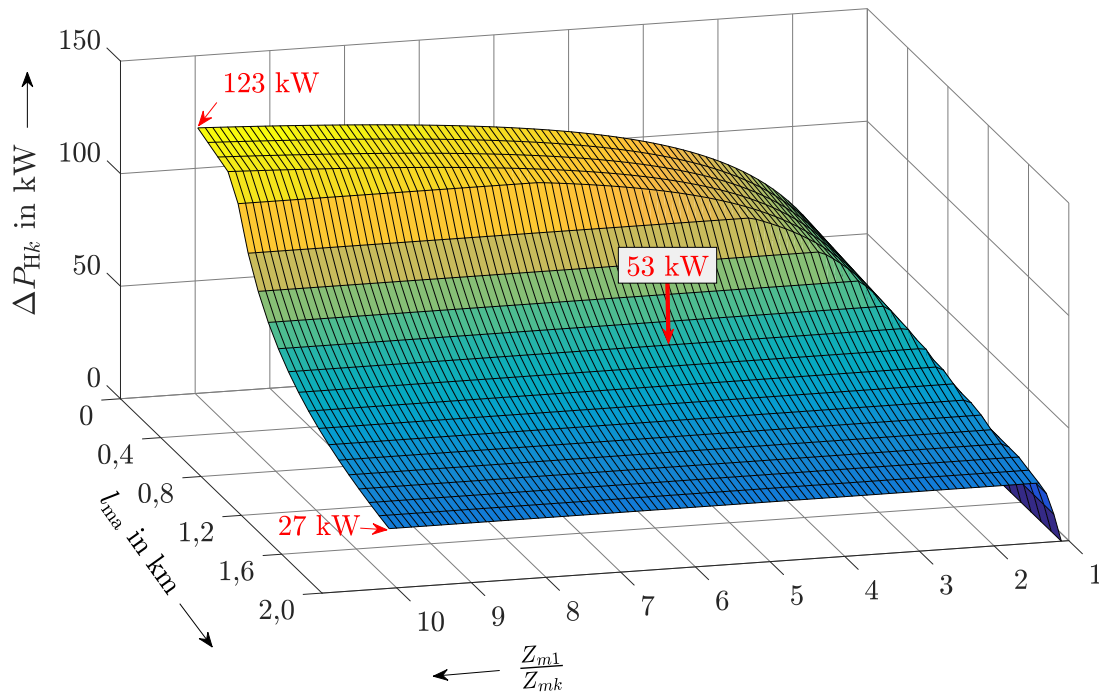


Abbildung 7.4: Erhöhung der Übertragungskapazität einer NS-Masche durch einen SWR

nen Mehrwerte, wie z.B. eine Topologiefehlererkennung, ein klarer Vorteil gegenüber einem konventionellen Netzausbau. Dem gegenüber steht der Wartungs- und Betriebsaufwand für die IKT und Messeinrichtungen, sowie den Regler selbst. Insbesondere die begrenzte Lebensdauer der digitalen Komponenten wird häufig als Nachteil angesehen.

8 Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit diskutiert ein mögliches Konzept zur Realisierung einer Spannungs- und Wirkleistungsregelung für NS-Netze. Der Fokus liegt dabei auf dem Entwurf eines Reglers zur Begrenzung der thermischen Belastung der Kabel und Leitungen. Hierzu werden die theoretischen Grundlagen, ein mögliches Hardware-Design sowie mehrere Regelkonzepte zur Strom- und Spannungsregelung vorgestellt und diskutiert.

Zunächst werden die Herausforderungen des heutigen und zukünftigen NS-Netzbetriebes aufgezeigt. Dieser ist geprägt durch einen zuletzt stark gestiegenen Anteil an erneuerbaren Erzeugern sowie einem zukünftig voraussichtlich hohen Aufkommen an neuen Lasten, wie Wärmepumpen und besonders Elektrofahrzeugen in der untersten Spannungsebene. Beides sorgt insbesondere in den ländlichen als auch den vorstädtischen Netzen für eine starke Auslastung der Betriebsmittel sowie eine starke Anhebung der Netzspannung im Einspeisefall oder eine merkliche Absenkung im Lastfall. Insbesondere eine hohe, über den zulässigen Grenzwerten liegende Auslastung, führt zu einer starken thermischen Belastung der Betriebsmittel. Diese kann zu irreparablen Schäden an den Betriebsmitteln oder dem Auslösen von Sicherungen und damit verbundene Versorgungsunterbrechungen führen. Durch die Begrenzung des für die thermische Erwärmung ausschlaggebenden Stroms auf den maximal zulässigen Betriebsstrom, können Schäden und frühzeitige Alterung vermieden werden.

Gehören Maßnahmen wie der regelbarer Ortsnetztransformator, Strangregler oder die Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter zum etablierten Stand der Technik, sind außer dem konventionellen Netzausbau oder Topologieänderungen, keine Applikationen zur Begrenzung der Ströme verfügbar. Häufig aufgezeigte Maßnahmen zur Flexibilisierung von Energieerzeugung sowie -verbrauch sind zumeist mit einem Eingriff in die Kundenanlagen verbunden.

Als einfache Maßnahme zur Reduzierung der Auslastung einzelner Netzabschnitte bzw. zur Steigerung der Aufnahmefähigkeit für weitere Erzeuger oder Lasten, kann eine Änderung der Netztopologie Abhilfe leisten. Durch einen vermaschten Betrieb, der häufig vermascht gebauten aber strahlenförmig betriebenen NS-Netze, kann die Netzimpedanz reduziert und die Auslastung erhöht werden. Jedoch können aufgrund der von den Leitungsimpedanzen abhängigen, unkontrollierten Leistungsflüsse Überlastungen nicht grundsätzlich vermieden werden. Durch den Einsatz eines Spannungs-

und Wirkleistungsreglers kann eine Steuerung des Leistungsflusses und eine damit verbundene Begrenzung der Ströme erfolgen.

Der hierzu aufgezeigte Entwurf eines Spannungs- und Wirkleistungsreglers basiert auf der Betrachtung der analytischen Zusammenhänge zwischen einer durch einen Regler längs eingepprägten komplexen Steuerspannung und dem daraus resultierenden Steuerstrom. Mit diesem können die Hauptleitungsströme in Betrag und Winkel gesteuert und folglich auch begrenzt werden. Der Zusammenhang zwischen Steuerspannung und Steuerstrom ist dabei stark von der vorliegenden Maschenimpedanz abhängig. Diese ergibt sich aus den Kabeltyp-abhängigen Leiterimpedanzen des vermaschten Netzes und kann durch einen Regler selbstständig bestimmt werden. Für hohe Hauptleitungsströme mit $\cos \varphi = 1$ entspricht der Winkel der komplexen Maschenimpedanz gleichzeitig dem Winkel des Steuerstroms.

Das für einen realen Regler zu entwickelnde Design basiert auf dem Einsatz konventioneller Bauteile unter der Annahme einer höheren Lebensdauer als eine Realisierung mit leistungselektronischen Komponenten. Aufgrund der hierbei eingesetzten Transformatortechnologie wird eine Diskretisierung der Steuerspannungsbeträge und -winkel erforderlich. Das aufgezeigte Schaltungsdesign erlaubt jedoch für den einzustellenden Steuerspannungsbetrag eine kleine Stufenweite zwischen den diskreten Steuerspannungsstufen. Eine somit annähernd kontinuierliche Spannungseinstellung sowie eine hinreichend genaue Winkeleinstellung können dadurch gewährleistet werden.

Aufbauend auf den Grundlagen zu Theorie und Hardware werden verschiedene Regelkonzepte entworfen. Deren Priorität liegt auf der Regelung und Begrenzung der Ströme innerhalb einer Netzmasche. Die hierzu entwickelten analytischen Regelziele verdeutlichen die Möglichkeiten zur Strombetragsregelung an beliebiger Stelle innerhalb eines vermascht betriebenen Netzes, zeigen aber auch die Umsetzungsschwierigkeiten für eine praxisnahe und betrieblich einsetzbare Lösung.

Hierzu wird ein auf Kennlinien beruhendes Regelkonzept vorgestellt. Dieses ermöglicht eine einfache Umsetzung von Soll- und Grenzwertregelzielen für Ströme und Spannungen bei gleichzeitig geringem Planungs- und Parametrierungsaufwand. Anhand der Kennlinien kann eine Bestimmung des erforderlichen Steuerspannungsbetrags in Abhängigkeit des gewählten Regelziels erfolgen. Zusätzlich wird durch die Kombination von Regelzielen zur Soll- und Grenzwertregelung oder der Vergabe von individuellen Grenzwerten für mehrere Messpunkte eine gleichzeitige Behandlung mehrerer Regelziele ermöglicht. Die Beschränkung liegt dabei in dem zeitgleichen Einhalten eines vorgegebenen Soll- sowie eines Grenzwerts. Als singuläres Stellglied

innerhalb des Netzes muss der Regler eine Priorisierung der einzuhaltenden Regelziele durchführen. Die oberste Priorität erhält dabei die Strom-Grenzwertregelung gefolgt von dem Regelziel zur Spannungs-Grenzwertregelung. Die im Falle einer Grenzwertüberschreitung aktiven Sollwert-Regelziele niedriger Priorität werden zugunsten der Einhaltung eines Grenzwerts unterbrochen. Im Falle einer gleichzeitigen Verletzung mehrerer Strom- oder Spannungs-Grenzwerte wird eine Steuerspannung zur Einhaltung der geringst möglichen Grenzwertüberschreitung ermittelt.

Insbesondere die Regelkonzepte als auch die damit verbundene Diskretisierung der Steuerspannung werden im Rahmen von Simulationsstudien verifiziert. Hierzu werden die analytischen Grundlagen sowie die Kennlinieneigenschaften anhand eines einfachen Ringnetzes dargestellt. Intensive Untersuchungen der Regelkonzepte erfolgen anhand eines realen NS-Netzes mit vermaschten Strukturen. Dabei werden sämtliche Regelkonzepte und -ziele aufgezeigt und überprüft. Ziel ist die Validierung der theoretischen Grundlagen sowie der Algorithmen des Kennlinien-Verfahrens. Eine Überprüfung im Rahmen eines Labor- und Feldtests erfolgt anhand eines im Rahmen des Forschungsprojekts „FLOW-R“ entwickelten Prototypen. Dieser wird dazu zuerst einer intensiven Laboruntersuchung unterzogen. Der hierzu eigens entwickelte Prüfstand enthält eine vermascht betriebene NS-Netznachbildung, Lasten und PV-Simulatoren zur Überprüfung des Hardwareaufbaus, des Verfahrens zur Einprägung komplexer Steuerspannungen und der fehlerfreien Funktionsweise der implementierten Algorithmen. Die erfolgreiche Absolvierung der Tests führt zu einem anschließenden Feldtest unter realen Bedingung. Dabei wurde wie bereits im Labortest insbesondere die Wirksamkeit des Regelkonzepts überprüft. Obgleich die im Testnetz messbaren Auslastungen der Hauptleitungen keine Rechtfertigung für den Einsatz eines Reglers darstellen, können bei entsprechender Parametrierung der Regelziele die Algorithmen überprüft werden. Die Ergebnisse überzeugen durch eine hohe Genauigkeit bei der Einhaltung der vorgegebenen Soll- und Grenzwerte. Eine Skalierung auf betrieblich relevante Grenzwerte konnte bereits im Rahmen der Simulationsstudien gezeigt werden.

Zur Diskussion des betrieblichen Nutzens eines Spannungs- und Wirkleistungsreglers wurde dessen Einsatz mit einer Kabelverlegung als Maßnahme des konventionellen Netzausbaus verglichen. Hierzu konnten im Rahmen einer wirtschaftlichen Betrachtung für verschiedene Regler-Varianten die Längen der konventionell zu realisierenden Streckenabschnitte bestimmt werden. Dadurch lässt sich eine durch Investitions- und Annuitätenkosten begrenzte Bandbreite an Netzausbau darstellen, für die der SWR ei-

ne wirtschaftlich sinnvolle Alternative darstellt. Für eine technische Bewertung erfolgte eine Untersuchung zur Steigerung der Aufnahmekapazität eines NS-Netzrings durch den Einsatz eines Reglers. Auch hier konnte der Einsatz eines Reglers für verschiedene Netzkonfigurationen als sinnvoll nachgewiesen werden.

Die Ergebnisse der Arbeit geben somit eine klare Antwort auf die in der Einleitung gestellte Frage nach der Realisierung einer flexibel einsetzbaren Maßnahme zur Begrenzung der thermischen Belastung in NS-Netzen.

Für zukünftige Forschungstätigkeiten basierend auf den hier dargestellten Grundlagen sind verschiedene Ansätze denkbar. Dabei könnte der Regler ebenso zur Kopplung zweier Niederspannungsnetze, gespeist aus unterschiedlichen Ortsnetzstationen, eingesetzt werden. Hierzu wären die Regel- und Schutzkonzepte entsprechend zu erarbeiten und anzupassen. Weiterhin sollte die Diskussion zur Realisierung des Reglers mit leistungselektronischen Komponenten aufgenommen und eine darauf basierende Variante erarbeitet werden. Vor- und Nachteile gegenüber einer konventionellen Realisierung wären zu erarbeiten und nachzuweisen.

9 Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Bundesregierung: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, Berlin, 2010
- [2] Deutsche Bundesregierung: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG*, 2000
- [3] BDEW: *BDEW Fakten: Deutsches Stromnetz ist 1,78 Millionen Kilometer lang*, 2010
- [4] Bundesnetzagentur: *Installierte EE-Leistung zum 31.12.2015*, Bundesnetzagentur, Hrsg., 2015
- [5] VDE: *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, Berlin, 2011
- [6] Deutsche Bundesregierung: *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität 2009*, 2009
- [7] PwC Deutschland: *Maximal eine halbe Millionen E-Autos bis 2020*, 2016. Adresse: www.pwc.de/de/pressemitteilungen/2016/maximal-eine-halbe-million-e-autos-bis-2020.html (besucht am 11. 11. 2018)
- [8] R. Uhlig, M. Stötzel, M. Zdrallek und N. Neusel-Lange: *Dynamic Grid Support with EV Charging Management Considering User Requirements*, CIREN Workshop, Helsinki, 2016
- [9] P. Nobis und S. Fischhaber: *Belastung der Stromnetze durch Elektromobilität*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2015
- [10] H. Stigler, C. Gutschi, G. Nischler, W. Süßenbacher und S. Otzasek: *Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft*, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, Graz, 2010
- [11] S. Ying: *Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen*, Dissertation Technische Universität Cottbus, Cottbus, 25. Okt. 2011
- [12] CIGRE/CIREN Joint Working Group: *Control and Automation Systems for Electricity Distribution Networks (EDN) of the Future*, 2017

- [13] Smart Area Aachen: *Innovative Lösungen und Betriebsmittel für das Verteilnetz der Zukunft*, Smart Area Aachen, 2016. Adresse: www.iaew.rwth-aachen.de/wp-content/uploads/2016/09/SmartArea_Fachbericht.pdf (besucht am 22.07.2017)
- [14] G. Clemens und S. Ohrem, „Die Energiewende findet im Verteilnetz statt“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 2017, Nr. 8, 2017. Adresse: <http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/1022/Die-Energiewende-findet-im-Verteilnetz-statt.aspx> (besucht am 18.08.2017)
- [15] S. Harnisch, H. H. Steffens, K. Thies und M. Zdrallek: *New Planning Principles for Low Voltage Networks with a high Share of decentralized Generation*, CIRED Workshop, Helsinki, 2016
- [16] H. Rui, S. Lang, H. Kreten, W. H. Wellßow, P. Hauße, K. Zimmer, C. Wendel und H. Geiß: *Guidelines for the Integration of Voltage Control Applications*, ETG Congress, Bonn, 2015
- [17] W. Elsenbast, F. Kämpfer, M. Janssen und J. Perner, „Koordinations- und Regulierungsbedarf bei der netzdienlichen Nutzung dezentrale Flexibilität im Stromverteilnetz“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 2017, Nr. 7, S. 8–12, 2017
- [18] Council of European Energy Regulators, Hrsg.: *Guidelines of Good Practice for Flexibility Use at Distribution Level: Consultation Paper: C16-DS-29-03*, Brussels, Belgium, 2017. Adresse: www.ceer.eu/documents/104400/-/-/db9b497c-9d0f-5a38-2320-304472f122ec (besucht am 16.07.2018)
- [19] A. J. Schwab: *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Berlin u.a.: Springer, 2006
- [20] H. Nagel: *Systematische Netzplanung*, 2. Aufl., Ser. Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze. Berlin und Frankfurt, M.: VDE-Verl. und VWEW-Energieverl., 2008, Bd. [Bd. 8]
- [21] D. Wäresch: *Topology Fault Detection in Low Voltage Grids based on Statistical Analyses of Smart Meter Data*, PSCC, Genua, Italien, 2016
- [22] D. Wäresch: *Entwicklung eines Verfahrens zur dreiphasigen Zustandsschätzung in vermaschten Niederspannungsnetzen*, Dissertation Technische Universität Kaiserslautern, Kaiserslautern, 2018
- [23] Europäische Norm: *DIN EN 60038 VDE 1075-1:2012-04 (CENELEC-Normspannungen)*, 2012

- [24] VDE: *DIN VDE 0276-603 (Starkstromkabel - Teil 603: Energieverteilungskabel mit Nennspannung 0,63/1 kV)*, 2012
- [25] H. Bessei: *Sicherungs-Handbuch: Starkstromsicherungen*. Lappersdorf: Kerschenssteiner Verlag, 2010
- [26] SIBA: *Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherungen: Katalog 2012*, 2012
- [27] N. Nau: *Synthesis of domestic load curves for low voltage grid simulations*, IEEE PESS, 2017
- [28] G. Kerber: *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen: Zugl.: München, Techn. Univ., Diss., 2011*. Uelvesbüll: Der Andere Verl., 2011
- [29] Kraftfahrt Bundesamt: *Bestand an Pkw am 1. Januar 2017 nach ausgewählten Kraftstoffarten*, 2017. Adresse: www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2017_b_umwelt_dusl.html?nn=663524 (besucht am 10.09.2017)
- [30] F. Heyman, C. Pereira, V. Miranda und F.J. Soares: *Spatial Load Forecasting of Electric Vehicle Charging using GIS and Diffusion Theory*, IEEE ISGT Europe, Turin, 2017
- [31] I. Frenzel, J. Jarass, S. Trommel und B. Lenz: *Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland: Nutzerprofile, Anschaffung, Fahrzeugnutzung*, DLR Institut für Verkehrsforschung, Berlin-Adlershof, 2015. Adresse: https://elib.dlr.de/96491/1/Ergebnisbericht_E-Nutzer_2015.pdf (besucht am 23.08.2018)
- [32] D. Dallinger, C. Doll, T. Gnann, M. Held, F. Kley, C. Lerch, F. Marscheider-Weidemann, K. Mattes, A. Peters, P. Plötz, M. Schröter und M. Wietschel: *Gesellschaftspolitische Fragestellungen der Elektromobilität*, Fraunhofer - Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, 2011
- [33] A. Wimmer: *Elektroauto - Ladedauer & Anschlusstypen*, austrian mobile power, 2017. Adresse: www.austrian-mobile-power.at
- [34] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Technische Anschlussbedingung TAB 2007, Stand 2007*, 2011
- [35] BMWi: *Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 3: Lade-Infrastruktur und Netzintegration*, Nationale Plattform Elektromobilität, 30. Nov. 2010. Adresse: <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/zwischenbericht-ag3.html> (besucht am 18.06.2017)

- [36] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hrsg.: *Der Technische Leitfaden: Ladeinfrastruktur Elektromobilität: Version 2*. 2016
- [37] P.-P. Schierhorn und N. Martense: *Überblick zur Bedeutung der Elektromobilität zur Integration von EE-Strom auf Verteilnetzebene: Werkauftrag im Projekt „Analyse- und Dialogvorhaben zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität“ des BMUB*, Energynautics, Darmstadt, 21. Juli 2015. Adresse: <https://www.oeko.de/uploads/oeko/download/2015-Ueberblick-zur-Bedeutung-der-Elektromobilitaet.pdf> (besucht am 04. 11. 2017)
- [38] VDE: *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010*, Berlin, 2011
- [39] M. Weisenstein, W. H. Wellßow, G. Brammer, F. Schmidt, T. Schwarz, S. Hoppert, S. Sender, C. Raquet, D. Schweitzer, M. Conrad, K. Zimmer, H. Geiß, D. Sartowski, S. Lang und P. Hauße: *Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen in Niederspannungsnetze*, 2018. Adresse: www.eit.uni-kl.de/fileadmin/enen/download/projekte/lisa/leitfaden.pdf (besucht am 31.03.2018)
- [40] O. Marggraf, S. Laudahn, B. Engel und et. al.: *Abschlussbericht zum Verbundvorhaben U-Control*, Verbundprojekt TU Braunschweig, TU München, RWTH Aachen, FGH e.V., 2018. Adresse: http://www.u-control.de/Dateien/Abschlussbericht_U-Control.pdf (besucht am 22. 11. 2018)
- [41] VDE: *VDE 0276-1000:1995-06, Starkstromkabel: Strombelastbarkeit, Allgemeines; Umrechnungsfaktoren*, 1995
- [42] S. Harnisch, P. Steffens, H. H. Thies, J. Monscheidt, L. Münch, C. Böse und B. Gernsberger: *Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen*. Wuppertal: Universitätsbibliothek Wuppertal, 2016
- [43] T. Hiller, M. Bodach und W. Castor: *Praxishandbuch Stromverteilungsnetze: Technische und wirtschaftliche Betriebsführung*, 1. Aufl., Ser. Elektrotechnik. Würzburg: Vogel, 2014
- [44] D. Speck: *Energiekabel im EVU: Entwicklung, Technik, Anwendung, Prüfung und Betriebserfahrung der Energiekabel vom Niederspannungs- bis zum Höchstspannungsnetz*, Ser. Kontakt & Studium. Renningen-Malmsheim: Expert-Verl., 1994, Bd. 382

- [45] L. Heinhold, Hrsg.: *Kabel und Leitungen für Starkstrom: Grundlagen und Produkt-Know-how für das Projektieren von Kabelanlagen*, 5., wesentlich überarb. und erw. Aufl. Erlangen: Publicis-MCD-Verl., 1999
- [46] D. Oeding und B. R. Oswald: *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 8. Auflage. Berlin: Springer Vieweg, 2016
- [47] European Commission: *Prioritization of technical solutions available for the integration of PV into the distribution grid*, 2013. Adresse: www.database.pv-financing.eu/fileadmin/130626_PVGRID_D3_1_Final.pdf (besucht am 16.07.2018)
- [48] A. Löschel und M. Werthschulte, „Smart Energy zur Flexibilisierung und Senkung des Energieverbrauchs - Handlungsoptionen und offene Fragen“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 67, Nr. 8, S. 19–23, 2017
- [49] F. Samweber, A. Bogensperger und S. Köppl, „Intelligenz und Kupfer - Bewertung netzoptimierender Maßnahmen im Verteilungsnetz: Merit-Order des Netzausbaus 2030“, *EW*, Jg. 2017, Nr. 07, S. 35–39, 2017
- [50] A. Murmann: *Topologische Schalthandlungen als Netzoptimierende Maßnahme*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2017. Adresse: www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/700-topologische-schalthandlungen-als-netzoptimierende-massnahme (besucht am 30.09.2017)
- [51] S. Votruba, L. Krivanec, F. Broz und K. Prochazka: *Interconnected Low Voltage Grid, Grid for the future Smart Grids*, CIRED Conference, Lyon, 2015
- [52] M. Weisenstein, W. H. Wellßow, H. Ma, S. Röhrenbeck, H. Rui und A. Benzarti: *Synthetische NS-Netzmodelle für wissenschaftliche Untersuchungen*, Kaiserslautern, 2018
- [53] H. Rui: *Target-oriented Planning for Electric Distribution Grids with Smart Grid Metrics*, Dissertation Technische Universität Kaiserslautern, Kaiserslautern, 2017
- [54] U. Häger, S. Lehnhoff und C. Rehtanz, „Verteilte koordinierte Lastflusssteuerung in elektrischen Energieübertragungsnetzen“, *Automatisierungstechnik : at ; Methoden und Anwendungen der Steuerungs-, Regelungs- und Informationstechnik ; Organ der GMA (VDI/VDE-Gesellschaft Mess- und Automatisierungstechnik) und der NAMUR (Interessengemeinschaft Prozessleittechnik der Chemischen und Pharmazeutischen Industrie)*, Jg. 59, Nr. 3, S. 153–160, 2011

- [55] R. Sadikovic: *Use of FACTS Devices for Power Flow Control and Damping of Oscillations on Power Systems*, Dissertation ETH Zürich, Zürich, Schweiz, 2006. Adresse: <https://www.ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/itet/institute-eeh/power-systems-dam/documents/Dissertationen/Sadikovic-ETH-16707.pdf> (besucht am 03.09.2017)
- [56] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz: *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 9., aktualisierte und korrigierte Aufl., Ser. Lehrbuch. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013
- [57] V. Crastan: *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, 3. Aufl. 2012. Berlin Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2012
- [58] D. de Santis, G. Abbatantuono, S. Bruno, M. La Scala und R. Sbrizzai: *Feasibility of Power Flow Control on LV Distribution Systems*, Advances in Engineering, Mechanics und Materials, CIVILENG, 2014
- [59] S. Lang und W. H. Wellßow: *Power Flow Control with Phase Shifting Regulators in meshed Distribution Grids*, IEEE PES General Meeting, Boston, 2016
- [60] S. Lang und W. H. Wellßow: *Development of a Phase Shifting Regulator for Power Flow Control in Low Voltage Grids*, CIRED Workshop, Helsinki, 2016
- [61] M. Meyer, B. Maucher und R. Witzmann: *Verbesserung der Aufnahmefähigkeit und Sicherung der Netzqualität von Verteilnetzen*, Technische Universität Graz, Hrsg., Graz, Schweiz, 12. Feb. 2016. Adresse: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/kf/Session_E4/KF_Meyer.pdf (besucht am 01.04.2017)
- [62] D. Marger, J. Riedl, J. Tusch, C. Wietfeld, I. Wolff und W. Zeitler: *VDE-Positionspapier "Kommunikationsnetz für das Smart Grid"*, VDE, Frankfurt (Main), 2015
- [63] C. Aichele und O. D. Doleski, Hrsg.: *Smart Meter Rollout: Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler*, Ser. Praxis. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013
- [64] Ernst & Young GmbH: *Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler*, Ernst & Young GmbH, 2013

- [65] G. A. Taylor, C. J. Axon and M. R. Irving: *Scalable high performance information and communications technology for smart distribution network operation*, IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, 2012
- [66] H. Ma, W. H. Wellßow und S. Lang: *Fallback Solution for a Low-voltage Regulator Control using Artificial Neural Networks*, CIRED Workshop 2018, Ljubljana, 2018
- [67] J. Scheffler: *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten*, Als Ms. gedr, Ser. Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6, Energietechnik. Düsseldorf: VDI-Verl., 2004, Bd. 512
- [68] A. Probst, M. Braun und S. Tenbohlen: *Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse: Umsetzungskonzepte nachhaltiger Energiesysteme - Erzeugung, Netze, Verbrauch ; Vorträge des Internationalen ETG-Kongresses vom 8. - 9. November 2011 in Würzburg ; Fachtagungen 1 bis 5*, Ser. ETG-Fachbericht. Berlin: VDE-Verl., 2011, Bd. 130
- [69] A. Probst: *Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung*, Dissertation Universität Stuttgart, Stuttgart, 15. Dez. 2014
- [70] S. Lang, W. H. Wellßow, I. Quint, P. Hauffe, T. Walcher und S. Sender: *Entwicklung eines Spannungs- und Wirkleistungsreglers für vermaschte Niederspannungsnetze*, VDE-Kongress 2016: "Internet der Dinge", VDE-Verlag, Mannheim, 2016
- [71] Bundesnetzagentur: *Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzbetreibern*, Bundesnetzagentur, 2018. Adresse: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/anreizregulierung-node.html (besucht am 25.02.2018)
- [72] P. Horváth: *Controlling*, 7., vollst. überarb. Aufl., Ser. Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften. München: Vahlen, 1998
- [73] H.-J. Warnecke: *Wirtschaftlichkeitsrechnung für Ingenieure: Mit 3 ausführlichen Fallstudien*, 3., überarb. Aufl., Ser. Hanser-Studienbücher. München: Hanser, 2003
- [74] Bundesnetzagentur: *Ermittlung der Netzkosten*, Bundesnetzagentur, 2017. Adresse: www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung_node.html (besucht am 11.11.2018)

- [75] Janitza, Hrsg.: *Betriebsanleitung UMG 96RM 90-277V (Deutsch)*. Adresse: www.janitza.de (besucht am 14. 10. 2017)
- [76] Janitza, Hrsg.: *Janitza-Manual-UMG604-de*. Adresse: www.janitza.de (besucht am 14. 10. 2017)

Studentische Arbeiten

Im Rahmen des Forschungsprojekts FLOW-R sind nachfolgende studentische Arbeiten entstanden, die einen wesentlichen Beitrag zum erfolgreichen Abschluss dieser Dissertation geleistet haben.

1. Jonas Greiner, *Verfahren zur Lastflussapproximation in Niederspannungsnetzen mittels Daten mobiler Messwertschreiber*, Bachelorarbeit, 2015
2. Nicolas Nau, *Entwicklung eines Längsregler-Modells in LTspice*, Studienarbeit, 2015
3. Christoph Szedlak, *Analyse des Rechenzeitbedarfs verschiedener numerischer Verfahren zur Berechnung dünnbesetzter Matrizen*, Studienarbeit, 2016
4. Daniel Schmidt, *Modellierung eines FLOW-Rs in LTspice*, Bachelorarbeit, 2016
5. Marcel Müller, *Entwicklung von Regelzielen zur Spannungs- und Wirkleistungsregelung mittels FLOW-R*, Masterarbeit, 2016
6. Pauline Witzke, *Ansatz zur Potentialanalyse eines FLOW-Rs*, Bachelorarbeit, 2016
7. Alexander Brunk, *Ansätze zur Topologiefehlererkennung mittels FLOW-R*, Bachelorarbeit, 2016
8. Daniel Schermer, *Konzipierung eines FLOW-R-Prüfstands*, Bachelorarbeit, 2016
9. Thomas Neumüller, *Platzierungsstrategie eines FLOW-Rs*, Masterarbeit, 2016
10. Konstantin Titow, *Entwicklung und Durchführung der Labortests für ein neuartiges Betriebsmittel*, Masterarbeit, 2017
11. Jonas Greiner, *Auf neuronalen Netzen basierende Fallback-Strategie für Niederspannungsnetzregler*, Masterarbeit 2017
12. Zhen Wei, *Kopplung zweier Ortsnetzbereiche mittels FLOW-R*, Masterarbeit, 2017
13. Daniel Schmidt, *Messwerterfassung mittels Smart Meter und Platzierungsstrategie für den FLOW-R-Betrieb*, Masterarbeit, 2017

10 Abbildungsverzeichnis

1.1	Herausforderungen für den Verteilnetzbetrieb und mögliche Maßnahmen (in Anlehnung an [13])	3
2.1	Topologien	7
2.2	Anteil der verwendeten Kabel-/Freileitungstypen in 22 Ortsnetzen	8
2.3	Vereinfachtes Mitsystem-Ersatzschaltbild für Leitungen	10
2.4	Auslösekennlinie für drei Sicherungsenngrößen mit logarithmischer und linearer Achsenskalierung [26].	11
2.5	$\cos \varphi$ in Abhängigkeit des Stroms I in einem realen Netz	13
2.6	Reduzierung der Knotenspannung mittels Blindleistungsmanagement durch DEA	16
2.7	Blindleistungskennlinie gemäß VDE AR-N-4105	17
2.8	Vereinfachtes Wärmeersatzschaltbild für NS-Kabel	20
2.9	Simulation inhomogener Netzauslastung	24
3.1	Ringleitung mit Regeltransformator	25
3.2	Netz mit einer Last	27
3.3	Netz mit mehreren Lasten	29
3.4	Ringnetz mit unbestimmter Anzahl Lasten	30
3.5	Änderung der Leitungsströme aufgrund des Superpositionsprinzips	33
3.6	Netz mit beliebiger Topologie	34
3.7	Netz zur Herleitung der Eigenschaften zur Spannungsregelung	35
3.8	Abweichung der Maschenimpedanz vom exakten Wert	41
3.9	Prinzip NS-Spannungsregler mit Serientransformatoren	42
3.10	Schematische Darstellung der Regler-Schaltkreise	44
3.11	Vergleich möglicher Stufenweiten $\tilde{u}_{S,\Delta}$	46
3.12	Schaltung zur Betragssteuerung	47
3.13	Schaltung zur Winkelsteuerung	49
3.14	Winkelansteuerung durch Relaismatrix	49
3.15	Zeigerdiagramm zur Darstellung des Einflusses der Diskretisierung auf den Steuerstrom	51

3.16	Abhängigkeit der Winkelabweichung $\Delta\varphi_{I_R}$ von $I_R^{(t)}$ und $\Delta\tilde{I}_S^{(t)}$ für drei exemplarische ϵ	52
4.1	Ringnetz mit den möglichen Regelzielen 1 bis 3	55
4.2	Prozess zur Erzeugung aller Kennlinien durch Einstellung zweier Reglerstufen $+\tilde{u}_{S,Lx,SP1}$ und $-\tilde{u}_{S,Lx,SP2}$	60
4.3	Erzeugung der Kennlinien mittels zweier Stützstellen	61
4.4	Anpassung der Kennlinien nach Erfassung aktualisierter Messwerte	62
4.5	Sollwertregelung mittels Kennlinienverfahren	63
4.6	Grenzwertregelung an einem Messpunkt	64
4.7	Grenzwertregelung an mehreren Messpunkten	65
4.8	Regelkonzept für kombinierte Soll- und Grenzwertregelung	67
4.9	Flow-Chart: Regelalgorithmus	68
4.10	Positionierungsoptionen für Strom und Spannungsregelung	72
4.11	Reales Testnetz zur Darstellung der Topologiefehlererkennung	80
4.12	Zeitablaufdiagramm der konventionellen Rückfallebene	83
5.1	Synthetisches Netz	86
5.2	Reales Ortsnetz in lageähnlicher Darstellung	88
5.3	Reales Ortsnetz in topologischer Darstellung	88
5.4	Nachweis des Superpositionsprinzips	90
5.5	Auswertung der Simulationsergebnisse für die analytischen Regelziele	91
5.6	Vergleich kontinuierlicher und diskreter Steuerspannungsstufen	92
5.7	Stromkennlinien-Erzeugung bei hoher Last	93
5.8	Spannungskennlinien-Erzeugung bei hoher Last	94
5.9	Strom- und Spannungs-Referenzwertsimulation	95
5.10	Sollwertregelung Strom, $I_{MP1,soll} = 100 \text{ A}$	96
5.11	Sollwertregelung Spannung, $U_{MP3,soll} = 230 \text{ V}$	97
5.12	Grenzwertregelung Strom, $I_{MP1,limit} = 150 \text{ A}$	98
5.13	Grenzwertregelung Spannung, $U_{MP3,limit} = \pm 3\% \cdot U_n / \sqrt{3}$	99
5.14	Multiple Grenzwertregelung Strom, $I_{MP1,limit} = I_{MP2,limit} = 100 \text{ A}$	99
5.15	Kombinierte Soll- und Grenzwertregelung Strom, $I_{MP1,soll} = 100 \text{ A}$ und $I_{MP2,limit} = 150 \text{ A}$	101
5.16	Kombinierte Strom- und Spannungsgrenzwertregelung, $I_{MP1,limit} = 80 \text{ A}$ und $U_{MP3,limit} = \pm 3\% \cdot U_n / \sqrt{3}$	102

6.1	Prototyp des FLOW-Reglers mit Baugruppenbezeichnung (Foto: Walcher GmbH & Co. KG)	105
6.2	Topologie des Maschennetz-Modells des Prüfstands	107
6.3	Typ A: Ringtopologie zur Verifikation der Soll- und Grenzwertregelung	108
6.4	Soll- und Grenzwertregelung bei symmetrischer Belastung	109
6.5	Regler-Zeitverhalten	110
6.6	Sollwertregelung bei asymmetrischer Belastung	111
6.7	Typ B: Vermaschtes Netz mit zwei Maschen	111
6.8	Grenzwertverletzung an mehreren Messpunkten	112
6.9	Kombinierte Sollwertregelung und Grenzwertregelung	113
6.10	Typ C: Vermaschtes Netz mit zwei Maschen sowie einer Stichleitung mit angeschlossener PV-Anlage	114
6.11	Spannungsgrenzwertregelung, $U_{MP\,PV,limit} = \pm 8\% \cdot U_n / \sqrt{3}$	114
6.12	Strom- und Spannungswerte an einem Referenztag	116
6.13	Stromsollwertregelung, $I_{MP1,soll} = 40\text{ A}$	117
6.14	Stromgrenzwertregelung, $I_{MP1,limit} = 40\text{ A}$	118
6.15	Grenzwertregelung an mehreren Messpunkten, $I_{MP1,limit} = I_{MP2,limit} = 40\text{ A}$	119
6.16	Kombinierte Soll- und Grenzwertregelung für Ströme, $I_{MP1,soll} = 40\text{ A}$, $I_{MP2,limit} = 60\text{ A}$	120
6.17	Kombinierte Soll- und Grenzwertregelung für Spannungen, $U_{MP3,soll} = 240\text{ V}$, $U_{MP2,limit} = 8\% \cdot U_n / \sqrt{3}$	121
6.18	Vergleich der Sollstromregelung mit hoher und reduzierter Stufenzahl .	122
7.1	Vergleich der Investitions- und Annuitätskosten für den realisierbaren Ortsnetzausbau und einen SWR	129
7.2	Ringnetz zur technischen Bewertung des Einsatzes eines SWRs	130
7.3	Maximaler Wirkleistungsbezug der Last H_k aus Abbildung 7.2 im ungeregelten Fall	131
7.4	Erhöhung der Übertragungskapazität einer NS-Masche durch einen SWR	132
15.1	Topologie des Maschennetz-Modells des Prüfstands	162
15.2	Integration des Prüfstand-Netzes in Schaltschränke	164
15.3	Lastnachbildung: Schematische Darstellung der Lastansteuerung (links) und Last-Simulator mit 75 kWp (rechts)	164

15.4 PV-Nachbildung bestehend aus zwei Wechselrichtern der Hersteller KACO und SMA (links) und zwei 10 kW DC-Quellen zur Speisung der Wechselrichter (rechts)	166
15.5 PV-Netz	166
15.6 Schaltung zur Betragssteuerung	168
15.7 Schaltung zur Winkelsteuerung	169
15.8 Zeigerdiagramm zur Darstellung des Einflusses der Diskretisierung auf den Steuerstrom	170
15.9 Synthetisches Testnetz	171
15.10 Reales Testnetz in lageähnlicher Darstellung	172
15.11 Reales Testnetz in topologischer Darstellung	173

11 Tabellenverzeichnis

2.1	Parameter von Kabel- und Freileitungstypen (Auszug)	9
2.2	Klassen der Elektroenergieanwendungen nach [28]	13
2.3	Durch Elektrofahrzeuge unterstützte Ladeleistungen	15
2.4	Simulationsergebnisse zur inhomogenen Netzauslastung	24
3.1	Übersetzungsverhältnisse der Transformator-Stufen	47
3.2	Kombination der Stufentransformatoren zur Steuerspannungserzeugung	48
4.1	Kommunikationstechnologien im Vergleich [39] [63] [64] [62] [65]	71
4.2	Ergebnisse einer Topologiefehlererkennung in einem realen Netz	79
7.1	Übersicht der Kosten verschiedener SWR-Varianten einschließlich IKT und Messtechnik (Detaillierte Angaben im Anhang, Tabelle 15.7)	128
15.1	Parameter der LNB Impedanzen	163
15.2	Technische Daten Wechselrichter (Herstellerangaben)	165
15.3	Daten der PV-Netznachbildung	167
15.4	Eigenschaften der verwendeten Messgeräte	167
15.5	Parameter von Kabel- und Freileitungstypen	174
15.6	Kostenbestandteile Netzausbau	175
15.7	Übersicht der SWR-Varianten mit Kosten	176
15.8	Kostenvergleich Netzausbau und SWR: gleiche Investition (bei einmaliger Reinvestition in den SWR)	176
15.9	Kostenvergleich Netzausbau und SWR: gleiche Annuität (bei einmaliger Reinvestition in den SWR)	176

12 Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (= Wechselstrom)	FLOW-R	Flexibler Ortsnetz Spannungs- und Wirkleistungsregler
AR	Anwendungsregel	FS	Fehlerstelle
BEV	Batteriebetriebenes Elektrofahrzeug (engl.: Battery Electric Vehicle)	GPRS	General Packet Radio Service
BNetzA	Bundesnetzagentur	h	Stunden
BPL	Breitband-Power-Line	HH	Haushalt
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik	HS	Hochspannung
CDMA	Code-Divison Multiple Access	HöS	Höchstspannung
CPU	Central Processing Unit	IKT	Informations- und Kommunikations-Technik
DC	Direct Current (= Gleichstrom)	IP	Internet Protocol
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage	KBA	Kraftfahrtbundesamt
DIN	Deutsches Institut für Normung	KNN	Künstliches Neuronales Netz
DSL	Digital Subscriber Line	KV	Kabelverteiler
EE	Erneuerbare Energien	LTE	Long-Term Evolution
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	MP	Messpunkt
EN	Europäische Norm	MS	Mittelspannung
EV	Elektrofahrzeug, allg. (engl.: Electric Vehicle)	N	Neutralleiter
		NH	Niederspannungs-Hochleistung
		NS	Niederspannung

ONS	Ortsnetzstation	VPC	Voltage and Active Power Controller (deutsch: Spannungs- und Wirkleistungs-Regler)
PEN	Kombinierter Erd- und Neutralleiter (engl.: protective earth neutral)	WS	Wendeschutz
PKW	Personenkraftwagen		
PLC	Power-Line-Communication		
PHEV	Plug-in Hybrid-Fahrzeug (engl.: Plug-in Hybrid Electric Vehicle)		
PKI	Public-Key-Infrastruktur		
RZ	Regelziel		
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator		
SP	Stützpunkt		
SR	Spannungsregler		
SWR	Spannungs- und Wirkleistungsregler		
TCP	Transmission Control Protocol		
TF	Topologiefehler		
TLS	Transport Layer Security		
TV	Television		
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System		
UPFC	Unified Power Flow Controller		
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik		
VNB	Verteilnetzbetreiber		

13 Verzeichnis der Variablen, Indizes und Symbole

Skalare Variablen und Funktionen:

a	Annuitätsfaktor
f_x	Reduktionsfaktor
c	Konstante
i, j	Lauf- und Zählvariablen
l	Leitungslänge in m
m, k	Zählvariablen für Netzknoten, $m < k$
q	Leiterquerschnitt in mm^2
t	Zeitpunkt
u	Spannung in %
\tilde{u}	Diskrete Spannung in %
v, w	Zählvariablen für Netzknoten
\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis
z	Zinssatz
A	Annuität der Kapitalgebundenen Kosten pro Jahr
C_0	Anschaffungs-/Investitionskosten
C_n	Barwert der Ersatzbeschaffungen
C_{th}	Wärmekapazität in $\frac{\text{J}}{\text{K}}$
I	Strom in A, als Mitsystemgröße.
\tilde{I}	Diskreter Strom in A
F	Topologiefehlerindikator
K	Relais
N	Nutzungsdauer in Jahren
R	Ohmscher Widerstand in Ω
R_{20}	Leiterwiderstand bei 20°C in Ω/km
R_{th}	thermischer Widerstand in $\frac{\text{K}}{\text{W}}$
RW	Restwert einer Anlage
SA_n	Stufenanzahl
SS_t	Steuerspannungsstufe
U	Spannungsbetrag in V
\tilde{U}	Diskrete Spannung in V

WS	Wendeschutzstellung
X	Reaktanz in Ω
Z	Impedanz in Ω
α	Steuerspannungswinkel in $^\circ$
α_{20}	Temperaturkoeffizient bei 20°C in $^\circ\text{C}$
γ	Materialkonstante in $\frac{\text{Ws}}{\text{cm}^3}$
δ	Spannungswinkel in $^\circ$
ϵ	Winkeldifferenz in $^\circ$
κ	spezifische Leitfähigkeit in $\frac{\text{m}}{\Omega\text{mm}^2}$
λ	Temperaturfaktor
τ	Zeitkonstante in s
φ	Stromwinkel in $^\circ$
$\cos \varphi$	Leistungsfaktor
ψ	Impedanzwinkel in $^\circ$
ϑ	Leitertemperatur in $^\circ\text{C}$
$f(), g()$	Lineare Funktionen mit $g() = (f())^{-1}$

Komplexe Variablen:

\underline{I}	komplexer Strom in A
\underline{S}	komplexe Scheinleistung in var
\underline{U}	komplexe Spannung in V
\underline{Z}	komplexe Impedanz in Ω

Vektoren und Matrizen:

d	Differenzvektor
D	Differenzmatrix

Indizes:

(1)	Mitsystem in symmetrischen Komponenten
aus	Ausgang
b	Betriebswert

blind	blindleistungsabhängig
ein	Eingang
ers	Ersatzwert
exakt	exakter Wert
ges	Gesamt
inst	installierte Leistung
l	Längskomponenten
lade	Ladeleistung
limit	Grenzwert
lo	unterer Wert
n	Nennwert
ma	Masche
mess	Messwert
net	Netz
peak	Spitzenwert
q	Querkomponenten
r	Bemessungswert
sim	Simulationswert
soll	Sollwert
sub	Substitution
th	thermisch
up	oberer Wert
v	Verlust
w	Wirkwiderstand
warte	Wartedauer
wirk	wirkleistungsabhängig
z	zulässig
zu	Zusatz
A	Auslösung
D	Dämpfung
F	Fehlerstrom
Fl	Freileitung
G	Generator
Ka	Kabel
Komp	Komponenten

L _x	Leiter L _x mit $x \in \{1, 2, 3\}$
Last	Last
N	Neutralleiter
NB	Normalbedingung
ONS	Ortsnetzstation
PV	Photovoltaikanlage
R	Regler
S	Steuerspannung
SP	Stützpunkt
Strg	Steuerung
T	Transformator
T _y	Transformator mit $y \in \mathbb{N}$
U	Umgebung
ÜL	Überlastung
V	Elektr. Verbraucher
WiStr	Schaltkreis zur Winkelsteuerung
Z	Impedanz
Δ	Stufenweite

Einheiten:

a	Jahr
h	Stunde
m	Meter
min	Minute
s	Sekunde
var	Voltampere reaktiv
A	Ampere
C	Celsius
K	Kelvin
V	Volt
VA	Voltampere
W	Watt
W _p	Watt Peak (Spitzenwert)
Ω	Ohm

14 English Summary

The present work discusses a possible concept for the realization of a voltage and active power control for low voltage (LV) grids. The focus is on the design of a controller to limit the thermal load on cables and wires. For this purpose, the theoretical basics, a possible hardware design and several control concepts for current and voltage regulation are presented.

First of all, the challenges of today's and future LV grid operations are demonstrated. This is characterized by a recent sharp increase in the share of renewable energy producers as well as a prospective high volume of new loads, such as heat pumps and particularly electric vehicles in the LV level. Both of these factors, especially in rural and suburban grids, cause a high level of utilization of resources as well as a strong increase in grid voltage in the case of feed-in or a noticeable reduction in case of loads. In particular, a high utilization, in the worst case above the permissible limits, leads to a strong thermal load on the equipment. This can lead to irreparable damage to the equipment or a triggering of fuses and supply interruptions. By limiting the current that determines the thermal heating to the maximum permissible operating current, damage and premature aging can be avoided.

Measures such as controllable local grid transformers, voltage regulators or the reactive power management by inverters belong to the well-established state of the art. However, there are no applications for limiting the currents available as an alternative to the conventional grid expansion or topology changes. Frequently discussed measures to make energy production and consumption more flexible are usually associated with an intervention in customer facilities.

A simple measure to reduce the utilization of individual grid sections or to increase the capacity for further generators or loads is a change of the grid topology. Intermeshed operation can reduce the grid impedance and increase utilization. However, due to the uncontrolled power flow dependent on the line impedances, overloads can not be fundamentally avoided. By using a voltage and active power controller (VPC), a control of the power flow and an associated limitation of the currents can take place.

The design of the VPC shown here is based on the consideration of the analytical relationships between a complex control voltage applied longitudinally by a regulator and the resulting control current. With this, the main line currents can be controlled in

magnitude and angle, and consequently also limited. The relationship between control voltage and control current is strongly dependent on the present mesh impedance. This results from the cable type-dependent conductor impedances of the meshed grid and can be independently determined by a controller. The angle of the complex mesh impedance also corresponds to the angle of the control current.

The design to be developed for a real controller is based on the use of conventional components assuming a longer lifetime than a realization with power electronic components. Due to the transformer technology used in this case, a discretization of the control voltage magnitudes and angles is required. However, the illustrated circuit design allows a small step width between the discrete control voltage levels for the control voltage magnitude to be set. A thus approximately continuous voltage adjustment and a sufficiently accurate angle adjustment can be ensured.

Based on the basics of theory and hardware, various control concepts are designed. Their priority is the regulation and limitation of the currents within a network mesh. The analytical control targets developed for this clarify the possibilities for controlling current magnitudes at any point within a meshed grid, but also show the implementation difficulties for a practical and operational solution.

To this end, the development of a characteristic curve based control concept is presented. This allows a simple implementation of setpoint and limit value control targets for currents and voltages with low planning and parameterization effort. Based on the characteristic curves, the required control voltage magnitude depending on the selected control target can be determined. In addition, the combination of control targets for setpoint and limit control or the assignment of individual limit values for several measuring points enable simultaneous treatment of several control targets. The limitation lies in the simultaneous control of a predetermined setpoint and a limit value. As a single actuator within the grid, the controller must prioritize the control targets to be met. The highest priority is given to the current limit control followed by the control target for voltage limit control. The low-priority setpoint control targets active in the event of a limit violation are disabled in favor for a limit value. In the case of a simultaneous violation of several current or voltage limits, a control voltage is determined to achieve the lowest possible limit value violation.

In particular, the control concepts as well as the associated discretization of the control voltage are verified with simulation studies. For this purpose, the analytical principles as well as the characteristic properties are represented by a simple ring network. Intensive investigations of the control concepts are based on a real LV grid with

meshed structures. All control concepts and targets are shown and checked. The goal is the validation of the theoretical fundamentals as well as the algorithms of the characteristic curve method. A laboratory and field test review has been carried out using a prototype developed as part of the research project „FLOW-R“. This is first subjected to an intensive laboratory examination. The therefore developed test bed contains a meshed LV grid simulation and load and PV simulators for checking the hardware structure, the method for imprinting the complex control voltage and the error-free functioning of the implemented algorithms. The successful completion of the tests leads to a subsequent field test under real conditions. As in the laboratory test, the effectiveness of the control concept is examined in particular. Although the loadings of the main lines in the test grid do not justify the use of a controller, the algorithms can be checked with an appropriate parameterization of the control targets. The results are convincing due to the high accuracy of compliance with the specified target and limit values. Scaling to operationally relevant limit values can be seen in the simulation studies.

To discuss the operational benefits of a VPC its use was compared with a cable laying as a measure of conventional network expansion. For this purpose, within the scope of an economic analysis for different controller variants, the lengths of the sections to be realized conventionally could be determined. This can be a bandwidth of network expansion limited by investment and annuity costs, for which the controller represents an economically viable alternative. For a technical evaluation, a study was carried out to increase the absorption capacity of a LV grid ring by using a regulator. Again, the use of a controller for different grid configurations could be proven useful.

Thus, the results of this work provide an answer to the question posed in the introduction about the realization of a flexible measure to limit the thermal load in LV grids.

Various approaches are conceivable for future research activities based on the basis presented here. The controller could also be used for the coupling of two LV grids, fed from different local substations. For this purpose, the control and protection concepts have to be developed and adapted accordingly. Furthermore, the discussion on the realization of the controller with power electronic components should be included and a variant based on this should be worked out. Advantages and disadvantages compared to a conventional realization would have to be discussed and proven.

15 Anhang

15.1 Prüfstand

15.1.1 Topologie der Netznachbildung

Zur Überprüfung der Funktionsfähigkeit des Reglers, insbesondere der korrekten Implementierung der Algorithmen aus dem Regelkonzept, sowie der Überprüfung sicherheitsrelevanter Funktionen, wird dieser im Rahmen ausführlicher Untersuchungen in einer Laborumgebung getestet. Um die Zuverlässigkeit des Betriebsmittels zu überprüfen, insbesondere vor dem Hintergrund des nachfolgenden Feldtests, ist ein Betrieb des Reglers bei Bemessungsleistung eine Grundvoraussetzung für die Entwicklung des verwendeten Prüfstands.

Wesentlicher Bestandteil des Aufbaus ist eine Netznachbildung, welche eine nieder-dichte Ein- bis Zweifamilienhaussiedlung in einem halbstädtischen Gebiet nachbildet und einen realitätsnahen Reglerbetrieb zulässt. Die Grundlagen des Modells und die Parameter der Netznachbildung basieren auf dem synthetischen Netz zu Siedlungstyp S3a aus [52] und [53]. Die in der Prüfstands-Topologie realisierten Längen der einzelnen Streckenabschnitte sowie der verwendete Kabeltyp NAYY 4x150 entsprechen den Vorgaben aus dem synthetischen Netzmodell.

In Abbildung 15.1 wird die Struktur der Topologie dargestellt. Diese kann durch Öffnen einzelner Verbindungen X11 bis X32 oder der Sicherungstrennschalter F1 bis F3 unterschiedlich vermascht oder im Strahl betrieben werden. Weiterhin kann aus der Abbildung die Positionierung der Messpunkte MP entnommen werden. Jeder Impedanz ist eines dieser Messgerät zugeordnet, welches zur Überwachung und Protokollierung sämtlicher Ströme und Spannungen dient und dem Regler als Messpunkt zur Verfügung gestellt werden kann. Der Anschluss der Lasten und Einspeiser erfolgt an den Sammelschienen SS1 bis SS3.

15.1.2 Leitungsnachbildung

Die Realisierung der Leitungsnachbildungen (LNB) basiert auf dem vereinfachten Ersatzschaltbild nach Abbildung 2.3 aus Kapitel 2. Somit war lediglich die Realisie-

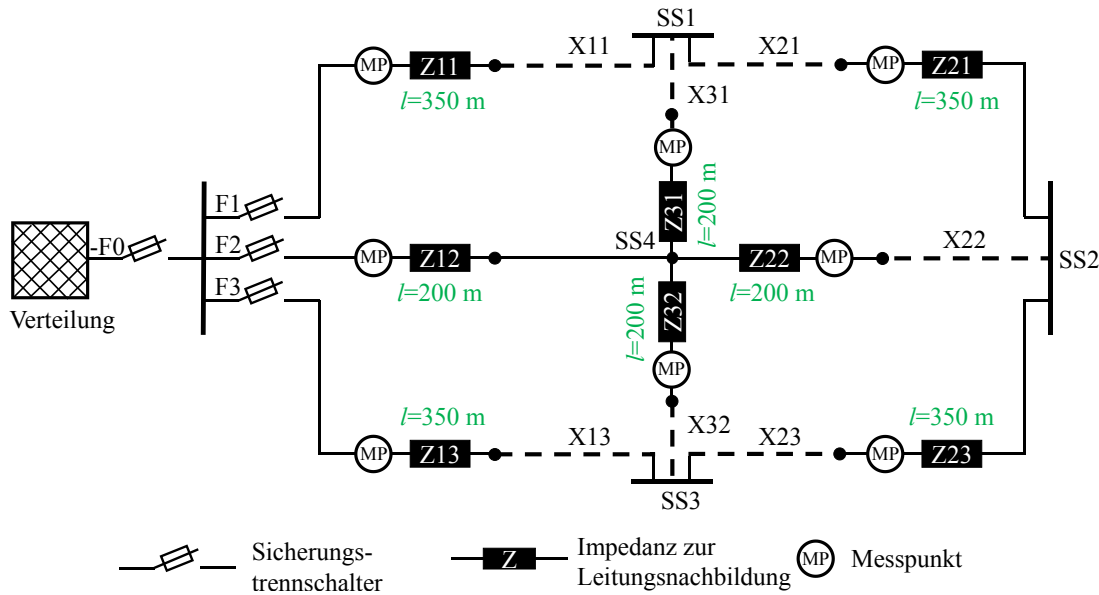


Abbildung 15.1: Topologie des Maschennetz-Modells des Prüfstands

zung der erforderlichen Resistanz und Reaktanz, basierend auf den Parametern des Kabeltyps NAYY 4x150, notwendig. Die nachgebildeten Längen wurden aufgrund des Siedlungstyps S3a gewählt und entsprechend den in Abbildung 6.2 angegebenen Werten.

Der Impedanzbelag des genannten Kabeltyps wird in der Literatur nach Gleichung (15.1) angegeben und bezieht sich auf eine Länge von 1000 m. Mittels Gleichung 15.2 kann dieser auf beliebige Längen umgerechnet werden, wobei sich die Reaktanz aus der Induktivität nach Gleichung (15.3) bestimmen lässt.

$$Z' = (0,206 + j0,08) \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (15.1)$$

$$Z = \frac{Z'}{1000\text{m}} \cdot l \quad (15.2)$$

$$\text{mit } \text{Im} \{ Z' \} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \quad (15.3)$$

Zur Parametrierung der Bauteile ergeben sich die Werte für Resistanz und Reaktanz nach Gleichung 15.5.

$$R = \text{Re} \{ Z \} \quad (15.4)$$

$$L = \frac{\text{Im} \{ Z \}}{2 \cdot \pi \cdot f} \quad (15.5)$$

Tabelle 15.1 stellt die Resistanz- und Reaktanzwerte für die im Modell realisierten Längen dar. Es wurden ausschließlich am Markt verfügbare Standardbauteile verwendet, deren Parameter geringfügig von den exakt berechneten Werten für das Netzmodell abweichen.

Die Resistenzen werden durch den Einsatz von Hochleistungs-Stahlgitterwiderständen aufgebaut. Die für diese Bauteile vom Hersteller angegebenen Toleranzen von $\pm 8\%$ in Bezug auf den Nennwert sind auf Abweichungen im Fertigungsprozess sowie einer möglichen Temperaturabhängigkeit bei Dauerbetrieb zurückzuführen. Die Reaktanzen werden durch dreipolige Drosselspulen realisiert. Für die überwiegend symmetrischen Belastungen der Testszenarien wurde keine Impedanznachbildung des PEN-Leiters vorgesehen. Dieser ist in der Netznachbildung niederohmig geerdet.

Tabelle 15.1: Parameter der LNB Impedanzen

	Länge l in m				
	1000	350		200	
	Datenblatt	exakt	LNB	exakt	LNB
R in Ω	0,206	0,072	0,072 ($\pm 8\%$)	0,041	0,041 ($\pm 8\%$)
L in mH	0,255	0,089	0,092	0,051	0,059

15.1.3 Integration in Schaltschränke

Das dargestellte Modell des Prüfstand-Netzes (Abbildung 6.2), bestehend aus den vorab beschriebenen Leitungsnachbildungen, wurde in vier aneinander gereihte Schaltschränke integriert (Abbildung 15.2). Mittels dreier Sammelschienensysteme kann die Änderung der Topologie sowie der Anschluss von Lasten und Erzeugern erfolgen. Die Belüftung erfolgt durch natürlicher Konvektion über Boden- und Dachpartie.

15.1.4 Lastnachbildung

Zur Erzeugung von Leistungsflüssen in der Netznachbildung werden zwei Last-Simulatoren betrieben, die unabhängig voneinander angesteuert und somit unterschiedliche Leistungen zur Verfügung stellen können. Die maximale Leistung jeder Last beträgt $P_{Last,peak} = 75$ kW bei $U_n = 400$ V und kann in 1,66kW-Stufen variiert werden. Aufgrund des Aufbaus bestehend aus Heizelementen, verhalten sich die Lasten

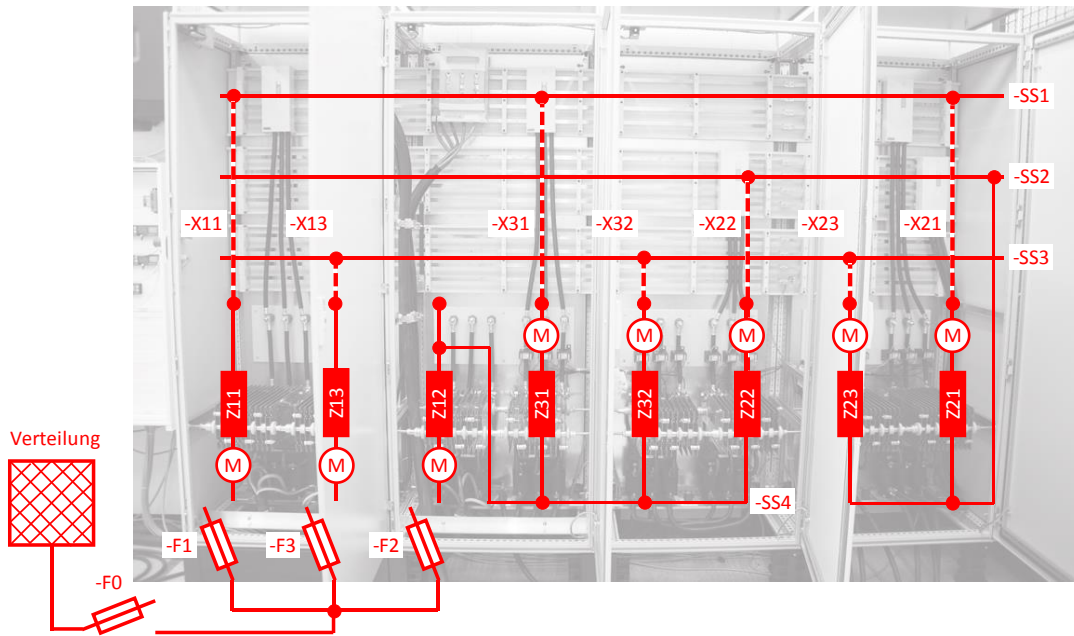


Abbildung 15.2: Integration des Prüfstand-Netzes in Schaltschränke

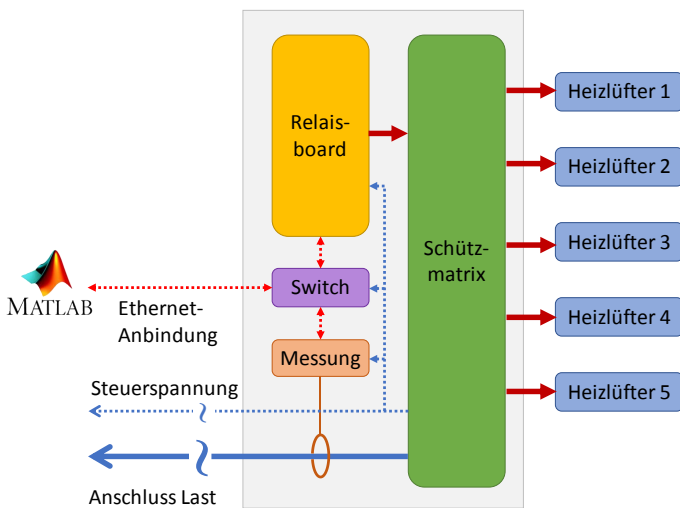


Abbildung 15.3: Lastnachbildung: Schematische Darstellung der Lastansteuerung (links) und Last-Simulator mit 75 kWp (rechts)

rein ohmsch mit $\cos\varphi = 1$. Die Ansteuerung wird in Abbildung 15.3 (links) schematisch dargestellt. Mit Hilfe eines Relaisboards, welches über eine Ethernet-Verbindung an das Labor-Netzwerk angeschlossen ist, können die Schütze der Schützmatrix mittels spezieller Skripte angesteuert werden. Die Schützmatrix ermöglicht das Ein- oder Ausschalten einzelner Heizelemente. Die auftretenden Ströme betragen bis zu $I_{Last,peak} \approx 108$ A und werden zusammen mit den Spannungen durch die integrierte Messtechnik erfasst und ebenfalls über die Ethernet-Verbindung an den Steuerrechner übertragen.

15.1.5 PV-Nachbildung

Zur Nachbildung von PV-Anlagen werden im Prüfstand zwei Wechselrichter unterschiedlicher Hersteller mit jeweils $S_r = 9$ kVA betrieben (Abbildung 15.4, links). Die für die Netznachbildung relevanten Parameter sind in Tabelle 15.2 zusammengefasst. Die beiden zur Nachbildung der PV-Module verwendeten DC-Quellen (Abbildung 15.4, rechts) weisen eine DC-Bemessungsleistung von $P_r = 10$ kW auf und sind bezüglich Spannung und Strom auf den Arbeitsbereich der Wechselrichter abgestimmt.

Tabelle 15.2: Technische Daten Wechselrichter (Herstellerangaben)

Hersteller	KACO	SMA
Modell	blueplanet 9.0 TL 3	STP 9000TL-20
S_r in kVA	9,0	9,0
$I_{r,AC}$ in A	3 x 13,0	3 x 13,1
Wirkungsgrad in %	98,3	98,0
Europ. Wirkungsgrad in %	97,9	97,6
$\cos(\varphi)$ -Regelung	nach VDE AR-N 4105	

Mit Hilfe der PV-Nachbildung soll eine Anhebung der Knotenspannung durch eine angeschlossene Erzeugungsanlage simuliert werden. Hierzu wird die Nachbildung an zwei Netzausläufer-Modelle angeschlossen, an deren Ende eine nennenswerte Spannungsbandverletzung erzeugt werden kann. Abbildung 15.5 zeigt den Aufbau für eine PV-Anlage. Für den resistiven Anteil R der dreiphasig aufgebauten Impedanz Z des Netzausläufers kann zwischen zwei Werten $R = R_1$ oder $R = R_1 + R_2$ umgeschaltet werden. Dadurch können die Impedanzen der Kabeltypen NAYY 4x150 und NAYY 4x95 mit einer Länge $l = 11,87$ km eingestellt werden. Die Werte der Impedanz wurden



Abbildung 15.4: PV-Nachbildung bestehend aus zwei Wechselrichtern der Hersteller KACO und SMA (links) und zwei 10 kW DC-Quellen zur Speisung der Wechselrichter (rechts)

auf die maximale Wechselrichter-Bemessungsleistung (bei $\cos(\varphi) = 0,95$) abgestimmt und haben eine nennenswerte Spannungsanhebung $\Delta U = U_{PV} - U_{NN}$ auf dem Streckenabschnitt zwischen dem PV-Anlagenknoten und dem Netz-Modell zur Folge. In Abhängigkeit des gewählten Kabeltyps können somit die in Tabelle 15.3 angegebenen Spannungsbandanhebungen am Knoten der jeweiligen PV-Anlagen erzeugt werden. Die nachgebildete Länge stellt keinen betrieblich sinnvollen Wert für einen NS-Netzausläufer dar, dient aber zur künstlichen Erzeugung der zum Test erforderlichen Spannungsanhebung.

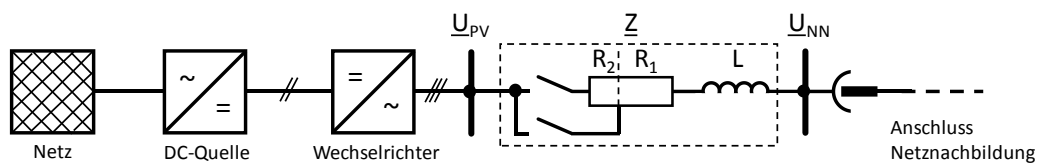


Abbildung 15.5: PV-Netz

Tabelle 15.3: Daten der PV-Netznachbildung

	NAYY 4x150 mm ²		NAYY 4x95 mm ²	
	Datenblatt	Prüfstand	Datenblatt	Prüfstand
Länge l in km	11,87			
Resistanz R in Ω	2,45	2,45	3,8	3,8
Induktivität L in mH	3,02	3,02	3,1	3,02
Max. Spannungsanh. ΔU in %	13,9		22,1	

15.1.6 Mess- und Kommunikationstechnik

Zur Messung aller relevanter Spannungen, Ströme und Leistungen wurden an den in Abbildung 6.2 dargestellten Messpunkten der Netznachbildung Power Quality Analysatoren installiert. Die Messgeräte des Typs UMG 604 des Herstellers Janitza [75] weisen die in Tabelle 15.4 ausgewiesenen Eigenschaften auf. Zur Messung der Ströme kommen Wandler mit einem Übersetzungsverhältnis 250/5A, Klasse 1 zum Einsatz. Sowohl in den Last- als auch den PV-Simulatoren werden Messgeräte des gleichen Herstellers vom Typs UMG 96 RM [76] eingesetzt. Alle Messgeräte verfügen über eine Ethernet-Schnittstelle durch die eine Einbindung in das Labor-Netzwerk ermöglicht wird. Die Messdaten werden über die zugehörige Visualisierungs- und Auswerte-Software GridVis[®] erfasst und verarbeitet.

Tabelle 15.4: Eigenschaften der verwendeten Messgeräte

Modell		UMG 604	UMG 96 RM
Messgenauigkeit	U	±0,2%	±0,2%
	I	±0,25%	±0,2%
	S/P/Q	±0,4%	±0,5%
Abtastfrequenz	U	20 kHz	10 kHz
	I	20 kHz	21,33 kHz
Resolution	U	10 mV	10 mV
	I	0,1 mA	0,1 mA

Sowohl Lasten, PV-Nachbildung und Messtechnik werden mittels Ethernet-Anbindung in einem lokalen Netzwerk eingebunden. Die Steuerung der aktiven Komponenten und gleichzeitige Erfassung der Messdaten erfolgt über einen zentralen Leitrechner, der ebenfalls in die Netzwerkstruktur eingebunden ist.

15.2 Schaltkreise des Reglers

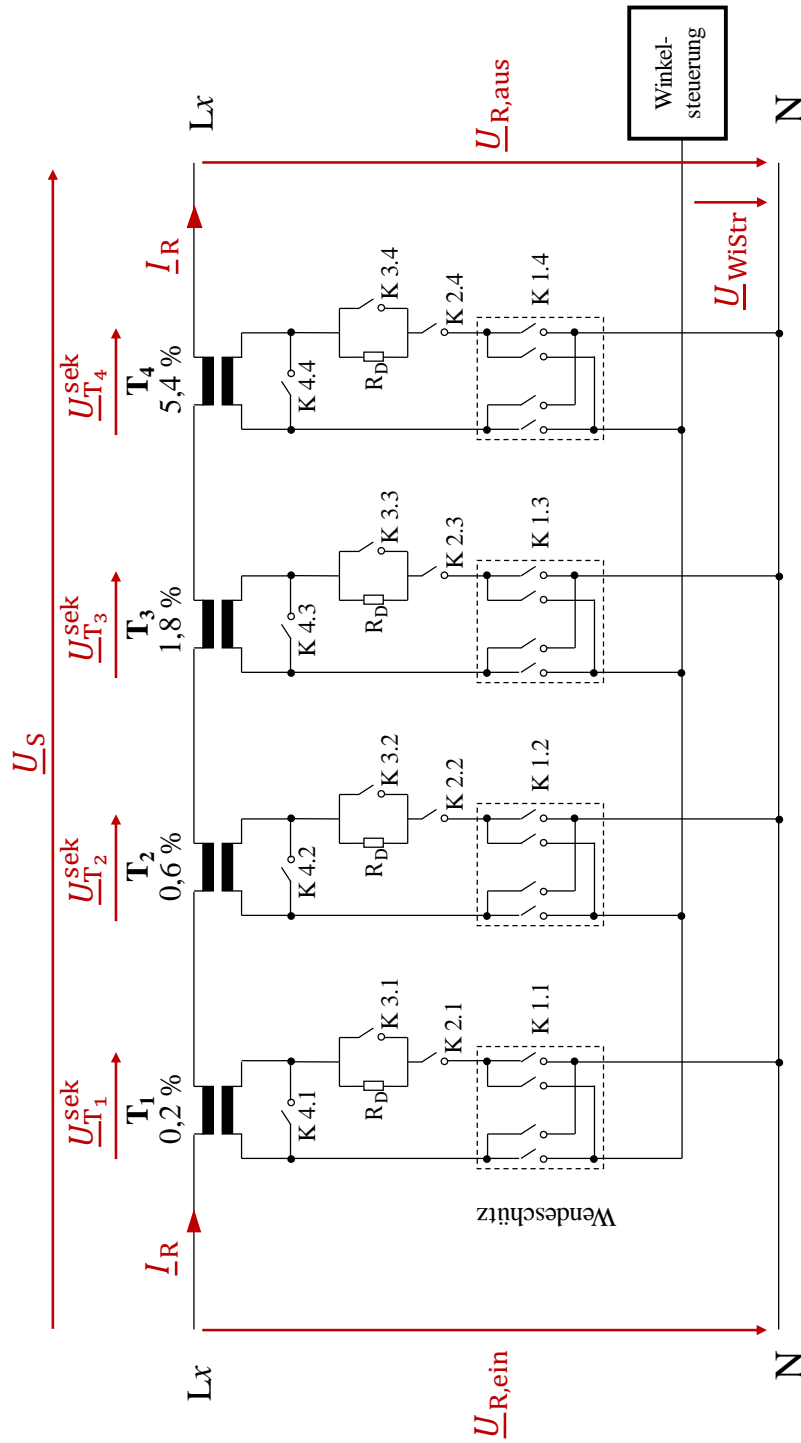


Abbildung 15.6: Schaltung zur Betragsteuerung

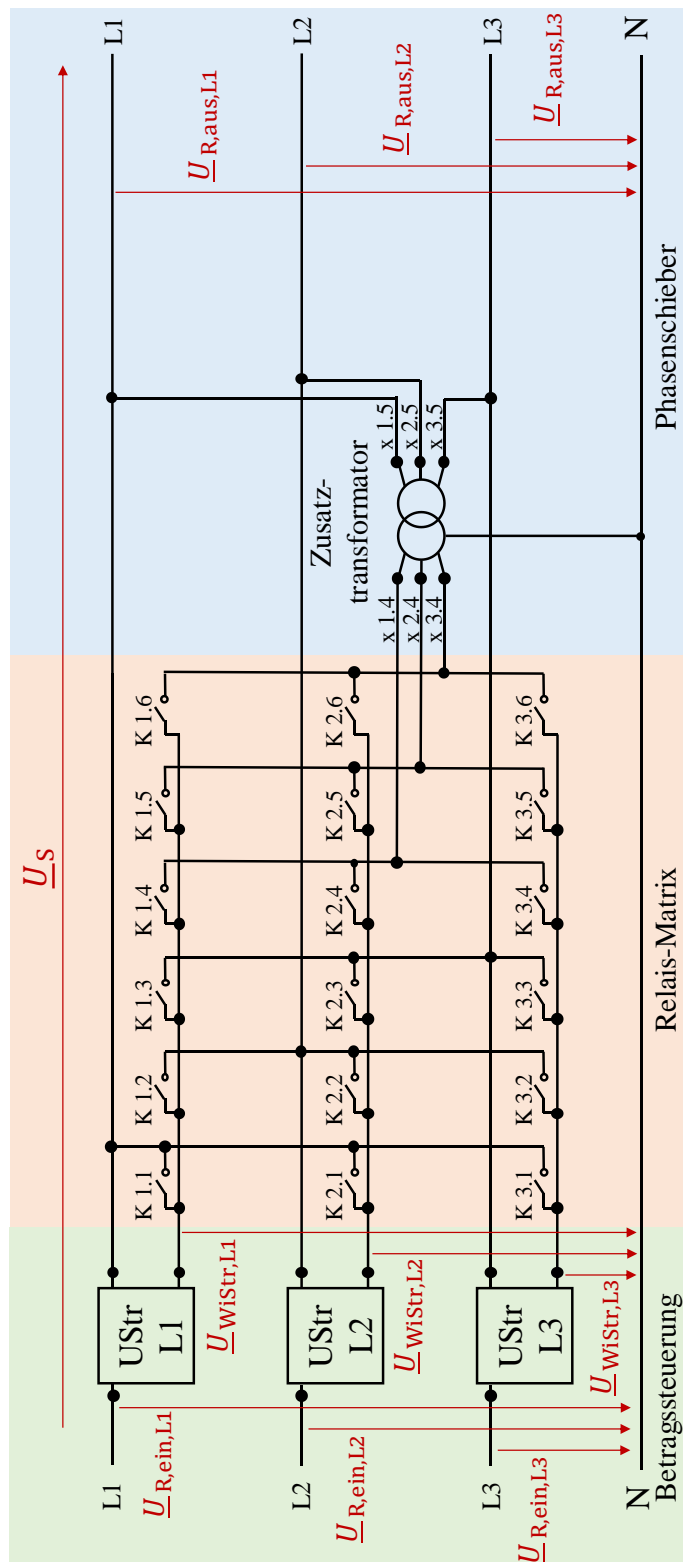


Abbildung 15.7: Schaltung zur Winkelsteuerung

15.3 Zeigerdiagramm

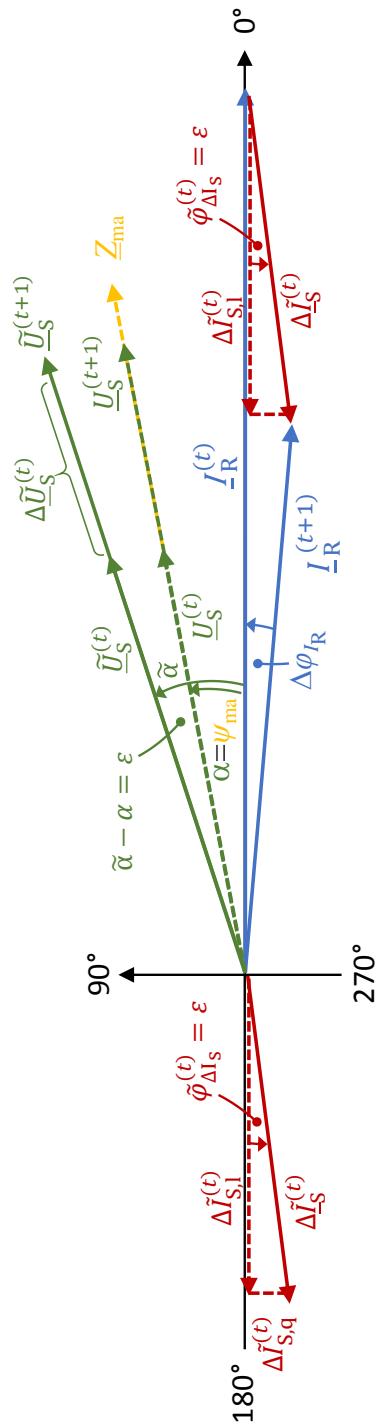


Abbildung 15.8: Zeigerdiagramm zur Darstellung des Einflusses der Diskretisierung auf den Steuerstrom

15.4 Simulations- und Testnetze

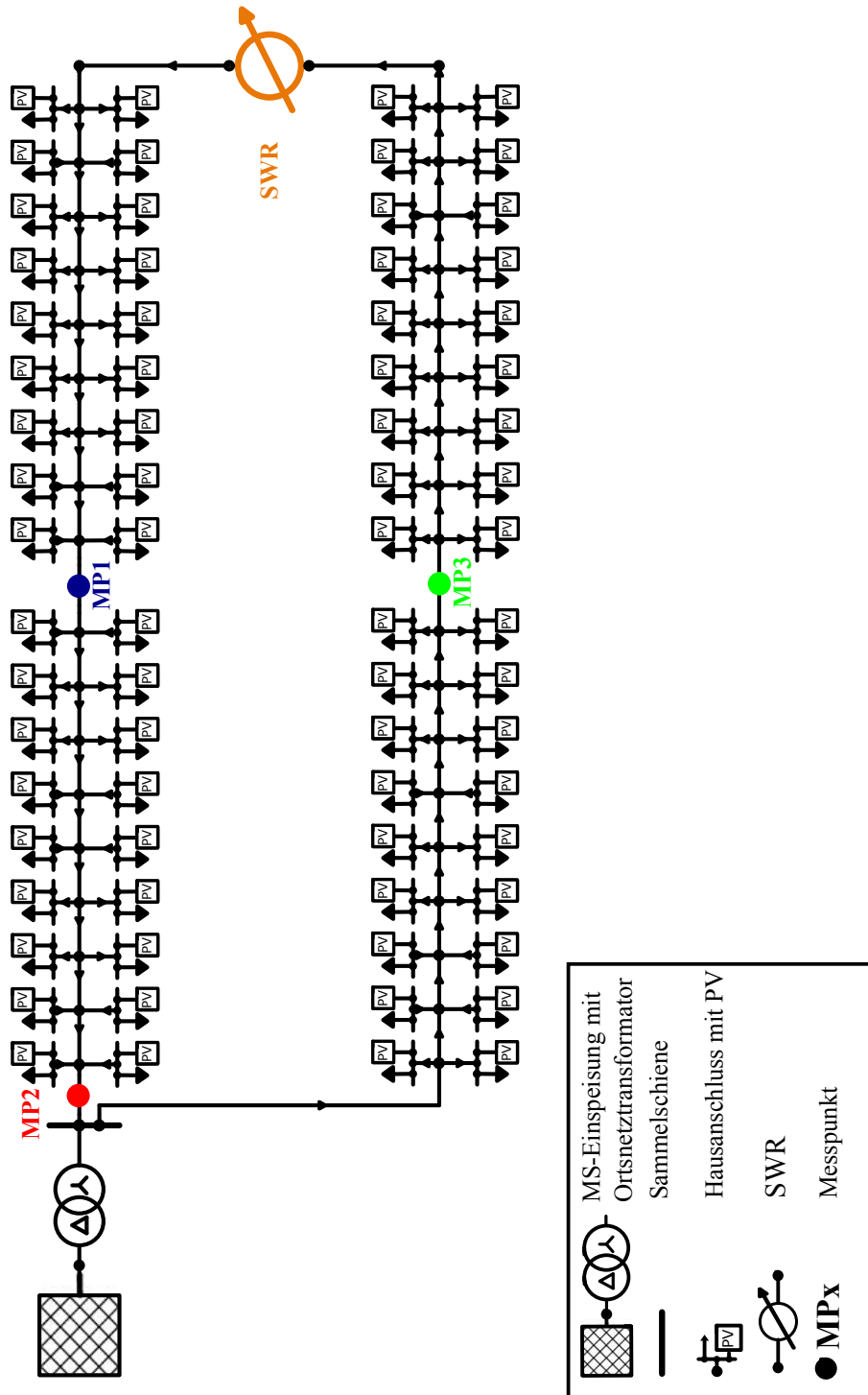


Abbildung 15.9: Synthetisches Testnetz

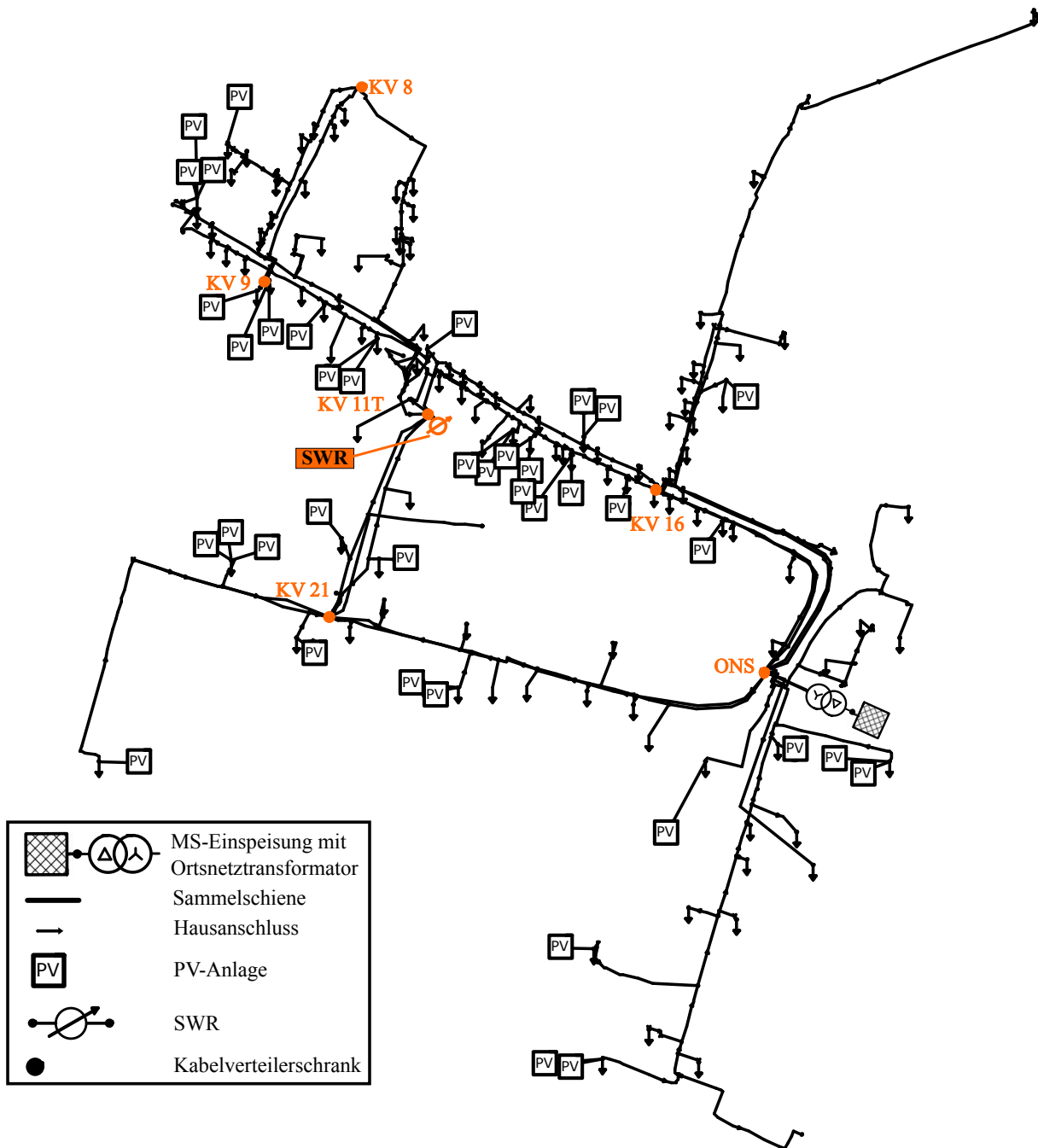


Abbildung 15.10: Reales Testnetz in lageähnlicher Darstellung

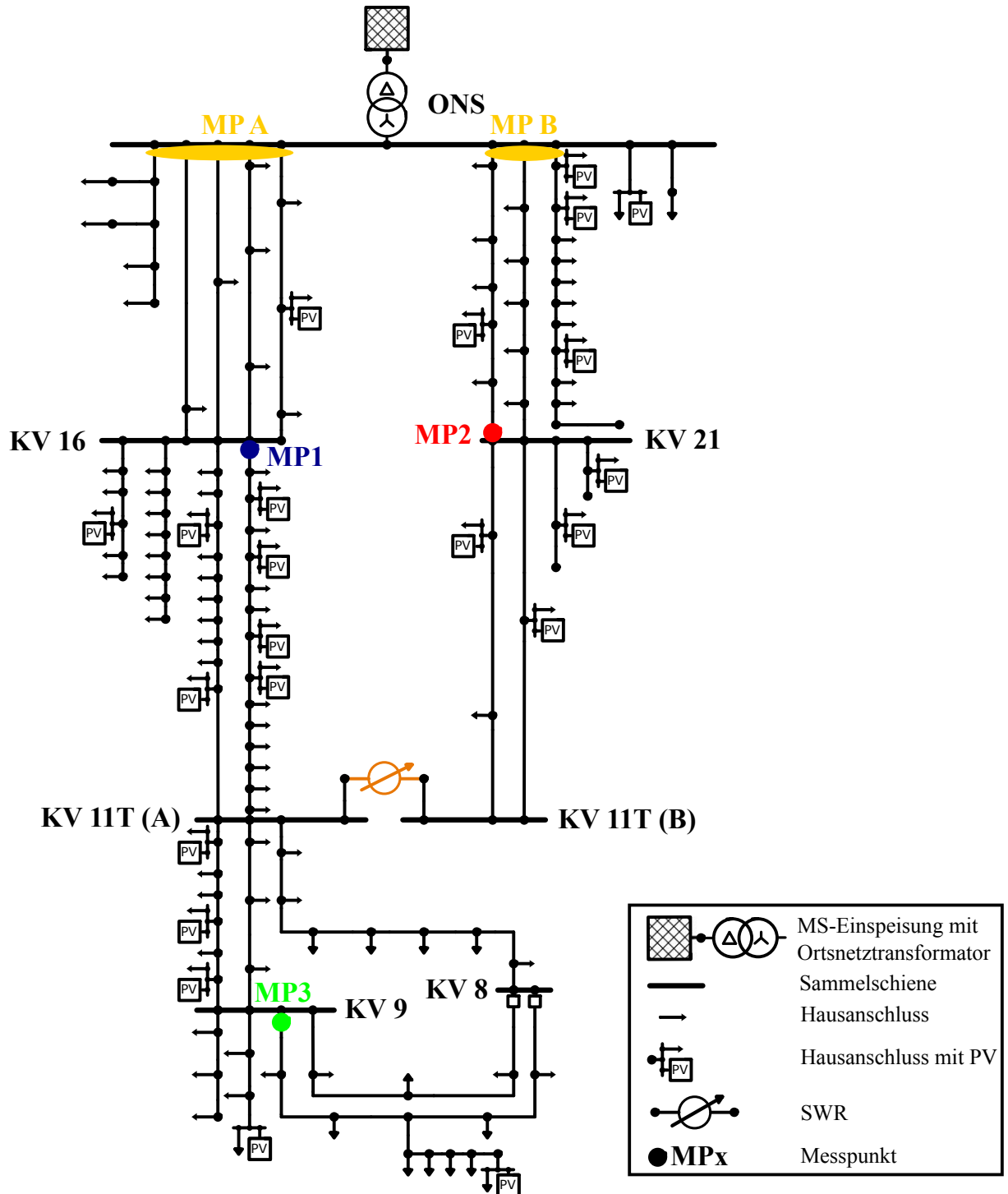


Abbildung 15.11: Reales Testnetz in topologischer Darstellung

15.5 Kabeltypen

Tabelle 15.5: Parameter von Kabel- und Freileitungstypen

	Typ	R' in Ω/km	X' in Ω/km	Z' in Ω/km	ψ in $^\circ$	X'/R'
Erdkabel	NAYY 4x70	0,443	0,082	0,451	11,65	0,19
	NAYY 4x95	0,320	0,082	0,330	14,68	0,26
	NAYY 4x150	0,206	0,080	0,221	22,25	0,39
	NAYY 4x185	0,164	0,080	0,182	26,03	0,49
	NAYCWY 3(4)x70	0,443	0,075	0,449	10,68	0,17
	NAYCWY 3(4)x95	0,320	0,075	0,329	14,66	0,23
	NAYCWY 3(4)x150	0,206	0,075	0,219	22,23	0,36
	NAYCWY 3(4)x185	0,164	0,075	0,180	27,31	0,46
	NYY 4x70	0,268	0,082	0,280	18,90	0,31
	NYY 4x95	0,193	0,082	0,210	23,02	0,42
	NYY 4x150	0,124	0,080	0,148	32,83	0,65
	NYY 4x185	0,099	0,080	0,127	38,94	0,81
Freileitung	NA2XY 4x70	0,443	0,091	0,452	12,90	0,21
	NA2XY 4x95	0,320	0,089	0,332	17,27	0,28
	NA2XY 4x150	0,206	0,088	0,224	25,70	0,43
	NA2XY 4x185	0,164	0,087	0,186	31,05	0,53
	F-AL 4x50	0,615	0,376	0,721	31,44	0,61
	F-AL 4x70	0,463	0,367	0,591	38,40	0,79
	F-AL 4x95	0,326	0,356	0,483	47,52	1,09
	F-CU 4x50	0,377	0,376	0,532	44,92	1,00
	F-CU 4x70	0,284	0,367	0,464	52,27	1,29
F-CU 4x95	0,200	0,356	0,408	60,67	1,78	

15.6 Kosten Netzausbau

Tabelle 15.6: Kostenbestandteile Netzausbau

	Betriebsmittel/ Maßnahme	Typ	Kosten	Einheit	Betriebskosten- faktor [%/a]	Nutzungsdauer [a]
Freileitung	Material	4x50 mm ² (Cu)	13,9	Tsd.€/km		
	Material & Netzbau	4x50 mm ² (CU)	110	Tsd.€/km		
	Material	4x70 mm ² (isoliert- A2Y)	4	Tsd.€/km		30
	Material & Netzbau	4x70 mm ² (isoliert- A2Y)	110	Tsd.€/km		
	Holzmast	neuer Mast inkl. Kabelaufführung, etc.	1,25	Tsd.€/km		
	Dachständer		1	Tsd.€/km		
	Trassenkosten		19	Tsd.€/km		
	Freileitungsrückbau		20	Tsd.€/km	0	
Kabel	Material	4x35 mm ² (NAYY-J)(PVC)	2	Tsd.€/km	0,1-0,5	30
		4x95 mm ² (NAYY-J)(PVC)	5	Tsd.€/km	0,1-0,5	30
		4x150 mm ² (NAYY-J)(PVC)	6,5	Tsd.€/km	0,1-0,5	30
	Material & Netzbau	4x150 mm ² (NAYY-J)	5	Tsd.€/km	-	
Tiefbau	Tiefbau	unversiegelt, pflügen möglich	23	Tsd.€/km	0	45
		unversiegelt, pflügen nicht möglich	35	Tsd.€/km	0	45
		versiegelt, niedriges Verkehrsaufkommen	100	Tsd.€/km	0	45
		versiegelt, hohes Verkehrsaufkommen	140	Tsd.€/km	0	45
Kabelverteiler	Kabelverteilerschrank	ländlich	2,5	Tsd.€	0,6	35
Zubehör	Muffe		0,25	Tsd.€	0	
	Hausanschlusskasten		1,5	Tsd.€	0	
	NH-Sicherungen (Satz)		0,05	Tsd.€	0,5	30
ONS	Transformator	MS/NS 160 kVA	4	Tsd.€	0,1-1,0	35
		MS/NS 250 kVA	5	Tsd.€	0,1-1,0	35
		MS/NS 400 kVA	6,5	Tsd.€	0,1-1,0	35
		MS/NS 630 kVA	8,25	Tsd.€	0,1-1,0	35
		MS/NS 800 kVA	9,5	Tsd.€	1,5	35
		MS/NS 1000 kVA	10,5	Tsd.€	0,1-1,0	35
		MS/NS 1250 kVA	11,75	Tsd.€	0,1-1,0	35
	ONS (ohne Transformator)		30	Tsd.€	1,5	40

Tabelle 15.7: Übersicht der SWR-Varianten mit Kosten

Variante	Regler		Zubehör			Summe
	Ausführung	Anschaffung	Sockel	Mess-technik	Kommuni-kation	
V1	SWR, 100 kVA, fixer Winkel, 3 Stufentransformatoren	19.700 €	710 €	800 €	1.000 €	22.210 €
V2	SWR, 150 kVA, fixer Winkel, 3 Stufentransformatoren	20.500 €	710 €	800 €	1.000 €	23.010 €
V3	SWR, 100 kVA, fixer Winkel, 4 Stufentransformatoren	21.700 €	710 €	800 €	1.000 €	24.210 €
V4	SWR, 150 kVA, fixer Winkel, 4 Stufentransformatoren	22.500 €	710 €	800 €	1.000 €	25.010 €
V5	SWR, 100 kVA, variabler Winkel, 3 Stufentransformatoren	24.300 €	710 €	800 €	1.000 €	26.810 €
V6	SWR, 150 kVA, variabler Winkel, 3 Stufentransformatoren	25.500 €	710 €	800 €	1.000 €	28.010 €
V7	SWR, 100 kVA, variabler Winkel, 4 Stufentransformatoren	26.300 €	710 €	800 €	1.000 €	28.810 €
V8	SWR, 150 kVA, variabler Winkel, 4 Stufentransformatoren	27.500 €	710 €	800 €	1.000 €	30.010 €

Tabelle 15.8: Kostenvergleich Netzausbau und SWR: gleiche Investition (bei einmaliger Reinvestition in den SWR)

Variante	Regler			Kabel			Wirtschaftlichkeitsvergleich		
	Investition	Reinvestition	Betriebs-kosten	Investition	Betriebs-kosten	Länge	Investition Regler/Kabel	Annuität Regler	Annuität Kabel
V1	22.210 €	17.768 €	936 €	40.002 €	389 €	354 m	100%	6.554 €	2.564 €
V2	23.010 €	18.408 €	936 €	41.471 €	399 €	367 m	100%	6.676 €	2.657 €
V3	24.210 €	19.368 €	936 €	43.618 €	414 €	386 m	100%	6.858 €	2.795 €
V4	25.010 €	20.008 €	936 €	44.974 €	423 €	398 m	100%	6.980 €	2.881 €
V5	26.810 €	21.448 €	936 €	48.251 €	445 €	427 m	100%	7.255 €	3.091 €
V6	28.010 €	22.408 €	936 €	50.398 €	459 €	446 m	100%	7.438 €	3.228 €
V7	28.810 €	23.048 €	936 €	51.867 €	468 €	459 m	100%	7.559 €	3.322 €
V8	30.010 €	24.008 €	936 €	54.014 €	483 €	478 m	100%	7.742 €	3.459 €

Tabelle 15.9: Kostenvergleich Netzausbau und SWR: gleiche Annuität (bei einmaliger Reinvestition in den SWR)

Variante	Regler			Kabel			Wirtschaftlichkeitsvergleich		
	Investition	Reinvestition	Betriebs-kosten	Investition	Betriebs-kosten	Länge	Investition Regler/Kabel	Annuität Regler	Annuität Kabel
V1	22.210 €	17.768 €	936 €	102.717 €	514 €	909 m	39%	6.554 €	6.552 €
V2	23.010 €	18.408 €	936 €	104.638 €	523 €	926 m	40%	6.676 €	6.675 €
V3	24.210 €	19.368 €	936 €	107.463 €	537 €	951 m	41%	6.858 €	6.855 €
V4	25.010 €	20.008 €	936 €	109.384 €	547 €	968 m	41%	6.980 €	6.977 €
V5	26.810 €	21.448 €	936 €	113.791 €	569 €	1007 m	42%	7.255 €	7.258 €
V6	28.010 €	22.408 €	936 €	116.616 €	583 €	1032 m	43%	7.438 €	7.439 €
V7	28.810 €	23.048 €	936 €	118.537 €	593 €	1049 m	44%	7.559 €	7.561 €
V8	30.010 €	24.008 €	936 €	121.362 €	607 €	1074 m	45%	7.742 €	7.741 €